

MAPEAMENTO DE AMPLITUDE NA DELIMITAÇÃO DOS CAMPOS DE CORVINA E MALHADO

AMPLITUDE MAPPING IN THE APPRAISAL OF THE CORVINA AND MALHADO FIELDS

Carlos Lopo Varela⁽¹⁾ e Fernando Roberto Esteves⁽¹⁾

RESUMO – Na área dos campos de Corvina e Malhado, localizados na Bacia de Campos, o mapa de amplitude para o topo dos arenitos-reservatório do Eoceno, derivado de dados sísmicos 3D, apresenta valores anômalos nos altos e flancos estruturais onde o óleo está acumulado. Esse fato sugere uma relação entre a presença de óleo e o comportamento acústico do reservatório, o que é confirmado por boa parte dos dados de poço disponíveis. Modelagem petrofísica realizada mostrou que esta relação é causada pelas propriedades acústicas diferentes entre o óleo e a água, não estando relacionada a possíveis variações de porosidade associadas a processos de inibição de cimentação. No Campo de Corvina a sobreposição dos mapas de amplitude e estrutural para o topo do reservatório mostrou um possível controle estratigráfico na direção oeste e definiu melhor a acumulação. No Campo de Malhado esses mapas delinearam melhor os limites estratigráficos e estruturais da acumulação e o poço 3-MLH-1, baseado nestes mapas, permitiu aumentar o volume de óleo na jazida do campo em 24×10^6 bbl. Ainda com base no mapeamento de amplitude do volume sísmico 3D de Corvina/Malhado duas novas acumulações, também em arenitos do Eoceno, foram descobertas: as áreas dos pioneiros 1-RJS-412 e 1-RJS-373A, que possuem 360×10^6 e 125×10^6 bbl de óleo na jazida, respectivamente.

(Originalis recebidos em 11.01.91.)

ABSTRACT – In the area of the Corvina and Malhado fields, located in the Campos Basin, the amplitude map for the top of the Eocene sandstone reservoir, derived from 3D seismic data, presents anomalous values for the structural highs and flanks where oil is trapped. This suggests that there is a correlation between the presence of oil and the acoustic behavior of the reservoir, as confirmed by a large part of available well-log data. Petrophysical modeling indicates that this correlation reflects the distinct acoustic properties of oil and brine rather than possible variations in porosity associated with cementation inhibition processes. In the Corvina Field, superposition of amplitude and structural maps for the top of the reservoir indicated a probable stratigraphic control toward the west and helped to better define the accumulation. In the Malhado Field, these maps helped to better delineate the structural and stratigraphic limits of the accumulations and the well 3-MLH-1, based on these maps, allowed to increase the volume of oil in place for the field 24×10^6 bbl. Likewise based on this amplitude mapping, two new accumulations were discovered in the same Eocene reservoir sandstone: the areas of wildcats 1-RJS-412 and 1-RJS-373A, which hold 360×10^6 and 125×10^6 bbl of oil in place.

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

1 – INTRODUÇÃO

Os campos de Corvina e Malhado localizam-se na porção central da Bacia de Campos, litoral do Estado do Rio de Janeiro, Brasil, em lâminas d'água variando entre 150 e 400 m e distando cerca de 75 km do Cabo de São Tomé (fig. 1).

O Campo de Corvina foi descoberto em 1978 através da perfuração

do pioneiro 1-RJS-54, que constatou a presença de óleo de 28 °API e razão gás/óleo de $80 \text{ m}^3/\text{m}^3$ em arenitos turbidíticos do Membro *Carapebus* eocênico, em alto estrutural delineado pela sísmica 2D. Após a descoberta, mais dez poços foram perfurados na estrutura, dois de extensão e oito de desenvolvimento. Desses, oito resultaram produtores de óleo e dois produtores subcomerciais de óleo. Os da-

1 - Setor de Interpretação e Exploração da Bacia de Campos (SECAMP), Divisão de Interpretação da Região Sul e Sudeste (DIRSUL), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

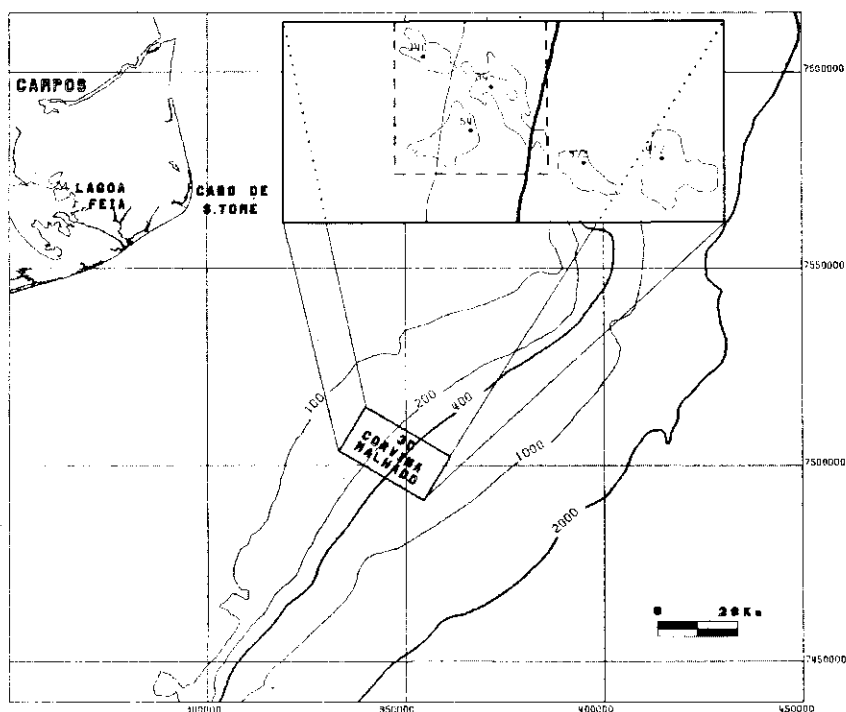


Fig. 1 - Mapa de localização do levantamento 3D de Corvina/Malhado com linhas de batimetria. Os limites das acumulações e o retângulo tracejado correspondente à área mostrada em mapa nas figuras 2 e 4 são mostrados no detalhe da área coberta pelo levantamento 3D.

