

## PRESSÕES ANORMAIS NO CAMPO DE MIRANGA PROFUNDO

ABNORMAL PRESSURES IN THE MIRANGA DEEP FIELD

Georges Salim Khouri<sup>1</sup>

RESUMO – O Campo de Miranga Profundo está situado na parte centro-oeste da Bacia do Recôncavo. Trata-se de um campo produtor de óleo e gás sendo que, deste último, se constitui hoje um dos mais promissores em bacias terrestres no Brasil, com um volume de gás *in place* de 15 bilhões de m<sup>3</sup>. Os reservatórios produtores deste campo são turbiditos de grande espessura vertical, pertencentes às Camadas Caruaçu da Formação Marfim, aos sedimentos arenosos do Membro Pitanga da Formação Candeias, e aos supostos leques rasos pertencentes ao Membro Catu Inferior, também da Formação Marfim. As pressões originais destes reservatórios são, na maioria dos casos, anormalmente baixas com diferencial de pressão em relação ao gradiente hidrostático normal (água doce), entre 24 e 35 Kgf/cm<sup>2</sup>. Reservatórios com pressões normais e anormalmente altas são raramente encontrados. O gradiente médio da pressão dos reservatórios neste campo é de 0,0823 Kgf/cm<sup>2</sup>/m. Mapas de isopressão revelaram uma região onde as subpressões são mais acentuadas, denominadas "eixo de menor pressão", cuja orientação tem correspondência com a do principal sistema de falhas do campo. Acredita-se que a origem das pressões anormais no Campo de Miranga Profundo estaria relacionada principalmente à perda de fluidos através dos falhamentos que se instalaram na área, e pelas regiões mecanicamente afetadas pela ascensão de diápiros de folhelho que se posicionaram ao redor de toda área deposicional. Este mecanismo, provavelmente, atuou também durante a geração e migração de hidrocarbonetos. Supõe-se que a taxa de "escape de fluido" foi maior do que a taxa de geração de hidrocarbonetos, concorrendo assim para uma subpressão. Os mapas de isopressão podem auxiliar melhor o dimensionamento da lama de perfuração de poços futuros, evitando dano de formação causado pelo excessivo peso da lama de perfuração. O desconhecimento das variações das pressões anormais levou ao uso de pesos de lama inadequados nas operações de perfuração, que em alguns casos atingiram diferenciais de pressão de 100 Kgf/cm<sup>2</sup> em relação à pressão da formação.

(Originais recebidos em 31.01.90.)

ABSTRACT – The Miranga deep field is located in the central-western part of the Recôncavo Basin. It produces both oil and gas and is one of the most promising onshore gas-producing fields in Brazil, with a volume of gas *in place* of 15 billion m<sup>3</sup>. The producing reservoirs of this field consist of turbidites of great vertical thickness; these belong to the Caruaçu layers of the Marfim formation; to the sandstone sediments of the Pitanga member, Candeias formation; and to the supposed shallow fans of the lower Catu member, Marfim formation. In most cases the original pressures of these reservoirs are abnormally low and display a differential pressure of around 24 to 35 kgf/cm<sup>2</sup> in relation to the normal hydrostatic gradient (fresh water). Reservoirs with normal or abnormally high pressures are rarely found. The average pressure gradient for reservoirs in this field is 0.0823 kgf/cm<sup>2</sup>/m. Isopressure maps reveal a region where subpressures are sharper (designated "lower pressure axis") and that trends the same as the main fault system in the field. It is believed that the origin of the abnormal pressures in the Miranga deep field are mainly related to fluid loss through the faults that appeared in this area and through the regions that were mechanically affected by the uplifting of the shale diapirs that positioned themselves around the entire depositional area. This mechanism was also active during the generation and migration of hydrocarbons. It is supposed that the fluid escape rate was greater than the hydrocarbon generation rate, thereby contributing to subpressure. Isopressure maps can aid in better designing drilling mud for future wells and thus in avoiding formation damage caused by excessively heavy muds. An inadequate understanding of variations in abnormal pressures has led to the use of inappropriate mud weights in drilling operations, and in some cases differential pressures of 100 kgf/cm<sup>2</sup> in relation to formation pressure were reached.

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

1 - Setor Regional de Tratamento de Dados de Perfis e Testes (SERTRAP), Divisão Regional de Operações Geológicas (DIRGEO), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA), Av. Beira Mar, 220, 4<sup>o</sup> andar, Calçada, CEP 40420, Salvador, Bahia, Brasil.

# 1 - INTRODUÇÃO

O Campo de Miranga Profundo está situado na parte centro-oeste da Bacia do Recôncavo, em uma região subsidente, denominada Baixo de Miranga (fig. 1).

rasos pertencentes ao Membro Catu Inferior, também da Formação Marfim (figs. 2a e 2b).

Os corpos arenosos das Camadas Caruaçu e Membro Pitanga da Formação Candeias possuem uma

geometria externa lenticular e descontínua, caracterizada por inúmeros corpos de pequena espessura. Estes corpos apresentam-se aleatoriamente, e intercalados por níveis centimétricos de folhelho. A heterogeneidade lateral e vertical é

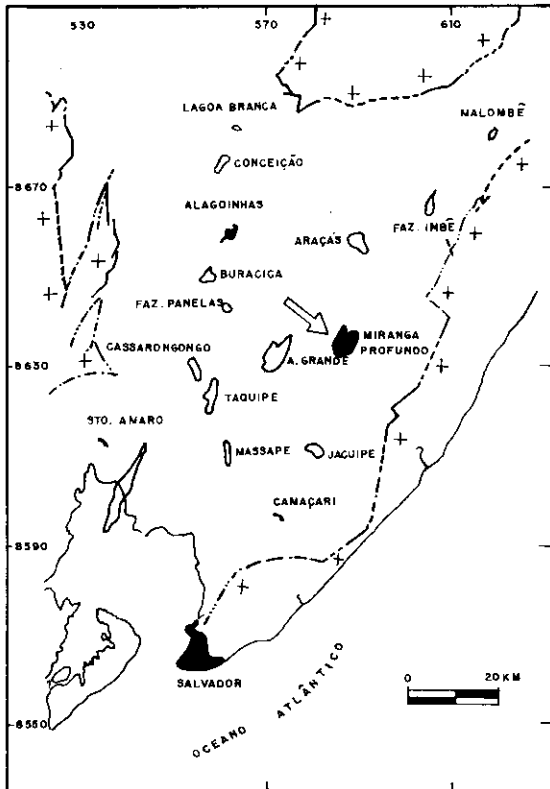


Fig. 1 - Mapa de localização.  
Fig. 1 - Location map.

Trata-se de um campo produtor de óleo e gás, sendo que deste último, se constitui, hoje, um dos mais promissores em bacias terrestres brasileiras, com um volume de gás *in place* de 15 bilhões de m<sup>3</sup>.

Os reservatórios produtores deste campo são turbiditos de grande espessura vertical, pertencentes às Camadas Caruaçu da Formação Marfim, aos sedimentos arenosos do Membro Pitanga da Formação Candeias e aos supostos leques

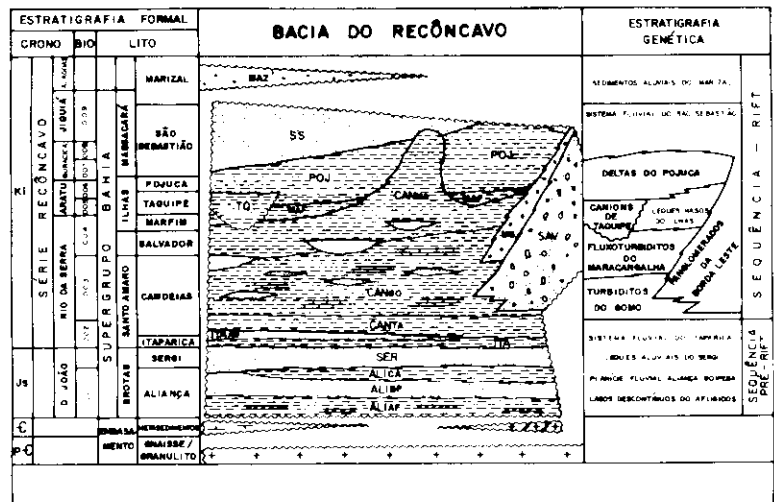


Fig. 2a - Coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo.  
Fig. 2a - Stratigraphic column, Recôncavo Basin.

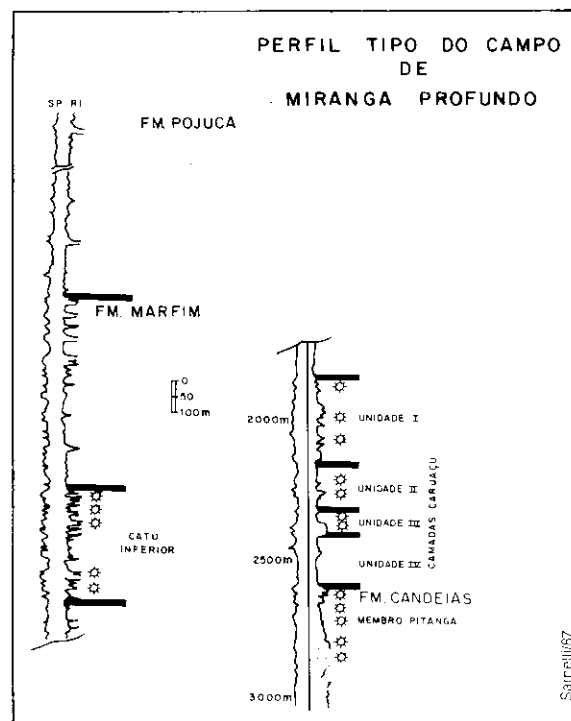


Fig. 2b - Perfil-tipo do Campo de Miranga Profundo.  
Fig. 2b - Type-profile, Miranga deep field.

acentuada, ocasionando freqüentes barreiras de permeabilidade e dificuldades na drenagem dos reservatórios.

Os arenitos das Camadas Caruaçu da Formação Marfim são predomi-

nantemente finos a silticos, também conglomeráticos, argilosos, e suas espessuras variam de 50 a 100 cm. Apresentam estruturas de deformacionais pós deposicionais, tais como as de escorregamento e escape de fluidos (fotos 1a e 1b). Já

os arenitos argilosos do Membro Pitanga da Formação Candeias apresentam, na sua parte superior, inúmeras estruturas de escorregamento, sigmóides e sedimentos fluidizados, semelhantes aos das Camadas Caruaçu; na parte inferior os arenitos são muito finos, extremamente argilosos, maciços e homogêneos (Samelli *et al.* 1987; fotos 1c e 1d).

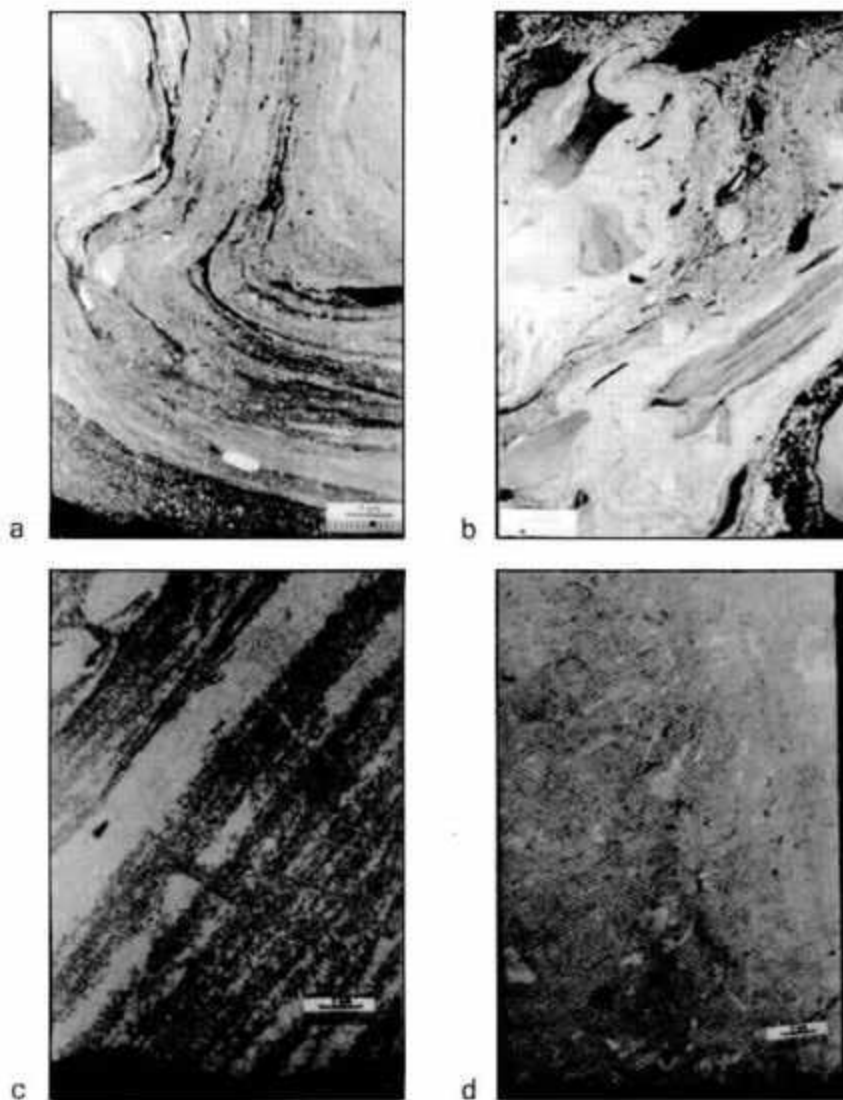
A correlação destes reservatórios é complexa, principalmente no estágio atual de desenvolvimento do campo, onde a malha de perfuração é de 800 m. Apesar disto conseguiu-se subdividir as Camadas Caruaçu em quatro unidades operacionais.

O Membro Catu inferior da Formação Marfim também apresenta uma geometria externa lenticular, porém possui uma maior continuidade. Apesar da abundância de folhelhos, a razão arenito/folhelho é bem maior do que a das Camadas Caruaçu e do Membro Pitanga da Formação Candeias. Trata-se de um arenito fino a médio com baixo teor de argila.

## 2 – ORIGEM DAS PRESSÕES ANORMALMENTE BAIXAS (PAB)

As explicações sobre a origem das pressões anormalmente baixas existentes em muitos reservatórios petrolíferos do mundo são polêmicas. Algumas destas sugestões veremos a seguir:

Levorsen (1956) sugeriu que reservatórios com pressão anormalmente baixa (PAB) podem ocorrer quando a superfície potenciométrica intercepta a trapa abaixo do seu ponto mais alto. A figura 3 mostra esta situação, que geralmente é imposta pela topografia. Uma outra explicação para outros reservatórios



Fotos 1a - Arenito conglomerático apresentando laminações convolutas pós deposicionais por escorregamento (Camadas Caruaçu da Formação Marfim); 1b - Arenito fino apresentando níveis argilosos deformados (Camadas Caruaçu da Formação Marfim); 1c - Arenito fino laminado, manchado por óleo (Membro Pitanga da Formação Candeias); 1d - Arenito fino, argiloso, totalmente deformado (Membro Pitanga da Formação Candeias).

Photos 1a - Conglomeratic sandstone displaying post-depositional convoluted laminations by slumping (Caruaçu layers, Marfim formation); 1b - Fine sandstone displaying deformed clayey levels (Caruaçu layers, Marfim formation); 1c - Oil-stained, laminated fine sandstone (Pitanga member, Candeias formation); 1d - Totally deformed clayey, fine sandstones (Pitanga member, Candeias formation).

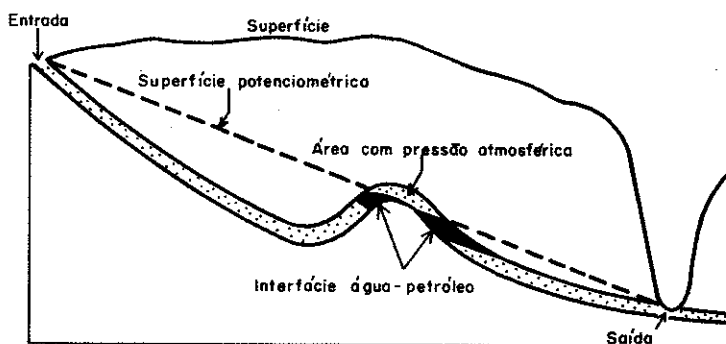


Fig. 3 - Modelo esquemático mostrando como a pressão do reservatório pode ser igual à atmosférica quando a superfície potenciométrica intercepta a trapa por baixo do seu ponto mais alto. Fonte: Levorsen (1956).

Fig. 3 - Schematic model showing how reservoir pressure can be equal to atmospheric pressure when the potentiometric surface intercepts a trap beneath its highest point (Levorsen 1956).

com PAB seria a denominada "pressão fóssil". A pressão do fluido nos poros foi estabelecida quando se depositava uma fina camada de sedimento que foi selado por um evento geológico qualquer, como: fluxos turbidíticos, falhas ou discordâncias. O soterramento posterior, por alguma razão, não ocasionou o incremento de pressão, possivelmente porque a porosidade original do reservatório foi mantida; conseqüentemente as pressões originais também se mantiveram e agora não são compatíveis com a profundidade de soterramento. Esta pressão deficiente, em alguns casos, pode refletir a pressão de algum período passado que foi preservado durante o tempo geológico.

Dickey (1979) relata as experiências de Eatt (1958) e McLatchie *et al.* (1958), que determinaram que arenitos-reservatório se contraem elasticamente cerca de  $7 \times 10^{-6}$  volume de poros/volume de poros/psi, ( $5 \times 10^{-5}$  vol/vol/Kgf/cm<sup>2</sup>), à medida em que a pressão interna é removida. Esta compressão elástica não deve ser confundida com compactação, que é um fenômeno irreversível. Podemos supor então que a remoção da sobrecarga causará uma dilatação elástica do arenito na mesma taxa. O folhelho se contrai e dilata mais do que os arenitos. O módulo de compressibilidade da água é cerca de  $3 \times 10^{-6}$  vol/vol/psi, ( $2,2 \times 10^{-5}$  vol/vol/Kgf/cm<sup>2</sup>). Por isso quando a

sobrecarga é removida, o volume de poros dilata, porém a água intersticial expande apenas a metade do que é necessário para preencher o novo volume de poros criado. Conseqüentemente a pressão será reduzida. Se ocorrer uma grande queda de pressão no fluido de um folhelho, podemos admitir que se possa remover alguma água do aquífero para o folhelho. Desta maneira, se o aquífero contiver gás com a pressão normal, esta remoção causará uma redução na pressão do reservatório. Para o reservatório permanecer com pressão subnormal devemos assumir que os folhelhos capeadores são completamente impermeáveis. Contudo, para que a água possa ser drenada do aquífero para o folhelho adjacente, quando há a queda de pressão, como vimos anteriormente, é necessário haver uma pequena permeabilidade, ao menos localmente, paralelamente à estratificação dos folhelhos. Este mecanismo pode explicar o fato da maioria dos campos de gás com baixa pressão conterem pouca água.

Russel (1972), estudando a região Apalachiana, observou que reservatórios de muitos campos de gás que apresentavam PAB tendiam a ocorrer, geralmente em reservatórios lenticulares fechados, associados com folhelhos, em áreas que sofreram erosão. Uma possível explicação para este fato seria a redução na pressão de fluido no es-

paço poroso do folhelho como conseqüência desta erosão. Apesar de sua permeabilidade ser muito baixa, o folhelho ainda permitiria a entrada dos fluidos do reservatório a que está associado, reduzindo desta forma a pressão neste último. A redução de fluido no espaço poroso dos folhelhos por efeito da erosão pode ser explicada:

- pelo incremento do volume de poros com a redução da pressão de soterramento;
- pela absorção de água pelos minerais de argila, devido à diminuição da pressão de sobrecarga;
- pela transformação mineralógica causada pelo decréscimo da temperatura, a exemplo da transformação montmorilonita - illita e gipsitanidrita. Segundo Russel, a expulsão de água nestas transformações está relacionada com o incremento de temperatura e pressão.

Dickey, Cox (1977) acreditam que inúmeras ocorrências de pressões baixas podem ser explicadas pela falta de permeabilidade dos reservatórios. Um selo completo é necessário para o aquífero continuar com subpressão durante um longo período. Muitas das subpressões existentes são encontradas em arenitos com trapas estratigráficas. Os corpos são limitados em extensão e o aquífero apresenta pouca tendência para avançar.

Barker (1979) revelou que as pressões em reservatórios isolados preenchidos com água tornam-se anormalmente altas (PAA), quando ocorre um aumento de temperatura decorrente do incremento do soterramento.