Fig. 1 - Location map, 3D seismic survey, Corvina/Malhado fields, showing isobaths. Limits of accumulations and the box corresponding to the area shown on maps in figures 2 and 4 are shown in the detail of the area covered by the 3D survey.

dos de poço e de sísmica 2D indicavam um controle unicamente estrutural para a acumulação, uma área de 9 km² e um volume de óleo na jazida de 190 x 10⁶ bbl.

Após essa descoberta outros três pioneiros foram perfurados na área, visando testar altos estruturais em prospectos semelhantes ao do Campo de Corvina. Em todos eles os reservatórios siliciclásticos do Eoceno mostraram-se ausentes.

Em fins de 1986, ainda com base em dados 2D, mas enfocando controle estratigráfico, resolveu-se localizar poços em algumas anomalias de amplitude sísmica ao nível dos reservatórios do Campo de Corvina, porém agora localizados nos flancos de uma calha estrutural de orientação aproximada norte-sul. O pioneiro 1-RJS-340D testou uma dessas anomalias e confirmou a presença de óleo (28 °API e razão gás/óleo de 40 m³/m³) em arenitos turbidíticos do Membro *Carapebus* eocênico. Após esse pioneiro, mais

seis poços foram perfurados ao longo da calha. Deste total, quatro resultaram produtores comerciais de óleo, um produtor subcomercial e um seco (Andrade *et al.* 1988). Com esses resultados, ficou confirmada a potencialidade da acumulação, denominada de Campo de Malhado. Com os dados até então disponíveis, a área do campo seria de 11 km² e o volume de óleo na jazida de 58 x 10⁶ bbl. Esses poços também evidenciaram a complexidade dessa acumulação. Definiram-se dois blocos independentes, separados por falhas normais, com contatos óleo/água distintos. Os limites estratigráficos para os flancos da calha estrutural também não ficaram bem definidos com os dados sísmicos 2D.

Para melhor delimitação do Campo de Malhado, revisão dos limites do Campo de Corvina e melhor avaliação das áreas vizinhas, decidiu-se utilizar a sísmica 3D. Apresentam-se a seguir alguns resultados da interpretação desses dados 3D,

tentando-se enfatizar a importância do mapeamento de amplitude na delimitação dos campos de Corvina e Malhado, bem como na descoberta de duas novas acumulações, em águas mais profundas.

2 - LEVANTAMENTO E PROCESSAMENTO

O levantamento 3D de Corvina/Malhado, executado em 1987, corresponde a cerca de 6 000 km de linhas sísmicas espaçadas 75 m entre si e com traços a cada 25 m, recobrendo uma área de 350 km², em lâminas d'água variando entre 100 e 800 m (fig. 1).

Entre as principais etapas de processamento dos dados 3D, destacam-se: 1)- processamento de assinatura pré-empilhamento, com correção determinística das distorções causadas pelo receptor, pelo instrumento de registro e pelo "fantasma", seguida de deconvolução estatística de fase mínima. Esse procedimento deixa no dado uma assinatura com fase bem próxima de zero; 2)- migração por diferenças finitas em duas etapas: a primeira na direção das linhas registradas, seguida de interpolação de duas linhas e da segunda migração na direção dos traços. O processamento desses dados não incluiu nenhum tratamento especial de amplitude.

3 - INTERPRETAÇÃO

Todas as jazidas até hoje descobertas na área do levantamento 3D de Corvina/Malhado relacionam-se aos reservatórios turbidíticos da sequência eocênica. Esta sequência limita-se ao topo por uma camada de carbonatos com cerca de 50 m de espessura, denominada informalmente de *pebbly* eocênico. A

base é representada por uma discordância que ora corresponde ao topo da sequência paleocênica, ora ao topo da sequência cretácica. A deposição dos reservatórios turbidíticos do Eoceno foi controlada pela movimentação halocinética, atuante a partir do Neocretáceo. As calhas serviram como áreas de captação das areias, que avançavam da porção noroeste em direção às partes distais da bacia. Posteriormente, com a evolução da tectônica halocinética, algumas dessas calhas foram invertidas, colocando areias em altos estruturais. O comportamento da sequência eocênica em perfis de poço pode ser analisado nas figuras 8 e 10.

O mapa estrutural sísmico em profundidade do topo dos reservatórios (fig. 2) corresponde à parte da área do levantamento 3D que engloba os campos de Corvina e Malhado (fig. 1). As estruturas principais são: o Alto de Corvina, posicionado no quadrante inferior esquerdo, e a Calha de Malhado, transversalmente ao mapa com direção aproximada norte-sul. A seção sísmica AA' (fig. 3) sai do Alto de Corvina e corta a Calha de Malhado de forma aproximadamente transversal. Nessa seção, onde se observam as falhas de gravidade controladas pela halocinese, fica evidenciada a principal diferença entre essas duas acumulações, que reside no aspecto estrutural. A convenção para os dados sísmicos apresentados é a de amplitudes positivas para picos pretos e negativas para picos brancos.