Quando os reservatórios contêm gás livre, a situação é mais com-

plexa e PAB ou PAA podem se desenvolver dependendo da razão gás/água e da profundidade inicial e final do soterramento. Este seria o caso de lentes de arenito encaixadas em folhelho, isto é, confinadas e sem comunicação com a superfície. Como se sabe, qualquer reservatório com hidrocarbonetos também contém água. Segundo o autor, os cálculos por ele realizados mostram que num trapeamento ocorrido a 1 200 m, seguido por um soterramento a 2 400 m, o reservatório apresentará subpressão se contiver mais do que 3% em volume de gás. Com menos de 3% em volume de gás, ele se apresentará superpressurizado (PAA). Para trapeamentos a maiores profundidades são necessárias altas percentagens de gás para produzir subpressão, por exemplo 16% de volume de gás a 3 600 m. Uma diminuição da temperatura, devido a soerguimento e a redução de pressão litostática, produz um efeito oposto, isto é, reservatórios contendo alta percentagem de gás apresentariam PAA. Esse modelo teórico explica a ocorrência freqüente de gás a baixa pressão, particularmente em trapas estratigráficas com baixa quantidade de água; mostra também como PAB e PAA podem se apresentar em reservatórios de gás vizinhos, em uma área geográfica restrita, pois o basculamento regional pode soterrar a formação em uma área, e soerguê-la em outras, conduzindo a *trends* de PAB e PAA. Um exemplo deste caso são as areias com gás do Morrow, no Oeste de Oklahoma. Law, Dickinson (1985) estudaram as anomalias de pressão nas acumulações de gás na Bacia *Green River* (Wyoming, Colorado e Utah) e sugeriram que as acumulações com PAA e PAB tem origem comum. A zona de interesse encontra-se em sedimentos depositados

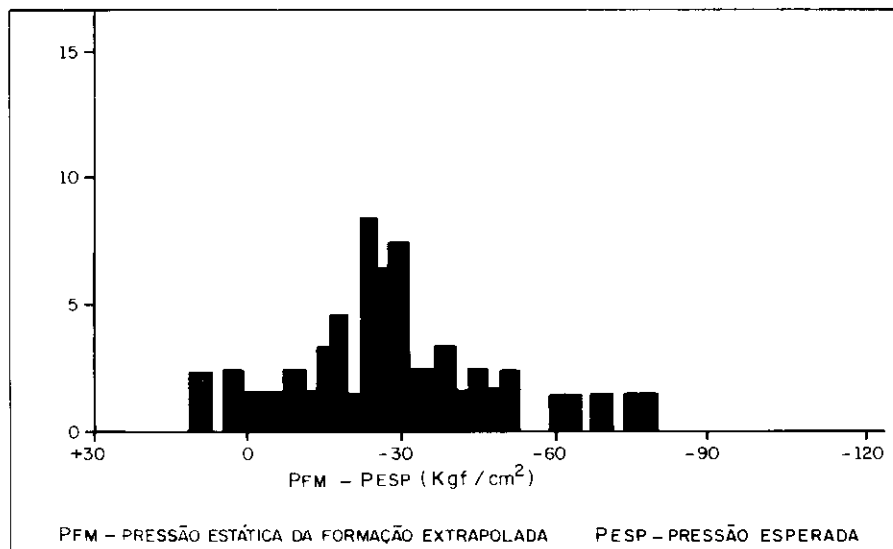


Fig. 4 - Histograma do diferencial de pressão entre as pressões estáticas extrapoladas e a pressão esperada (obtida pelo gradiente 0,1 Kgf/cm<sup>2</sup>/m).

Fig. 4 - Histogram of differential pressure between extrapolated static pressures and expected pressure (obtained from gradient 0.1 Kgf/cm<sup>2</sup>/m).

num sistema fluvial, sendo constituída por intercalações de arenito, siltitos, folhelhos, folhelhos carbonosos e camada de carvão. As acumulações com PAA são resultantes de uma crescente geração de gás em rochas de baixa permeabilidade nas quais as taxas de acumulação são mais altas do que as taxas de saída do gás. Estas acumulações com PAA evoluíram para uma PAB devido à ocorrência de uma série de fatores, tais como soerguimentos regionais, que causam uma quebra nos regimes crescentes de temperatura e pressão. Sob estas novas condições a taxa de geração de gás tornou-se menor do que a taxa de perda de gás, e conseqüentemente o reservatório começou a perder pressão. Este fato, combinado com a redução de temperatura, pode reduzir a pressão abaixo da pressão hidrostática regional.

### 3 - MAGNITUDE DAS PRESSÕES NO CAMPO DE MIRANGA PROFUNDO

Os reservatórios produtores apresentam pressões originais entre 7 a 78 Kgf/cm<sup>2</sup> abaixo das pressões obtidas pelo do gradiente hidrostático normal (0,1 Kgf/cm<sup>2</sup>/m para água doce). Frequentemente este diferencial de pressão encontra-se entre 24 a 35 Kgf/cm<sup>2</sup> (fig. 4).

Reservatórios com pressões normais e anormalmente altas são raramente encontrados. Nestes últimos, as pressões obtidas encontram-se cerca de 10 Kgf/cm<sup>2</sup> acima do previsto. As médias dos diferenciais de pressões dos reservatórios Catu Inferior da Formação Marfim, camadas Caruaçu e Pitanga da Formação Candeias, são de 20,4, 27,5 e 40,5 Kgf/cm<sup>2</sup>, respectivamente, abaixo da pressão normal esperada.

### 4 - INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DOS GRÁFICOS DE PRESSÃO VERSUS PROFUNDIDADE

O gradiente médio da pressão dos reservatórios neste campo é de 0,0823 Kgf/cm<sup>2</sup>/m (fig. 5).

Os gradientes de pressão dos reservatórios atravessados em cada poço foram calculados utilizando o seguinte algoritmo:

$$\text{GRAD} = \frac{0,061585 \times \text{SG} \times \text{P}}{\text{Z} \times \text{T}}$$

onde:

- SG - densidade do gás em relação ao ar (0,67 no campo)
- Z - Fator de desvio do gás
- P - Pressão em Kgf/cm<sup>2</sup>/m
- T - Temperatura em grau Rankine

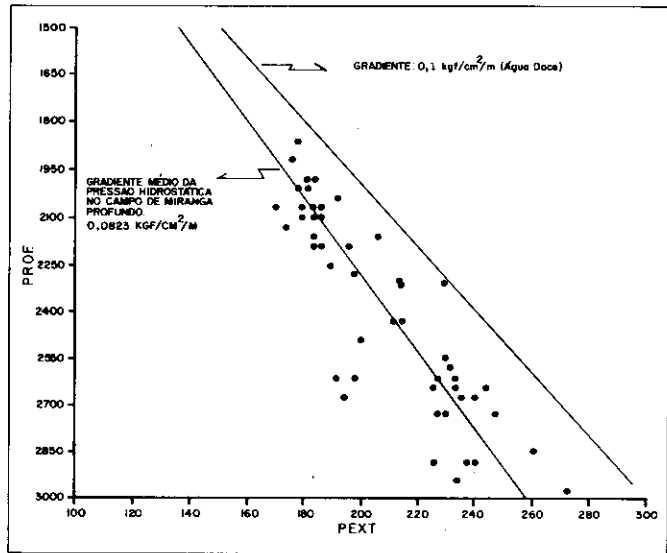


Fig. 5 - Gráfico Pressão da Formação (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), mostrando o gradiente médio da pressão dos reservatórios.

Fig. 5 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), showing the average gradient for reservoir pressure.

A interpretação dos gradientes de pressão dos reservatórios atravessados em cada poço revelou a possibilidade de existência dos seguintes sistemas-reservatórios no Campo de Miranga Profundo:

Tipo I – Sistemas-Reservatórios de Corpos Lenticulares Isolados com Gás e/ou Óleo:

Os gráficos pressão *versus* profundidade das figuras 6 e 7 mostram a existência de várias retas paralelas, sugerindo que os registros foram tomados em sistemas-reservatórios independentes, conforme o modelo geológico esquemático. Os reservatórios testados são de gás. Já as figuras 8, 9 e 10 sugerem a existência de lentes isoladas com óleo, e outras com gás e óleo, sendo possível identificar o contato entre estes fluidos. Nas figuras 11 e 12 podemos observar que os resultados da avaliação destes poços con-

firmam a existência destes contatos. Na maioria dos reservatórios deste campo é difícil diferenciar o tipo de hidrocarboneto através de perfis, devido principalmente ao efeito da argilosidade e siltosidade, que em muitos casos mascaram a presença do gás. A própria geometria externa lenticular e descontínua dificulta a correlação vertical dos corpos arenosos, mesmo nos casos onde a distância entre eles seja mínima. Desta maneira, os *plots* pressão *versus* profundidade podem auxiliar na determinação de contatos entre fluidos.

Tipo II – Sistemas-Reservatórios Complexos de mais de um Corpo Lenticular Conectado com Gás e/ou Óleo:

A interpretação dos gráficos pressão *versus* profundidade das figuras 13, 14 e 15 permite supor um sistema-reservatório mais complexo. Podemos observar que alguns registros de pressão tomados em diferentes profundidades apresentam o mesmo gradiente, sugerindo que os reservatórios estejam interconectados, participando de um sistema único de pressão. É possí-

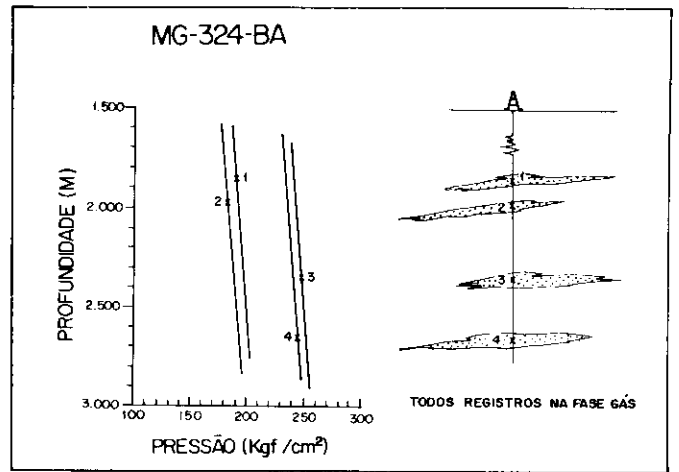


Fig. 6 - Gráfico Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), a partir de dados de testes de formação realizados no poço MG-324-BA.

Fig. 6 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), based on data from drillstem tests conducted at Well MG-324-BA.

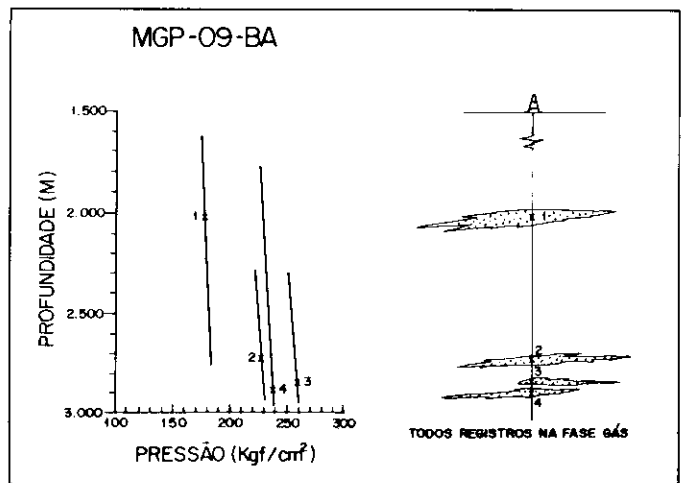


Fig. 7 - Gráfico Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), a partir de dados de testes de formação realizados no poço MGP-9-BA.

Fig. 7 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), based on data from drillstem tests conducted at Well MGP-9-BA.