No mapa de amplitude ao topo do reservatório (fig. 4) os valores anômalos de amplitude são representados por tons claros, que indicam um contraste acústico maior

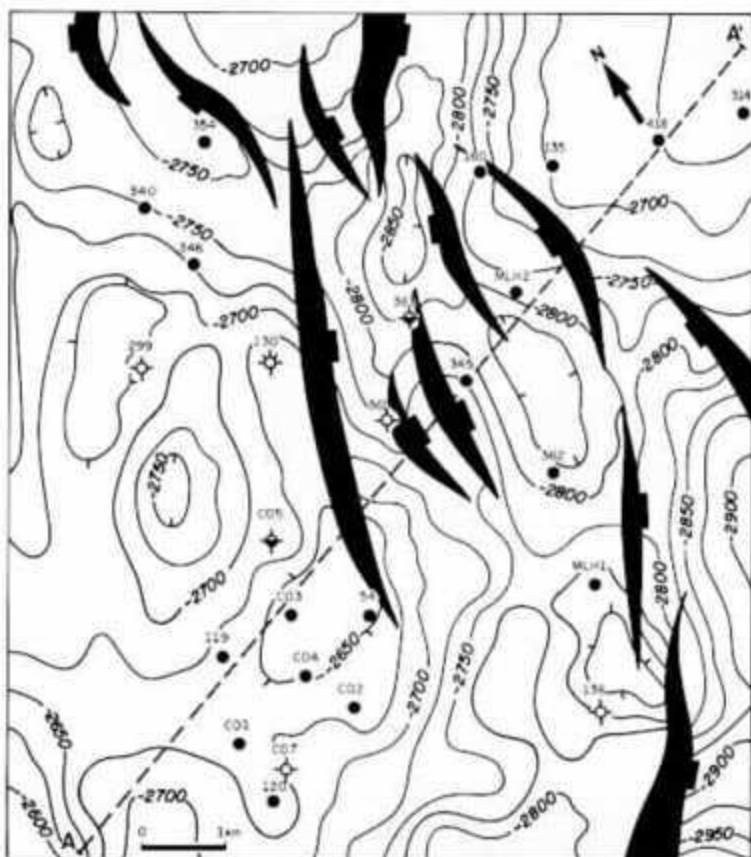


Fig. 2 - Mapa estrutural sísmico em profundidade ao topo do reservatório eocênico (Membro Carapebus). A linha AA' mostra a localização em mapa da seção sísmica mostrada na figura 3.

Fig. 2 - Structural map (contours in meters) at top of Eocene reservoir (Carapebus Member). Line AA' indicates location of seismic section shown in figure 3.

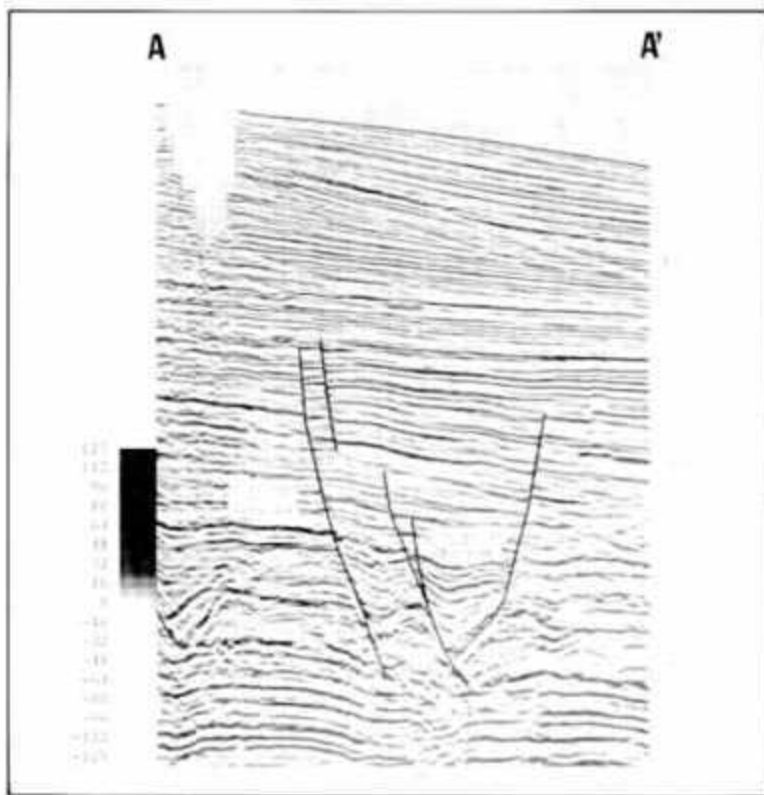


Fig. 3 - Seção sísmica AA' saindo do Alto de Corvina e atravessando a Calha de Malhado (ver localização na figura 2).

Fig. 3 - Seismic section AA', leaving Corvina High and crossing the Malhado Trough (see figure 2 for location).

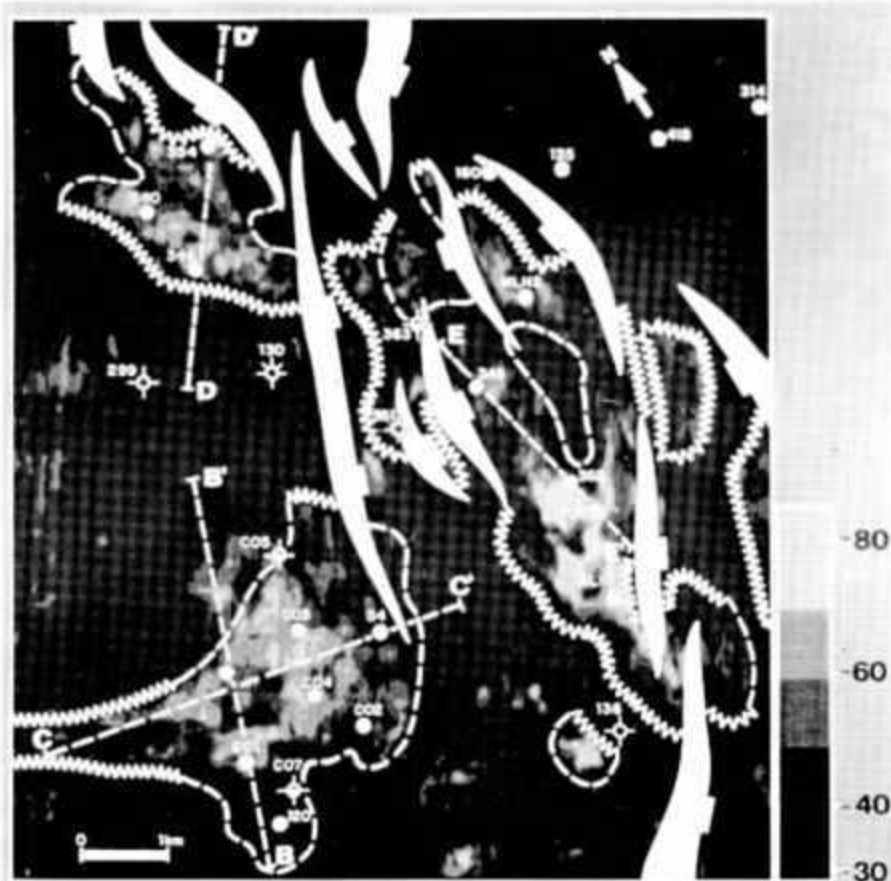


Fig. 4 - Mapa de amplitude ao topo dos reservatórios eocênicos (Membro Carapebus). As linhas BB', CC', DD' e EE' mostram a localização em mapa das seções sísmicas mostradas nas figuras 5, 6, 9 e 11, respectivamente. Também são mostrados os limites das acumulações: as curvas serrilhadas correspondem a limites estratigráficos (lacunamento) e as curvas tracejadas a limites estruturais (contatos óleo/água).

Fig. 4 - Amplitude map at top of Eocene reservoirs (Carapebus Member). Lines BB', CC', DD', and EE' indicate location of seismic sections shown in figures 5, 6, 9, and 11, respectively. Limits of accumulations also shown: dotted curves correspond to stratigraphic limits (pinch out) and dashed curves, to structural limits (oil/water contacts).

entre as rochas sobrepostas e o reservatório. A análise preliminar deste mapa mostra que os únicos poços secos estão posicionados sobre um alinhamento de valores não anômalos de amplitude que separa os campos de Corvina e Malhado, aparentemente um alto sindeposicional onde os reservatórios não foram depositados. Também pode ser notado que quase todos os poços produtores estão em áreas com amplitudes anômalas. As únicas exceções são os poços sobre o alto localizado no quadrante superior direito deste mapa, onde os reservatórios do Eoceno se apresentam na forma de vários corpos de areia com espessuras inferiores a 5 m (*net pay* total inferior a 13 m), intercalados com camadas carbonáticas finas. O topo do re-

servatório corresponde a um refletor pouco expressivo, com amplitudes positivas.

No restante da área, alvo principal deste trabalho, o reservatório apresenta impedância acústica menor que as rochas sobrepostas e espessura média em torno de 25 m. Neste caso, o topo do reservatório se apresenta como um refletor forte e com amplitudes negativas, que atingem valores anômalos nos flancos e altos estruturais onde o óleo se encontra retido. A quase total coincidência entre os limites das zonas com amplitudes anômalas e os contornos estruturais dos contatos óleo/água (fig. 4) reforçam a idéia de que a presença de óleo saturando o reservatório provocaria uma mudança em seu

comportamento acústico. Ou seja, os reservatórios tendem a apresentar impedância acústica menor quando saturados por óleo, como já havia sido inicialmente observado para o Campo de Malhado (Andrade *et al.* 1988).

Este fato também é confirmado pela análise de boa parte dos perfis de poço disponíveis, que mostra um decréscimo de 7 a 9% na velocidade intervalar nas zonas saturadas de óleo. Na área de Corvina/Malhado são comuns variações faciológicas no reservatório eocênico, o que torna algumas vezes difícil a constatação do decréscimo de velocidade intervalar nas zonas saturadas por óleo em perfis de poço. O mesmo é válido para o esperado decréscimo de densidade, que é bem menos evidente.

Constatada a relação existente entre os mapas de amplitude e estrutural, resolveu-se adicionar informações extraídas do mapa de amplitude ao correspondente mapa de velocidade média para o topo do objetivo empregado na conversão tempo-profundidade. O mapa de velocidade foi inicialmente gerado com base apenas em dados de poço. As informações de amplitude depois adicionadas foram extraídas daquelas áreas onde os limites das anomalias de amplitude correspondiam a contatos óleo/água amostrados por poços. Esse procedimento enriqueceu o mapa de velocidade em detalhes e o mapa em profundidade resultante (fig. 2).

Hesta ainda esclarecer de que maneira a presença de óleo contribui para o decréscimo observado na impedância acústica do reservatório. Duas hipóteses são mais prováveis: 1)- as diferenças nas propriedades acústicas do óleo e da

TABELA I/TABLE I

DADOS EMPREGADOS NA MODELAGEM PETROFÍSICA: ρ_o = DENSIDADE DO ÓLEO, ρ_w = DENSIDADE DA ÁGUA, ρ_m = DENSIDADE DA MATRIZ, K_o = INCOMPRESSIBILIDADE DO ÓLEO, K_w = INCOMPRESSIBILIDADE DA ÁGUA, K_m = INCOMPRESSIBILIDADE DA MATRIZ, V_w = VELOCIDADE INTERVALAR DO RESERVATÓRIO NA ZONA DE ÁGUA, V_o = VELOCIDADE INTERVALAR DO RESERVATÓRIO NA ZONA DE ÓLEO, S_w = SATURAÇÃO DE ÁGUA DA ZONA DE ÓLEO, ϕ = POROSIDADE E σ = RAZÃO DE POISSON DA ROCHA SECA
 DATA USED IN PETROPHYSICAL MODELING: ρ_o = DENSITY OF OIL; ρ_w = DENSITY OF WATER; ρ_m = DENSITY OF SOURCE ROCK; K_o = BULK MODULUS OF OIL; K_w = BULK MODULUS OF WATER; K_m = BULK MODULUS OF SOURCE ROCK; V_w = INTERVAL VELOCITY FOR RESERVOIR IN WATER ZONE; V_o = INTERVAL VELOCITY FOR RESERVOIR IN OIL ZONE; S_w = WATER SATURATION OF OIL ZONE; ϕ = POROSITY; AND σ = POISSON'S RATIO FOR DRY ROCK

água seriam responsáveis pela mudança no comportamento acústico do reservatório; ou, 2)- o óleo atuaria como um agente inibidor da precipitação de cimento carbonático, contribuindo assim para uma maior porosidade nas zonas saturadas por óleo. Visando esclarecer este ponto foi feita uma modelagem petrofísica com base na equação de Biot-Geerstma (In: Domenico, 1974) para três poços da área: o 3-RJS-119D, o 1-RJS-340D, e o 3-RJS-362, localizados em Corvina, blocos norte e sul de Malhado, respectivamente. O objetivo da modelagem foi verificar se, mantendo-se a porosidade constante, a velocidade intervalar dos reservatórios seria significativamente sensível à presença de óleo em seu espaço poroso.