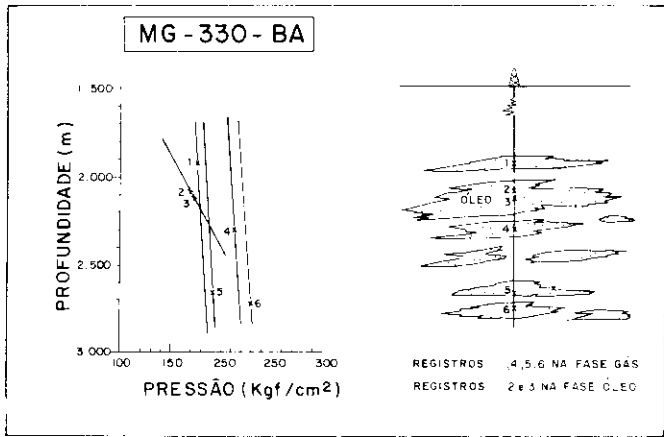


Fig. 8 - Gráfico Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), a partir de dados de testes de formação realizados no poço MG-330-BA.

Fig. 8 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), based on data from drillstem tests conducted at Well MG-330-BA.

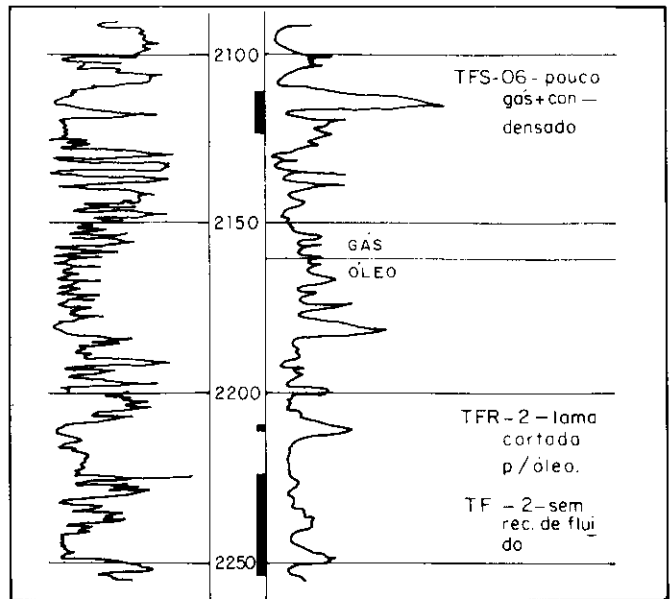


Fig. 11 - Perfil de raios gama e resistividade do poço MGP-5-BA, mostrando o resultado da avaliação. O gráfico Pressão versus Profundidade da figura 10 sugere que o intervalo 2 110/2 250 m deva pertencer a um mesmo sistema de reservatórios e que a 2 160 m ocorre um contato gás/óleo, estando compatível com o resultado da avaliação.

Fig. 11 - Gamma-ray and resistivity logs for Well MGP-5-BA, showing results of evaluation. The pressure versus depth graph shown in figure 10 suggests that the 2 110/2 250 m interval belongs to one same reservoir system and that there is a gas/oil contact at 2 160 m; this is compatible with evaluation results.

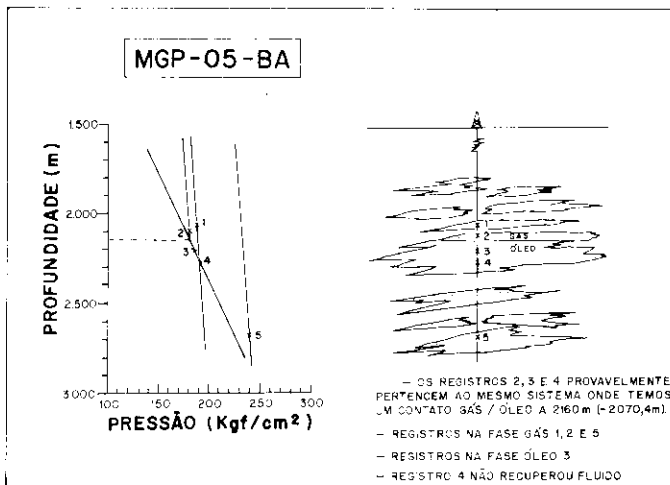


Fig. 9 - Gráfico Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), a partir de dados de testes de formação realizados no poço MGP-5-BA.

Fig. 9 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), based on data from drillstem tests conducted at Well MGP-5-BA.

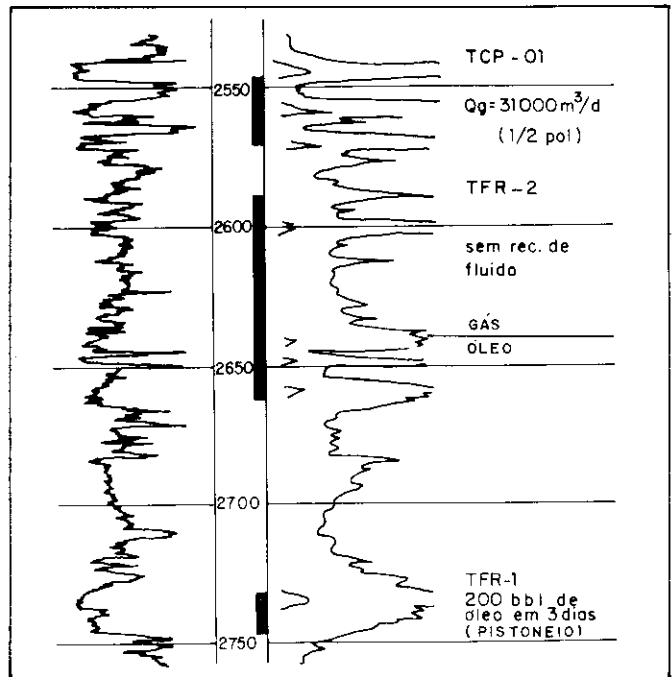


Fig. 12 - Perfil de raios gama e resistividade do poço MGP-14-BA, mostrando o resultado da avaliação. O gráfico Pressão versus Profundidade da figura 11 sugere que o Membro Pitanga, na seção atravessada, comporta-se como um único sistema de reservatórios. O contato gás/óleo encontra-se a 2 640 m, estando compatível com o resultado da avaliação.

Fig. 12 - Gamma-ray and resistivity logs for Well MGP-14-BA, showing results of evaluation. The pressure versus depth graph shown in figure 11 suggests that in the crossed section, the Pitanga member behaves like one single reservoir system. The gas/oil contact occurs at 2 640 m; this is compatible with evaluation results.

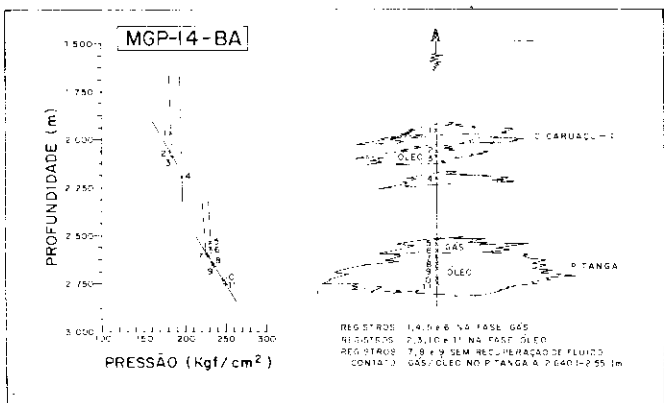


Fig. 10 - Gráfico Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), a partir de dados de testes de formação realizados no poço MG-14-BA.

Fig. 10 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), based on data from drillstem tests conducted at Well MG-14-BA.

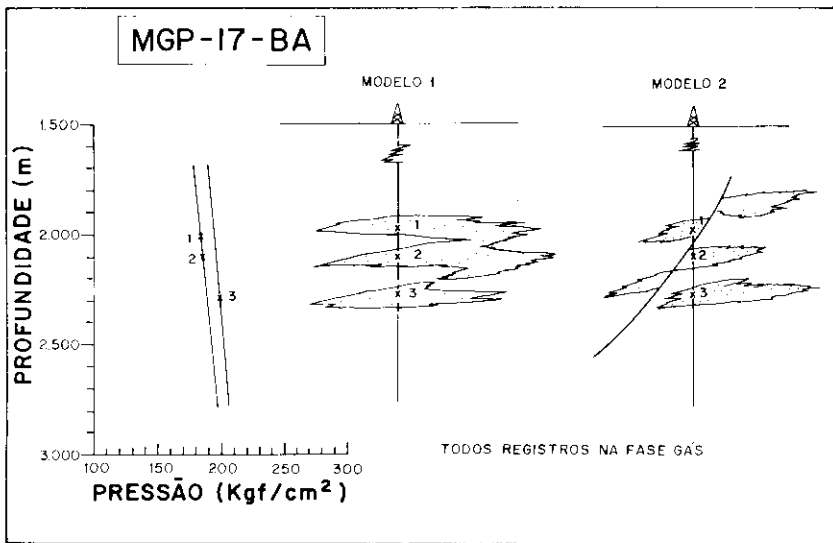


Fig. 13 - Gráfico Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), a partir de dados de testes de formação realizados no poço MGP-17-BA.

Fig. 13 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), based on data from drillstem tests conducted at Well MGP-17-BA.

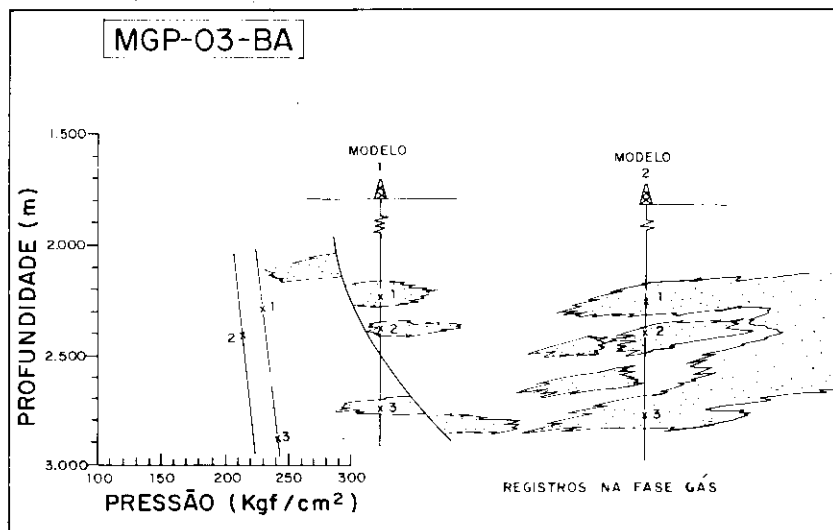


Fig. 14 - Gráfico Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), a partir de dados de testes de formação realizados no poço MGP-3-BA.

Fig. 14 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), based on data from drillstem tests conducted at Well MGP-3-BA.