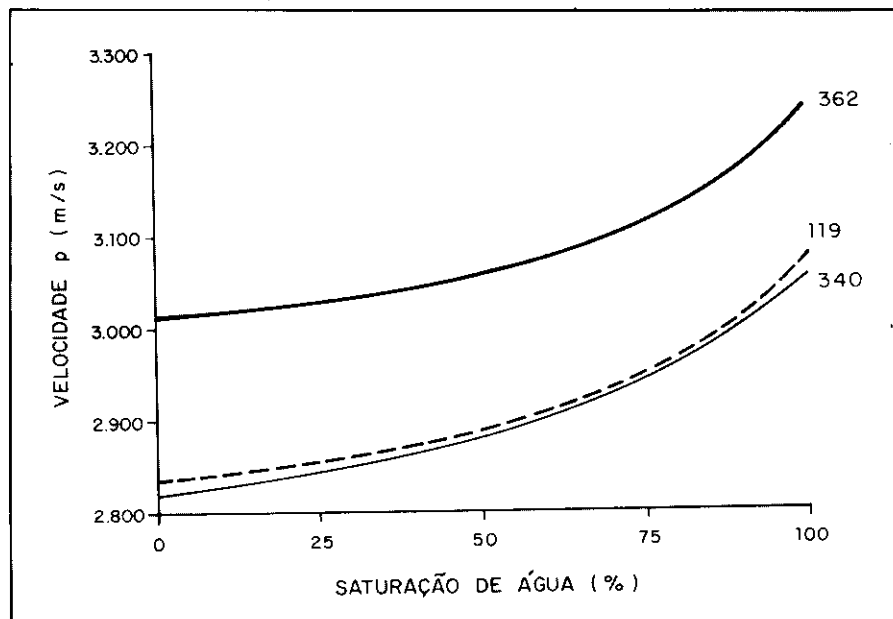
Os dados empregados na modelagem (tabela I) foram obtidos de ábacos, tabelas, perfis de poço e medidas de laboratório. Os valores de razão de Poisson para a rocha seca foram obtidos a partir de medidas dinâmicas feitas em *plugs* de testemunhos dos poços 3-MLH-1 e 7-CO-1. Para ambos os poços obteve-se razão de Poisson próxima a 0.15 na pressão de soterramento em que se encontram os reservatórios. Sendo assim, foi assumido esse valor constante para toda a modelagem. Os resultados obtidos na modelagem encontram-se resumidos no gráfico I, que tem no eixo horizontal a saturação de água e no eixo vertical a velocidade intervalar do reservatório para ondas compressoriais. Pode-se concluir que a presença de óleo no espaço poroso seria suficiente para acarretar um decréscimo de até 8% na velocidade intervalar do reservatório, o que é compatível com as variações observadas em perfis de poço. Desse modo, a presença de óleo no reservatório deve ser o fa-

POÇO	ρ_w (g/cm ³)	ρ_o (g/cm ³)	ρ_m (g/cm ³)	K_w (Kbar)	K_o (Kbar)	K_m (Kbar)
119	1.03	0.88	2.65	23.04	6.7	400
340	1.03	0.77	2.65	23.04	8.4	400
362	1.04	0.74	2.65	23.04	6.5	400

POÇO	V_w (m/s)	V_o (m/s)	S_w (%)	ϕ (%)	σ
119	3175	2850	19.0	28.1	0.15
340	3080	2870	44.4	22.9	0.15
362	3240	3050	46.0	22.8	0.15

GRÁFICO I/GRAPH I

CURVAS RELACIONANDO A SATURAÇÃO DE ÁGUA COM A VELOCIDADE INTERVALAR DO RESERVATÓRIO PARA ONDAS COMPRESSIONAIS PARA OS POÇOS 3-RJS-119D (CAMPO DE CORVINA), 1-RJS-340 (BLOCO NORTE DO CAMPO DE MALHADO) E 3-RJS-362 (BLOCO SUL DO CAMPO DE MALHADO)
 CURVES RELATING WATER SATURATION TO INTERVAL VELOCITY FOR RESERVOIR FOR COMPRESSIONAL WAVES IN WELLS 3-RJS-119D (CORVINA FIELD), 1-RJS-340 (NORTHERN BLOCK, MALHADO FIELD), AND 3-RJS-362 (SOUTHERN BLOCK, MALHADO FIELD)



tor preponderante no decréscimo de impedância acústica observado. Rosa *et al.* (1985) chegaram a esta mesma conclusão analisando os reservatórios equivalentes no Campo de Bicudo, também na Baía de Campos. Variações de porosidade podem ocorrer, mas geralmente estão associadas a variações faciológicas dentro do reservatório.

A seguir, será discutido o papel do mapeamento de amplitude na delimitação dos campos de Corvina e Malhado e na descoberta de duas novas acumulações.

3.1 – Campo de Corvina

Embora o Campo de Corvina já estivesse em produção desde 1983 e possuísse um bom controle de poço (11 poços), a sísmica 3D, interpretada a partir de 1988, acrescentou informações importantes. Inicialmente, admitia-se um controle puramente estrutural para o campo, mas os mapas de amplitude e estrutural, baseados nos dados 3D, apontaram um possível controle estratigráfico para oeste. Nas outras direções, o controle estrutural foi confirmado, sendo bem realçado pela coincidência entre o contorno estrutural correspondente ao contato óleo/água do campo (-2 687 m) e o limite da zona com amplitudes anômalas (fig. 4).