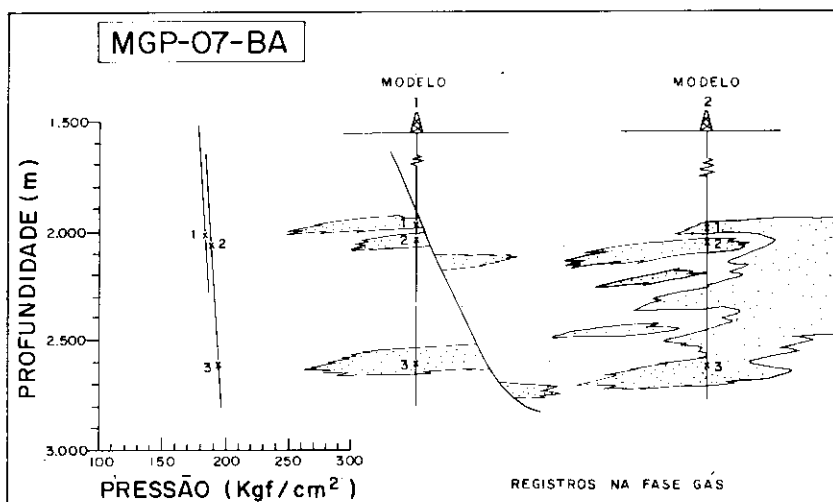


Fig. 15 - Gráfico Pressão (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus Profundidade (m), a partir de dados de testes de formação realizados no poço MGP-7-BA.

Fig. 15 - Graph of formation pressure (kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth (m), based on data from drillstem tests conducted at Well MGP-7-BA.

vel que a conexão destas lentes seja através de falhas, ou que os registros de pressão tenham sido tomados num mesmo corpo lenticular irregular de grande espessura vertical, conforme os modelos esquemáticos das figuras acima mencionadas.

Não podemos descartar a possibilidade dos registros de pressão versus profundidade em diferentes reservatórios não associados caírem em uma reta comum, o que acarretaria numa interpretação errônea de um sistema único, quando na verdade teríamos reservatórios independentes.

De acordo com a interpretação estratigráfica da área, estes dois tipos de sistemas-reservatórios podem perfeitamente ocorrer no Campo de Miranga Profundo.

## 5 - MAPA DE ISOPRESSÃO

Dois tipos de mapas foram elaborados para cada zona. O primeiro utilizando a pressão na profundidade de registro, a fim de investigar simultaneamente a variação lateral e vertical da pressão. O segundo, reduzindo a pressão para um datum referência, a fim de somente investigar a variação lateral das pressões no campo.

Uma vez que em muitos poços havia mais de um dado numa mesma zona, e incerteza quanto a pertencerem ao mesmo sistema-reservatório, foram utilizados como critério para seleção da pressão representativa de cada intervalo, os registros tomados na fase gás e que apresentavam um maior valor.

Os mapas de isopressão, tanto no Arenito Catu da Formação Marfim quanto nas Camadas Caruaçu e



Membro Pitanga da Formação Candeias, refletem a configuração estrutural do campo. Os mapas para as Camadas Caruaçu/Unidade I e Membro Pitanga revelaram uma região onde as subpressões são mais acentuadas, denominada "eixo de menor pressão", cuja orientação tem correspondência com a do principal sistema de falhas do

campo, (figs. 16, 17, 18, 19 e 20). Já para o Catu Inferior, os mapas mostraram um comportamento contrário aos dos reservatórios das Camadas Caruaçu e Membro Pitanga (figs. 21 e 22). A interpretação para o Membro Catu Inferior deve ser aceita com reservas, devido ao menor número de dados existentes.

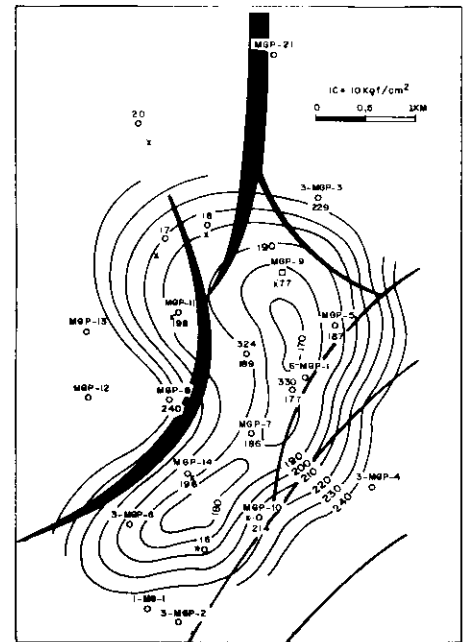


Fig. 17 - Mapa de isopressão das Camadas Caruaçu - Unidade I.

Fig. 17 - Isopressure map of Caruaçu layers, Unit I.

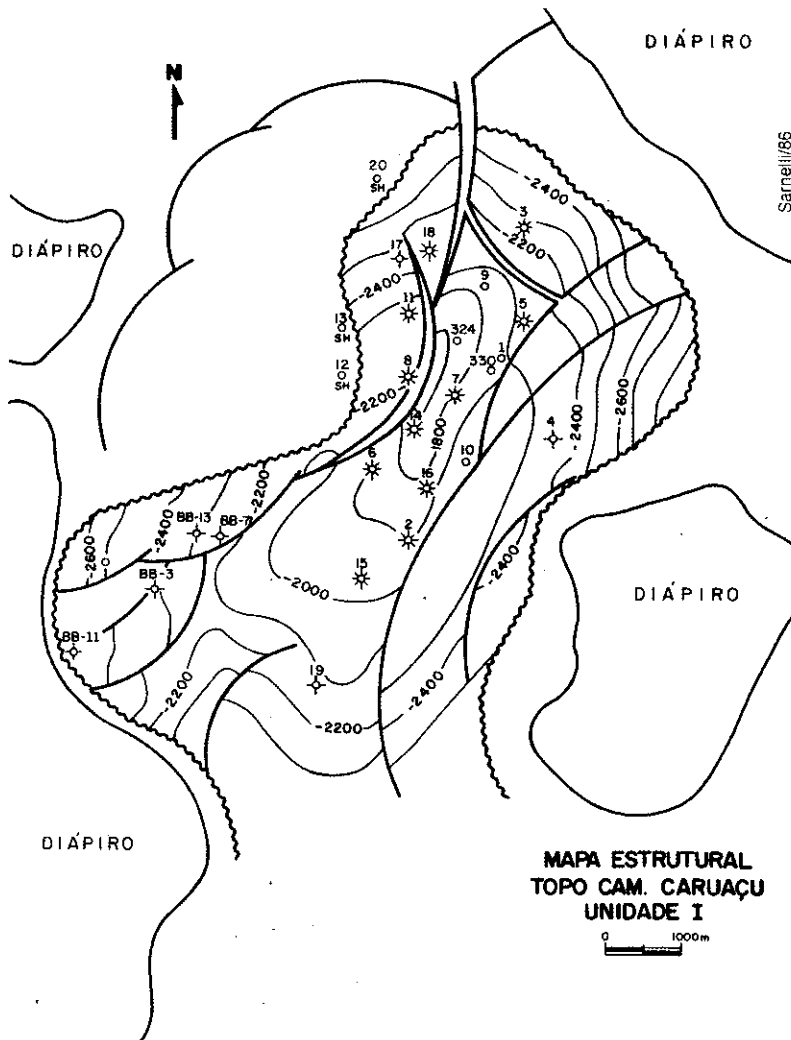


Fig. 16 - Mapa estrutural do topo das Camadas Caruaçu - Unidade I, da Formação Marfim.

Fig. 16 - Structural map at top of Caruaçu layers, Unit I, Marfim formation.

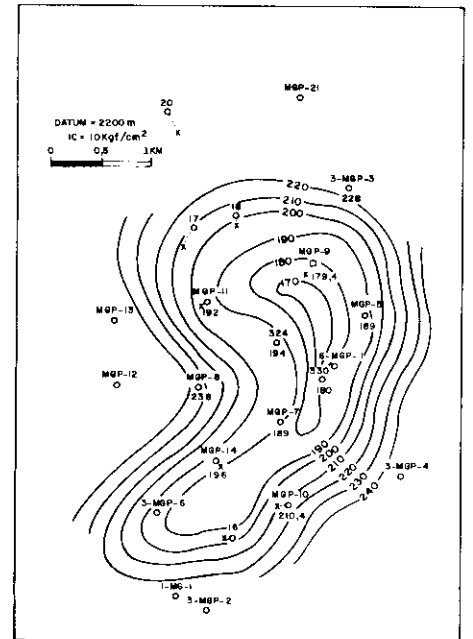


Fig. 18 - Mapa de isopressão das Camadas Caruaçu - Unidade I, relativo ao datum - 2 200 m. Sobre este mapa foi montado o sistema de falhamentos da área. De uma maneira geral podemos observar que as pressões tendem a diminuir nas regiões próximas às falhas.

Fig. 18 - Isopressure map of Caruaçu layers, Unit I, relative to datum point 2 200 m. The fault system of this area has been laid over the maps. It can generally be observed that reservoir pressure tends to decrease in regions near the faults.

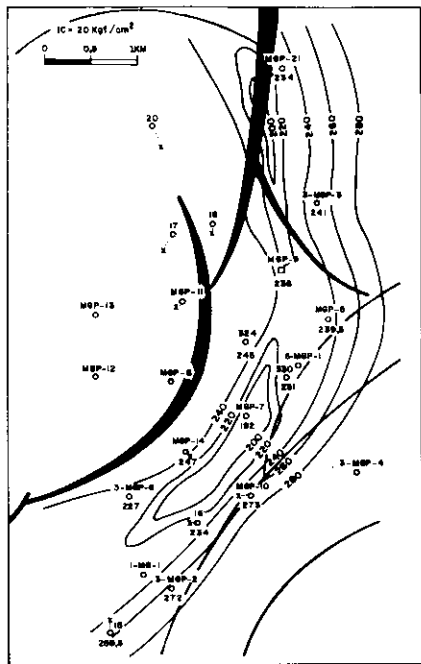


Fig. 19 - Mapa de isopressão do Membro Pitanga/Formação Candeias.

Fig. 19 - Isopressure map of Pitanga member, Candeias formation.

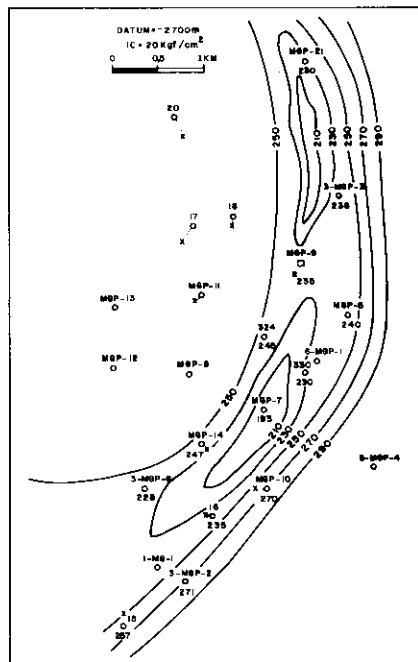


Fig. 20 - Mapa de isopressão do Membro Pitanga/Formação Candeias, relativo ao datum - 2700 m. Sobre este mapa foi montado o sistema de falhamentos da área. De uma maneira geral podemos observar que as pressões tendem a diminuir nas regiões próximas às falhas.

Fig. 20 - Isopressure map of Pitanga member, Candeias formation, relative to datum point 2700 m. The fault system of this area has been laid over the maps. It can generally be observed that reservoir pressure tends to decrease in regions near the faults.

## 6 - MODELO TEÓRICO DA ORIGEM DAS PRESSÕES ANORMAIS NO CAMPO DE MIRANGA PROFUNDO

As anomalias de pressão no Campo de Miranga Profundo são o resultado final de uma combinação de fatores relacionados à gênese, evolução diagenética e eventos tectono-sedimentares, que podem ter ocorrido concomitantemente ou não durante o tempo geológico.

O modelo tectono-sedimentar da bacia durante a deposição de sedimentos do andar Rio da Serra (Cretáceo Inferior) mostra que nos momentos de instabilidade tectônica houve na área a deposição rápida de grandes massas de arenitos (Membro Pitanga e Camadas Caruaçu), com espessuras superiores

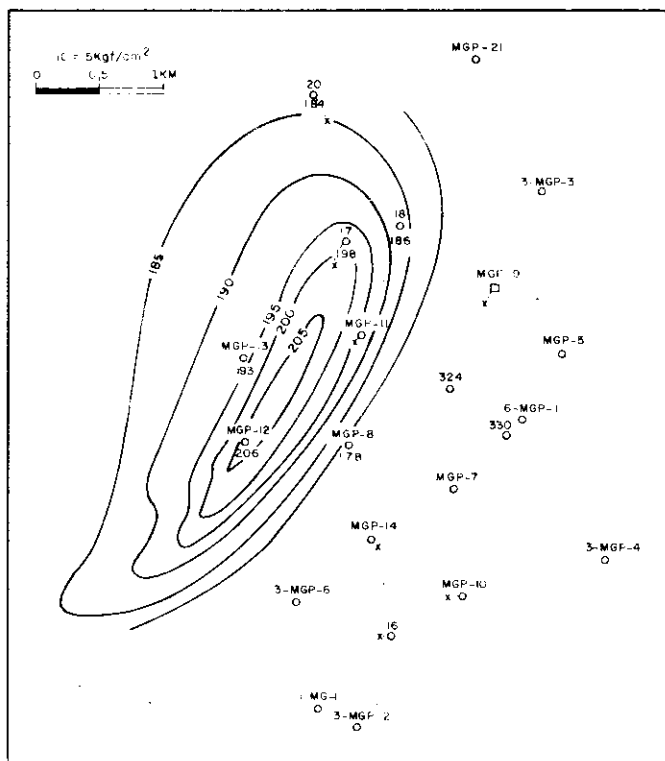


Fig. 21 - Mapa de isopressão do Membro Catu Inferior/Formação Marfim.

Fig. 21 - Isopressure map of Lower Catu member, Marfim formation.

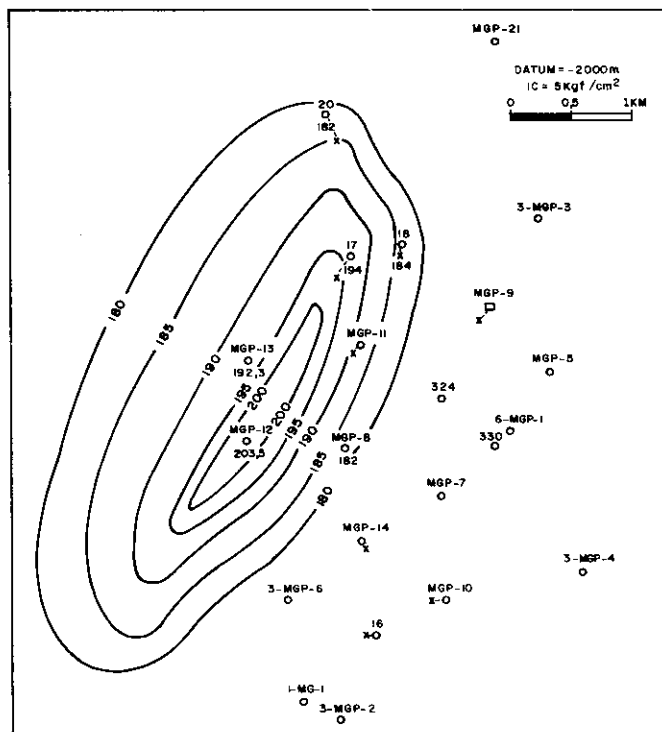


Fig. 22 - Mapa de isopressão do Membro Catu Inferior/Formação Marfim, relativo ao datum - 2000 m.

Fig. 22 - Isopressure map of Lower Catu member, Marfim formation, relative to datum point 2000 m.

a 1 000 m sobre os folhelhos do Lago Candeias. Este sistema de deposição (fluxo turbidítico) está associado à existência de uma significativa lâmina d'água aliada à alta taxa de sedimentação e alta velocidade de subsidência. Com isto era de se esperar que os arenitos adquirissem uma pressão anormalmente alta (PAA), uma vez que a água dos sedimentos assumiria quase todo peso da sobrecarga. Contrariando esta previsão, os reservatórios deste campo apresentam mais freqüentemente pressões anormalmente baixas (PAB). Acreditamos que, com a continuidade da compactação, aliada a "outros mecanismos", houve uma perda significativa de fluidos do sistema. Por isso a PAA inicial não foi preservada em muitos reservatórios, evoluindo posteriormente para uma subpressão como veremos a seguir.

O arcabouço estrutural da área é marcado por um sistema de falhas de direção NE-SW (fig. 16), que mantiveram-se ativas até o final da deposição do Membro Catu Inferior (final do Andar Rio da Serra). A partir daí o movimento tornou-se bastante reduzido. No Andar Buracica-Jiquiá toda a bacia sofreu uma reativação, e estas falhas foram reativadas imprimindo o arcabouço estrutural final da área (Sarnelli *et al.* 1987).

A deposição de grandes massas de arenitos sobre os folhelhos do Lago Candeias provocou um desequilíbrio na carga litostática nesta região, ocasionando a ascensão de diápiros de folhelho que se posicionaram ao redor de toda a área deposicional (fig. 23). O desenvolvimento destes diápiros deu-se concomitantemente com a deposição dos sedimentos. As primeiras

estruturas argilocinéticas que se instalaram na área foram as falhas de crescimento. Estas se movimentaram concomitantemente com a deposição e a expulsão de fluidos que estavam sofrendo compactação.

Sobre os mapas de isopressão relativos a um *datum* (figs. 18 e 20) foi montado o principal sistema de falhamentos da área. Podemos observar que as pressões originais

dos reservatórios das Camadas Caruaçu – Unidade I e Membro Pitanga da Formação Candeias, tendem a diminuir nas regiões adjacentes a esses falhamentos.

Supomos que houve "perda significativa de fluidos e pressão" dos reservatórios lenticulares através do sistema de falhamento principal e das falhas associadas aos movimentos diapíricos, em tempo pretérito, contribuindo para a subpressão dos reservatórios.

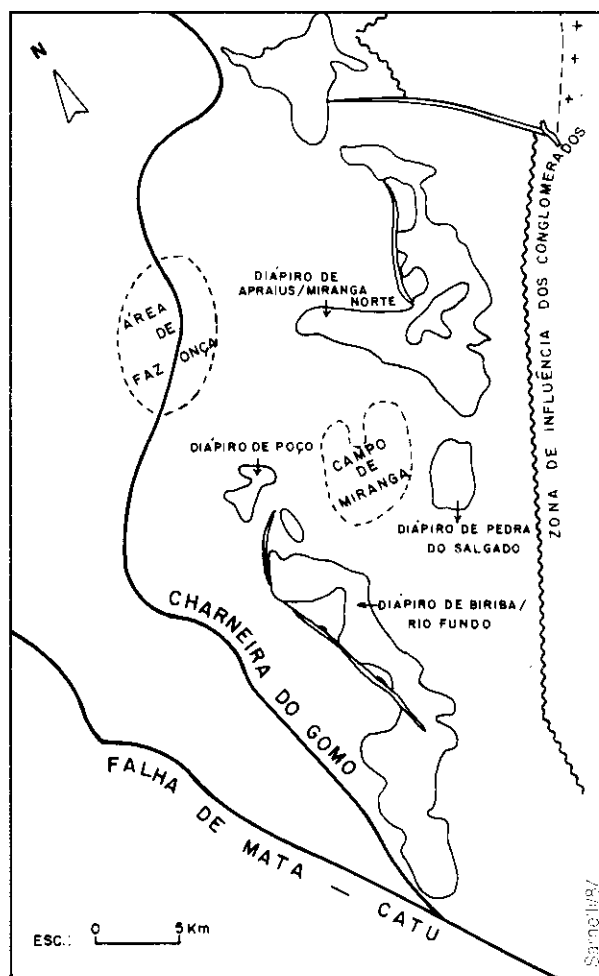


Fig. 23 - Posição do Campo de Miranga Profundo em relação aos diápiros adjacentes. Fonte: Relatório Integrado de Geologia e Produção (PETROBRÁS, Junho/87).

Fig. 23 - Position of Miranga deep field in relation to adjacent diapirs. (Source: "Relatório Integrado de Geologia e Produção" (PETROBRÁS, June, 1987).

Os reservatórios deste campo são compostos predominantemente de arenitos muito finos a silticos de baixíssima permeabilidade vertical e lateral (0,1/0,8mD), intercalados com níveis centimétricos de folhelhos. Certamente próximo às zonas de falhas, a permeabilidade cresceu significativamente, permitindo a drenagem de fluido e "escape de pressão" numa alta taxa de velocidade. Em contrapartida, a realimentação para as zonas anteriormente drenadas ocorreu em menor velocidade devido à baixa condutividade hidráulica, tanto lateral quanto vertical dos reservatórios, concorrendo assim para uma subpressão (fig. 24). Este mecanismo deve também ter sido efetivo durante os processos de geração e migração de hidrocarbonetos. Através dos testes de formação (DST) realizados neste campo observamos que os reservatórios com regular e boa permeabilidades encontram-se próximos às falhas e/ou diápiros, a exemplo do TF-1, no Membro Caruaçu, que constatou a presença de gás no poço MGP-8 com uma  $Q_g = 350\ 000\ m^3/dia$  em 1/2 pol e  $K = 20\ mD$ .