As amplitudes anômalas ao norte, abaixo do contato óleo/água, são provocadas por um aumento na velocidade intervalar das rochas sobrepostas ao reservatório. Isto é comprovado pelo perfil sônico do poço 3-CO-5, que exhibe a ocorrência de um segundo *pebbly* logo acima do reservatório, o que explica o aumento no contraste acústico observado. Como será mostrado

mais adiante na descrição da seção sísmica CC', as amplitudes positivas anômalas apresentadas pelo refletor correspondente ao topo do segundo *pebbly* nesta região confirmam o aumento na velocidade intervalar das rochas sobrepostas ao reservatório.

A mudança para fácies mais argilosas na direção sul, constatada pelos poços 3-RJS-120 e 7-CO-7, também fica evidente no mapa de amplitude, que apresenta valores não anômalos nessa região (fig. 4).

Os dados sísmicos 3D também contribuíram para um melhor posicionamento espacial do campo. Admitia-se inicialmente uma forma arredondada para a estrutura e acreditava-se que a acumulação se prolongava bastante para o bloco baixo da falha a nordeste. Após a interpretação dos dados 3D, constatou-se uma estrutura alongada para oeste e que a falha a nordeste praticamente limitava o

campo nesta direção. Entretanto, estas informações não resultaram em alteração do volume de óleo estimado, cerca de 190×10^6 bbl de óleo na jazida.

A seção sísmica BB' (fig. 5) corta o Campo de Corvina de maneira longitudinal. Nela pode ser notado, bem realçado pelo comportamento das amplitudes (vide seta), o provável limite estratigráfico a oeste da acumulação, esquerda da seção. Já o limite estrutural a leste, direita da seção, é menos evidente devido à ocorrência de uma falha normal nesta posição. Numa seção sísmica transversal ao campo (fig. 6) pode-se notar que as amplitudes negativas anômalas estão limitadas ao topo da estrutura. Também é possível observar a ocorrência de um refletor com amplitudes positivas, posicionado logo acima daquele associado ao topo do reservatório. Na maior parte da área de Corvina, onde o reservatório está capeado por folhelhos, este refletor

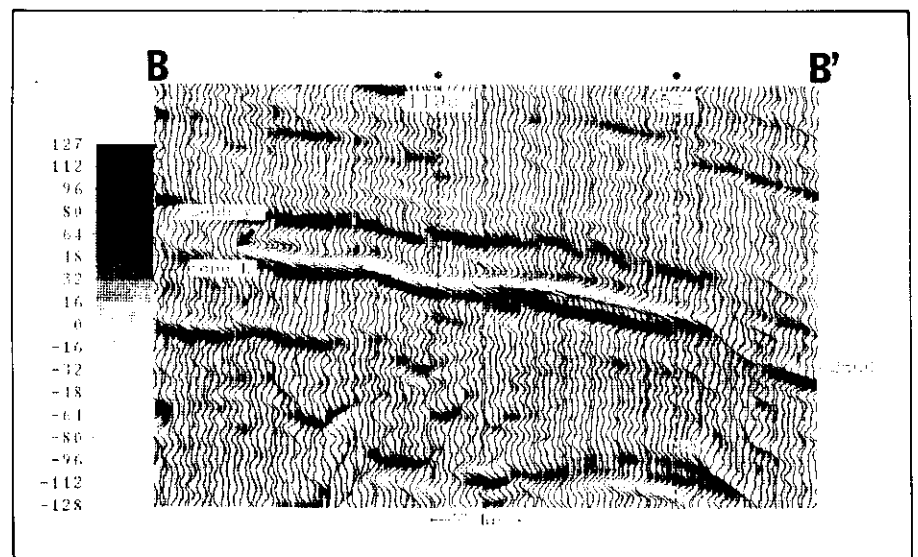


Fig. 5 - Seção sísmica BB' longitudinal ao Campo de Corvina (ver localização na figura 4).
Fig. 5 - Seismic longitudinal section BB', Corvina Field (see figure 4 for location).

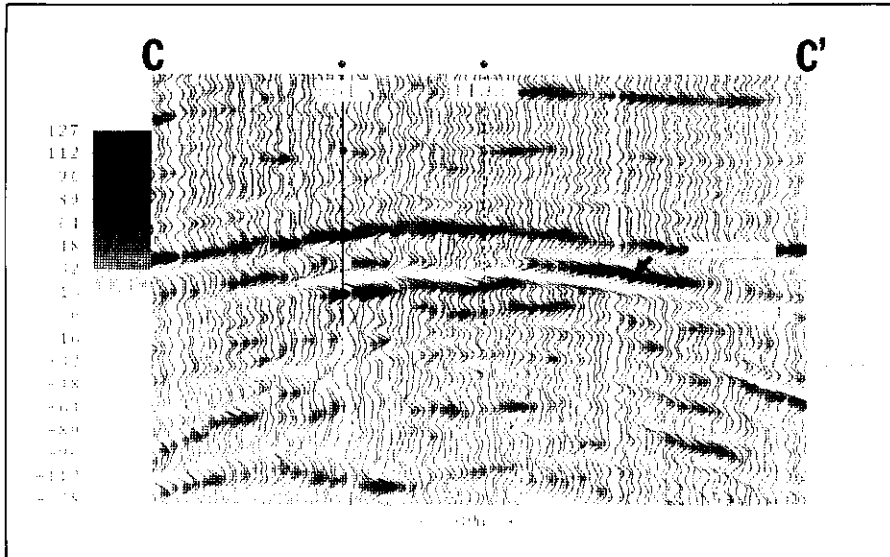


Fig. 6 - Seção sísmica CC' transversal ao Campo de Corvina (ver localização na figura 4).
 Fig. 6 - Seismic cross-section CC', Corvina Field (see figure 4 for location).

apresenta amplitudes pequenas, desenvolvendo amplitudes anômalas apenas na porção norte da acumulação, onde o reservatório é capeado pelas rochas carbonáticas que compõem o segundo *pebbly*. Isto é bem ilustrado na seção sísmica CC', que apresenta as amplitudes anômalas relacionadas ao topo do segundo *pebbly* destacadas por uma seta, indicando que houve um aumento na velocidade intervalar da rocha sobreposta ao reservatório. O maior contraste acústico no topo do reservatório nesta região é o responsável pela anomalia de amplitude que aparece abaixo do contato óleo/água, como discutido anteriormente.

Visando obter um mapa de amplitude menos influenciado por variações no comportamento acústico das rochas sobrepostas ao reservatório, foi feita a soma do mapa de amplitude ao topo do segundo *pebbly* (amplitudes positivas) com o correspondente mapa de ampli-

tude ao topo do reservatório (amplitudes negativas). Esse procedimento foi denominado informalmente de compensação de amplitude, e o mapa gerado, de mapa de amplitude compensada. Pode-se mostrar que o mapa de amplitude compensada tende a mostrar apenas variações no comportamento acústico do reservatório. Para que isto seja válido, basta que os folhelhos capeadores e o reservatório sejam lateralmente homogêneos e que as variações no comportamento acústico causadas pelo desenvolvimento do segundo *pebbly*, sejam pequenas em relação à impedância acústica desses meios. Comparação entre os mapas de amplitude convencional e compensada consta da figura 7, em detalhe para a área de Corvina. Os contornos estruturais para o topo do reservatório foram sobrepostos aos dois mapas. Pode-se notar que a compensação de amplitude quase cancelou a anomalia abaixo do contato óleo/água a norte da acumulação e

valorizou as extremidades oeste e nordeste do campo. Também a coincidência entre o contorno estrutural correspondente ao contato óleo/água e o limite da zona com amplitudes anômalas foi melhorada.

Os perfis do poço 3-RJS-119D (fig. 8) evidenciam a relação entre a presença de hidrocarbonetos e a impedância acústica do reservatório. A partir da análise do perfil de raios gama pode-se observar que o reservatório se apresenta como um pacote homogêneo de arenito com espessura de 46 m. O contato óleo/água é bem marcado no perfil de eletroresistividade. No perfil sônico é evidente o decréscimo no tempo de trânsito na zona saturada por óleo em relação àquela saturada por água, porém o correspondente decréscimo de densidade não é evidente no perfil de densidade.

3.2 - Campo de Malhado

O Campo de Malhado é dividido em dois blocos com contatos óleo/água distintos: bloco norte (área do 1-RJS-340D) e bloco sul (área do 1-RJS-345). Essas acumulações ocorrem ao longo dos flancos de uma calha estrutural e também estão associadas a valores anômalos de amplitude no mapa da figura 4.

No bloco norte, os limites estratigráficos para fora da calha ficam perfeitamente delineados pelos limites das áreas com amplitudes negativas anômalas. O mapa de amplitude ainda mostra uma tendência a amplitudes não anômalas posicionadas no centro da calha, onde menos de 5 m do reservatório encontram-se acima do contato

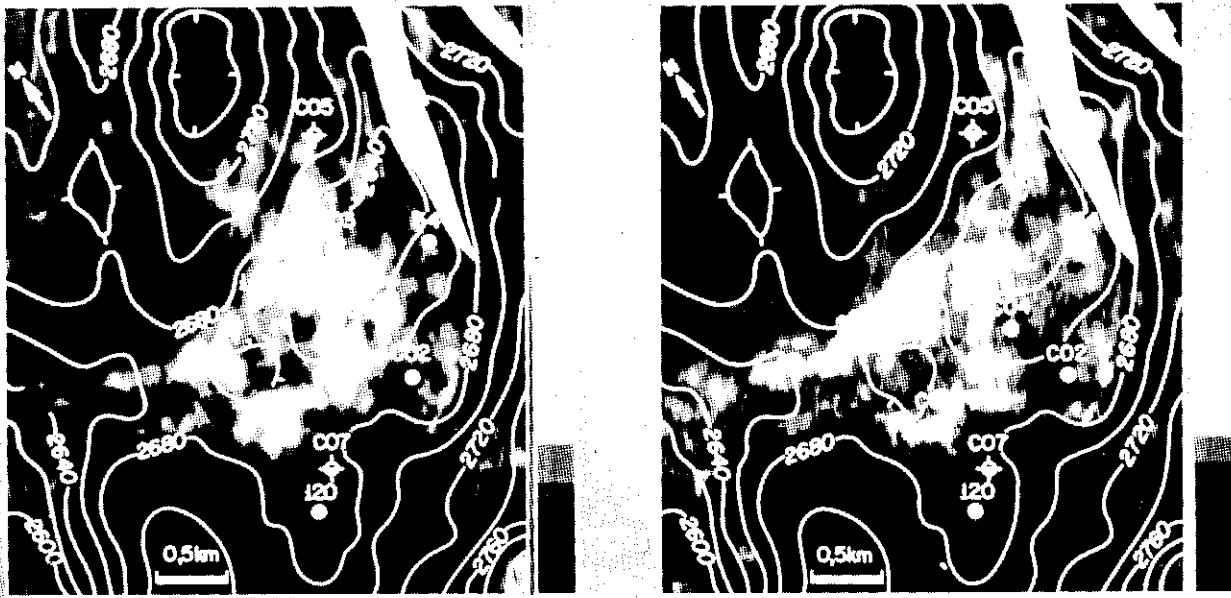


Fig. 7 - Comparação entre os mapas de amplitude convencional e compensada ao topo do reservatório eocênio, em detalhe para a área do Campo de Corvina. Os contornos do mapa estrutural ao topo dos reservatórios estão sobrepostos aos dois mapas de amplitude.
 Fig. 7 - Comparison of conventional and compensated amplitude maps at top of Eocene reservoir, in detail for Corvina Field area. Contours of structural map at top of reservoirs are superimposed on the two amplitude maps.