O atual modelo geoquímico da Bacia do Recôncavo indica que a geração de hidrocarbonetos, a partir dos folhelhos da Formação Candeias se deu no tempo pós-Jiquiá (Gaglionne *et al.* 1984). Na simulação numérica da geração de hidrocarbonetos do Membro Tauá da Formação Candeias, realizada por Chang *et al.* (1989), observou-se uma antecipação do início da geração para o andar Rio da Serra. Para um melhor desenvolvimento do modelo teórico da origem das PAB, admitimos que no Campo de Miranga Profundo a geração de hidrocarbonetos iniciou no tempo Rio da Serra, concomitante com o desenvolvimento das falhas

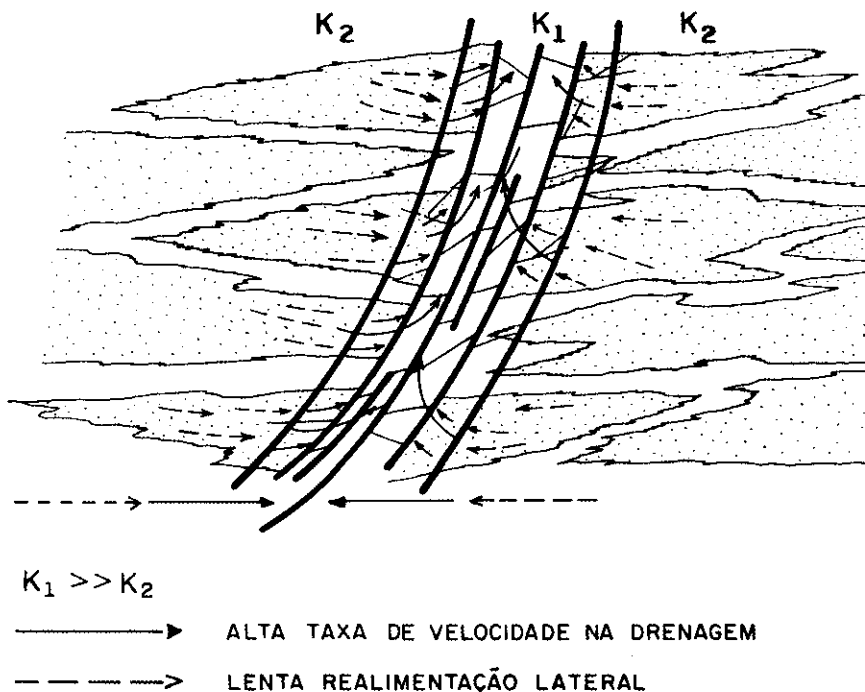


Fig. 24 - Seção esquemática mostrando o "escape de fluidos" através das falhas e/ou fissuras. A taxa de drenagem dos fluidos, maior do que a taxa de realimentação lateral, provocou uma subpressão nos reservatórios.

Fig. 24 - Schematic section showing fluid escape through faults and/or fissures. A greater fluid drainage rate than lateral refeeding rate resulted in subpressure in the reservoirs.

e das estruturas argilocinéticas. Os folhelhos do Membro Maracangalha da Formação Candeias neste Campo possuem potencial gerador pobre a médio, indicando fraca tendência à geração de gás (Sarnelli *et al.* 1987). Parece que a origem das PAB em Miranga Profundo é em alguns aspectos semelhante ao que ocorreu na Bacia do "Greater Green River", (Law, Dickinson, 1985), na região das montanhas rochosas, onde há intercalação de rochas-reservatório com rochas geradoras. Os geradores e os reservatórios pertenciam inicialmente a um sistema único. Muitos dos hidrocarbonetos se originaram praticamente de geradores confinados dentro dos próprios reservatórios. O mecanismo de "escape de pressão", já instalado nesta época, continua atuando da mesma maneira. Provavelmente a taxa de geração de hidrocarbonetos é menor do que a taxa de "escape de fluido" e, conseqüentemente, ocorre uma queda de pressão. Para preservação da pressão anormalmente baixa nestas lentes,

as falhas que serviram de "dutos" tornaram-se posteriormente selantes.

A inexistência de níveis com  $SW = 100\%$  (saturação de água) e a não recuperação de água livre dos reservatórios, em todos os testes de formação realizados até o momento, certamente devem estar relacionados a essa perda de fluido e pressão durante o tempo geológico.

O crescimento significativo do "diferencial de pressão (DLTP), entre a pressão estática dos reservatórios e a pressão esperada", com a profundidade (fig. 25), sugere que este mecanismo de "escape de pressão" foi mais efetivo no início do desenvolvimento do falhamento principal e das estruturas argilocinéticas. Durante o tempo geológico este mecanismo foi se tornando cada vez menos eficiente. É importante salientar que as raras lentes com PAA só foram constatadas nos sedimentos depositados pós-Membro Pitanga, reforçando a idéia de que a dificuldade no "es-

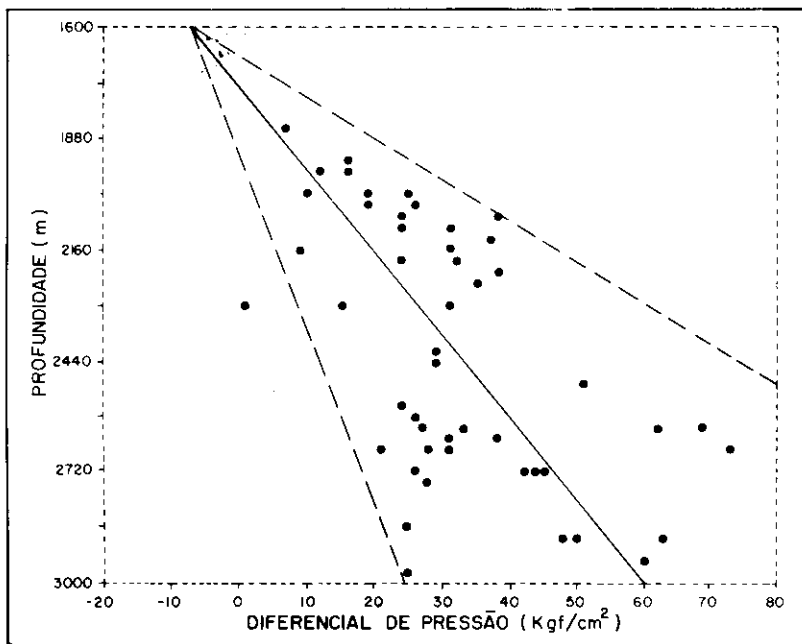


Fig. 25 - Gráfico Diferencial Pressão (DLTP) entre a pressão esperada (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus a Profundidade.

Fig. 25 - Differential pressure graph (DLTP) showing expected pressure (Kgf/cm<sup>2</sup>) versus depth.

cape de fluido" cresce com o tempo tornando-se, em alguns casos, possível a preservação da pressão. A preservação deve ter se dado naquelas lentes posicionadas longe dos falhamentos e das estruturas argilocinéticas.

O gráfico DLTP versus Profundidade, citado anteriormente (fig. 25), também nos permite supor que as PAB poderiam estar relacionadas à história diagenética dos reservatórios. Até o momento, dispomos de

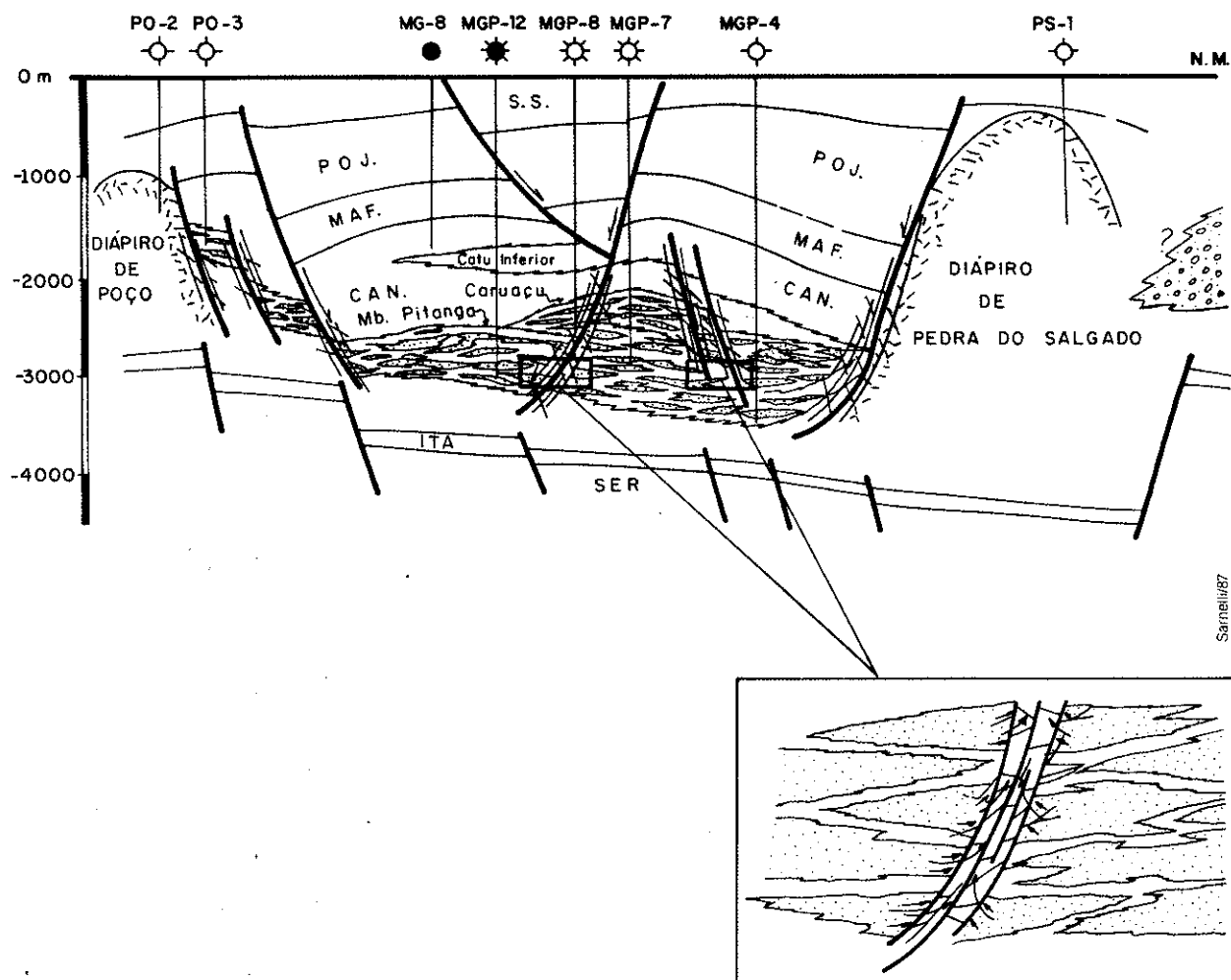


Fig. 26 - Seção estrutural apresentando a relação entre os reservatórios lenticulares, falhamentos e diapirismo, permitindo uma visualização global dos mecanismos que permitiram o "escape de pressão".

Fig. 26 - Structural section showing relation between lenticular reservoirs, faultings, and diapirism and providing an overall picture of the mechanisms that produced the so-called pressure-escape mechanism.

estudos petrográficos apenas no poço MGP-7, onde foram testemunhados parte dos reservatórios das Camadas Caruaçu e o Membro Pitanga da Formação Candeias. A análise petrográfica destes testemunhos evidenciou um controle da porosidade pela diagênese. Os dados existentes não são suficientes para sustentar a idéia de relacionar a PAB com a diagênese.

A figura 26 apresenta uma seção estrutural mostrando a relação entre os reservatórios lenticulares, falhamentos e diapirismos, permitindo uma visualização global dos mecanismos que permitiram o "escape da pressão".

Nos problemas com pressões é importante ter em mente que são muitas as variáveis, e que geralmente são poucos os dados disponíveis, além da ambigüidade das medidas de pressão e a possibilidade de se tratar de um caso particular (Bradley, 1975). A qualidade e quantidade de dados disponíveis são insuficientes para o completo entendimento dos processos envolvidos durante o desenvolvimento das pressões anormais no Campo de Miranga Profundo. Não temos dúvida de que com o desenvolvimento da exploração, com novos estudos petrográficos e novas interpretações da evolução tectono-sedimentar deste campo, a história das pressões anormais será melhor contada.

## 7 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

– A maior parte dos reservatórios produtores no Campo de Miranga Profundo apresentam pressões anormalmente baixas.

– Reservatórios com pressões normais e anormalmente altas são raramente encontrados.

– O gradiente médio de pressão de fluido definido para este campo é de 0,0823 Kgf/cm<sup>2</sup>/m. A utilização deste gradiente nos trabalhos operacionais permitirá estimar com maior precisão a pressão estática do reservatório.

– A interpretação dos gráficos pressão *versus* profundidade revelou dois sistemas de reservatórios.

a) lenticulares isolados com gás e/ou óleo;

b) complexos, de mais de um corpo lenticular conectado com gás e/ou óleo. De acordo com a interpretação estratigráfica da área, estes dois tipos de sistemas de reservatórios podem ocorrer no campo de Miranga Profundo.

– Os *plots* pressão *versus* profundidade podem auxiliar na definição de contatos entre fluidos, a exemplo dos poços MGP-5 e MGP-14.

– Os mapas de isopressão podem auxiliar melhor o dimensionamento da lama de perfuração de poços futuros, evitando dano de formação causado pelo excessivo peso da lama. É importante ressaltar que o desconhecimento das variações das pressões anormais levou ao uso de pesos de lama inadequados nas operações de perfuração, que em alguns casos atingiram diferenciais de pressão de 100 Kgf/cm<sup>2</sup> em relação à pressão da formação.

– As pressões neste campo variam com a profundidade, refletindo a configuração estrutural. Nos reservatórios das Camadas Caruaçu/Unidade I e Membro Pitanga as pressões crescem lateralmente a partir de uma zona denominada de "eixo de menor pressão".

– O modelo teórico da origem das pressões anormais no campo de

Miranga Profundo sugere que, inicialmente, devido ao sistema deposicional atuante na época (fluxo turbiditos), era de se esperar uma pressão anormalmente alta nos reservatórios. Isto não aconteceu devido à não preservação da PAA, que evoluiu na maioria dos reservatórios para uma pressão anormalmente baixa. Além dos processos normais de compactação, o mecanismo principal foi a perda de fluido através dos falhamentos que se instalaram na área e pelas regiões mecanicamente afetadas pela ascensão de diápiros de folhelhos que se posicionaram ao redor de toda área deposicional. Mapas de isopressão sugerem que houve perda de fluido na direção dos falhamentos e região diapírica. Este mecanismo atuou também durante a geração e migração de hidrocarbonetos. Acredita-se que a taxa de "escape de fluido" foi maior do que a taxa de geração de hidrocarbonetos, concorrendo assim para uma subpressão.

## AGRADECIMENTOS

Inúmeros foram os que contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho. Dentre tantos, destacamos os ATG's José Tadeu e Rômulo Leite, o TG Ivan Fernandes (DEXBA/DIRGEO), o Engenheiro Homero Fenner Filho (RPBA/DIRGAS), os Geólogos Edson Menezes, Luiz Ferradans, Glória Menezes (DEXBA/DIRGED) e Luisa F. Daniel (DEXBA/DINTER).

Aos colaboradores mais efetivos, os Geólogos Cláudio Sarnelli, (DEXBA/DIRGED), Antônio Fernando Reis (DEXBA/DIRGEO) e o revisor Rudolfo Beer (DEPEX/DIGEO), nosso especial agradecimento.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BARKER, C. Role of temperature and burial depth in development of subnormal and abnormal pressure in gas reservoirs. *AAPG Bulletin*, v. 63, n. 3, p. 414-415, Mar. 1979.
- BERG, R. R. Abnormal pressures and their relation to oil and gas migration and accumulation. *AAPG Bulletin*, v. 67, n. 3, p. 423, Mar. 1983.
- BRADLEY, J. S. Abnormal formation pressure. *AAPG Bulletin*, v. 59, n. 6, p. 957-973, June, 1975.
- CHANG, H. K. *et al.* Simulação numérica da geração de hidrocarbonetos do Membro Tauá na Bacia do Recôncavo. In: 1. SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, *Anais...* Rio de Janeiro, p. 339-347, maio, 1989.
- DAHLBERG, E. C. Applied hydrodynamics in petroleum exploration. New York: Springer - Verlag, 1982. 161 p.
- DAVIS, H. G., MORROW, Nondorf J. L. Springer pressures of the Anadarko basin. (SPE 5174), p. 59-72, 1974.
- DICKEY, P. A., COX, W. C. Oil and gas reservoirs with subnormal pressures. *AAPG Bulletin*, v. 61, n. 12, p. 2134-2142, 1977.
- DICKEY, P. A. Petroleum development Geology. *Pennwell Publishing*, Tulsa, Oklahoma, p. 259-316, 1979.
- DICKEY, P. A. Abnormal formation pressure: discussion. *AAPG Bulletin*, v. 60, n. 7, p. 1124-1128, July, 1976.
- DURMISHUAN, A. G., MURADIAN, V. M., ABBSSOVA, R. K. *Geol. Nefti Gaza*, n. 4, p. 48-52, Apr. 1976. (Russian).
- FERTL, W. H. Abnormal formation pressure. *Elsevier Scientific Publishing Company*. Amsterdam - Oxford New York, p. 1-48, 1976. 382 p.
- GAGLIANONE, P. C. *et al.* Avaliação geoquímica da Bacia do Recôncavo. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES, 1984. 197p. (Relatório Interno).
- HORSCHUTZ, P. M. C., TEIXEIRA, A. A. Diapirismo de folhelho na Bacia do Recôncavo. *Boletim Técnico da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 12, n.4, p. 403-438, out-dez. 1969.
- LAW, B. E., DICKINSON, W. M. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulations in low-permeability reservoirs. *AAPG Bulletin*, v. 69, n. 8, p. 1295-1304, Aug. 1985.
- LEVORSEN, A. I. Geology of Petroleum. 1956. p. 393.
- RICE, D. D., SHURR, G. W. Major gas resources in shallow, tight pays seen for northern great plains. *Oil and Gas Journal*, v. 78, n. 19, p. 178-194, Dec. 5, 1980.
- RUSSEL, W. L. Pressure depth relations in Appalachian region. *Amer. Ass. Petrol. Geol. Bulletin*, v. 56, n. 3, p. 528-536, Mar. 1972.
- SARNELLI, C., KHOURI, G. S., NEGREIROS, F. R. Campo de Miranga Profundo. In: RELATÓRIO INTEGRADO DE GEOLOGIA E PRODUÇÃO. Salvador: PETROBRÁS, 1987. (Relatório Interno).

## EXPANDED ABSTRACT

The Miranga deep field is located in the central-western part of the Recôncavo Basin. It produces both oil and gas and is one of the most promising onshore gas-producing fields in Brazil, with a volume of gas in place of 15 billion m<sup>3</sup>.

The producing reservoirs of this field consist of turbidites of great vertical thickness; these belong to the Caruaçu layers of the Marfim

formation; to the sandstone sediments of the Pitanga member, Candeias formation; and to the supposed shallow fans of the lower Catu member, Marfim formation. The correlation between these reservoirs is complex, since the sandstone bodies are externally lenticular and discontinuous. Accentuated lateral and vertical heterogeneity results in frequent permeability barriers. Lithologically, these reservoirs consist of very fine to quite clayey silty sandstones.

Producing reservoirs display original pressures of 7 to 78 kgf/cm<sup>2</sup> below the pressures obtained on the normal hydrostatic gradient (0,1 kgf/cm<sup>2</sup>/m for fresh water). This differential pressure frequently is observed at around 24 to 35 kgf/cm<sup>2</sup> (fig. 4).

Reservoirs with normal or abnormally high pressures are rarely observed. In the latter

case, detected pressures are around 10 kgf/cm<sup>2</sup> above the forecast level.

The average pressure gradient for reservoirs in this field is 0.0823 kgf/cm<sup>2</sup>/m (fig. 5).

The interpretation of the pressure gradients for the reservoirs crossed by each well indicated the possible existence of the following reservoir systems in the Miranga deep field: Type 1 – reservoir systems composed of isolated lenticular bodies, containing gas and/or oil; Type 2 – complex reservoir systems composed of more than one connected lenticular body, containing gas and/or oil. The stratigraphic interpretation of this area indicates that these two types of reservoir systems may well occur in the Miranga deep field.

Isopressure maps show the structural configuration of the field. Maps of the Caruaçu layers/Unit I and Pitanga member reveal a region where subpressures are sharper (designated "lower pressure axis") and that trends the same as the main fault system in the field.

Pressure anomalies in the Miranga deep field are the final result of a combination of factors related to genesis, diagenetic evolution, and tectonic-sedimentary events, which may or may not have transpired at the same geological time.

The deposition system (turbidity flow) of these reservoirs is related to the existence of a

significant water depth, together with a high sedimentation rate, rapid deposition, and a high subsidence rate. These sandstones could thus be expected to acquire abnormally high pressure, since the sediment waters would bear nearly the entire weight of the overload. But contrary to this prediction, the reservoirs in this field more often display abnormally low pressures. It is believed that the continuity of compaction, linked to 'other mechanisms', prompted significant fluid loss to the system. As a result, the initial abnormally high pressures were not preserved in many reservoirs and later evolved to subpressure. It is supposed that the main mechanism was fluid and pressure loss through the faults that appeared in the area and through the regions that were mechanically affected by the uplifting of the shale diapirs that positioned themselves around the entire depositional area. Isopressure maps show that the energy of these reservoirs decreases toward the faults and the diapiric region. It is worth underscoring the non-existence of levels that are 100% saturated with water and the fact that no free water has been recovered from the reservoirs during any drillstem test conducted to date. This is likely related to the aforementioned fluid and pressure loss.

The significant growth of the differential between static reservoir pressure and expected pressure as a function of depth suggests that the 'pressure-escape' mechanism was more effective at the beginning of the development of the main fault and argillikinetic structures. This

mechanism became less and less efficient with geological time. Rare lenses displaying abnormally high pressure were only observed in younger sediments, distant from the faults and argillikinetic structures.

It would appear that the historical origin of the abnormal pressures in the Miranga deep field is similar in some aspects to what occurred in the Greater Green River Basin (Law and Dickinson 1985), in the Rocky Mountain region of the US. There, reservoir rocks are intercalated with source rock. The source rock and reservoirs originally belonged to one same system. Many hydrocarbons originated practically from source rocks trapped inside the reservoirs themselves. Already active at that time, the fluid-escape mechanism continued behaving in this manner. The hydrocarbon generation rate is probably lower than the fluid-escape rate and, consequently, a drop in pressure occurred. To preserve the abnormally low pressure in these lenses, the faults that served as 'ducts' later acted as sealers.

Isopressure maps can aid in better designing drilling mud for future wells and thus in avoiding formation damage caused by excessively heavy muds. An inadequate understanding of variations in abnormal pressures has led to the use of inappropriate mud weights in drilling operations, and in some cases differential pressures of 100 kgf/cm<sup>2</sup> in relation to formation pressure were reached.