3-RJS-119D

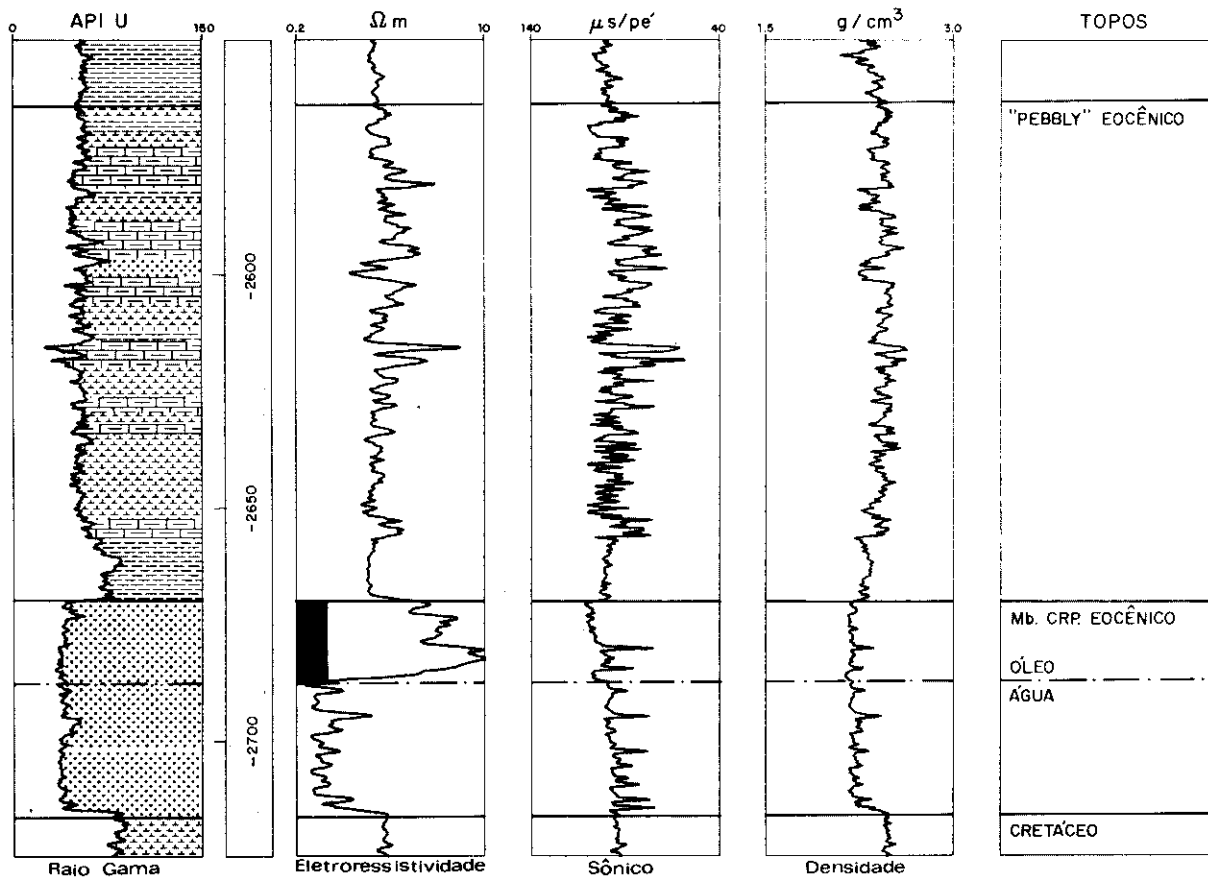


Fig. 8 - Perfis do poço 3-RJS-119D.
 Fig. 8 - Logs for well 3-RJS-119D.

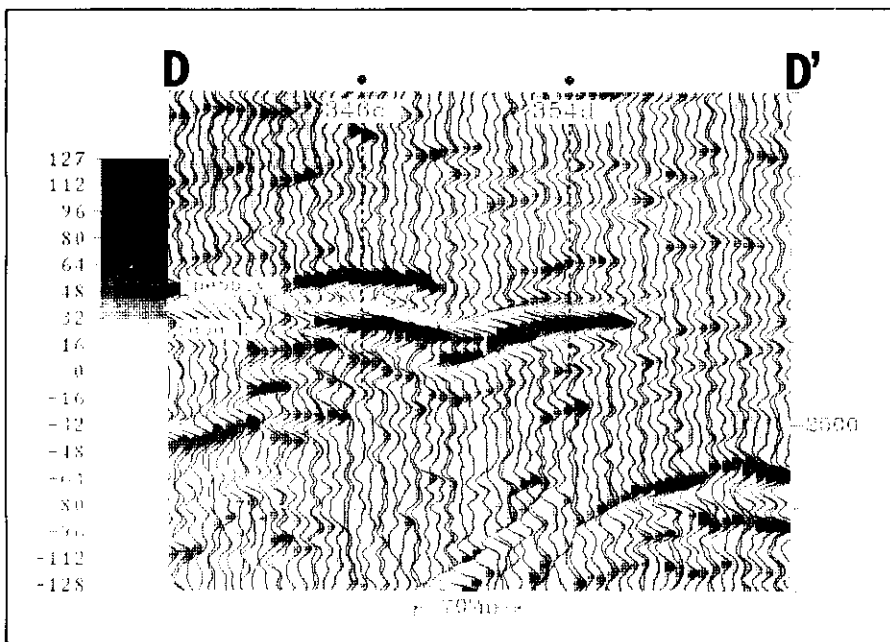


Fig. 9 - Seção sísmica DD' transversal à calha do bloco norte do Campo de Malhado (ver localização na figura 4).

Fig. 9 - Seismic longitudinal section DD', trough of northern block, Malhado Field (see figure 4 for location).

calha, como a proximidade do contato óleo/água, para o centro, ficam delineados por mudanças na amplitude.

Já no bloco sul, o mapa de amplitude mostra que os limites estratigráficos para fora da calha são mais irregulares. O contato óleo/água (-2 828 m) fica realçado pela coincidência entre o correspondente contorno estrutural e o limite das áreas com amplitudes anômalas. O poço 3-RJS-362 encontra-se posicionado sobre este limite e amostrou o contato. Na figura 10, os perfis de raios gama e de eletroresistividade mostram que o reservatório pode ser dividido em duas zonas distintas: uma na base, mais limpa e saturada de água, e uma superior,

óleo/água deste bloco (-2 755 m). A seção sísmica DD' (fig. 9) corta a calha de maneira transversal, pas-

sando pelos poços 3-RJS-346D e 3-RJS-354D. Nela, tanto os limites estratigráficos, para as bordas da

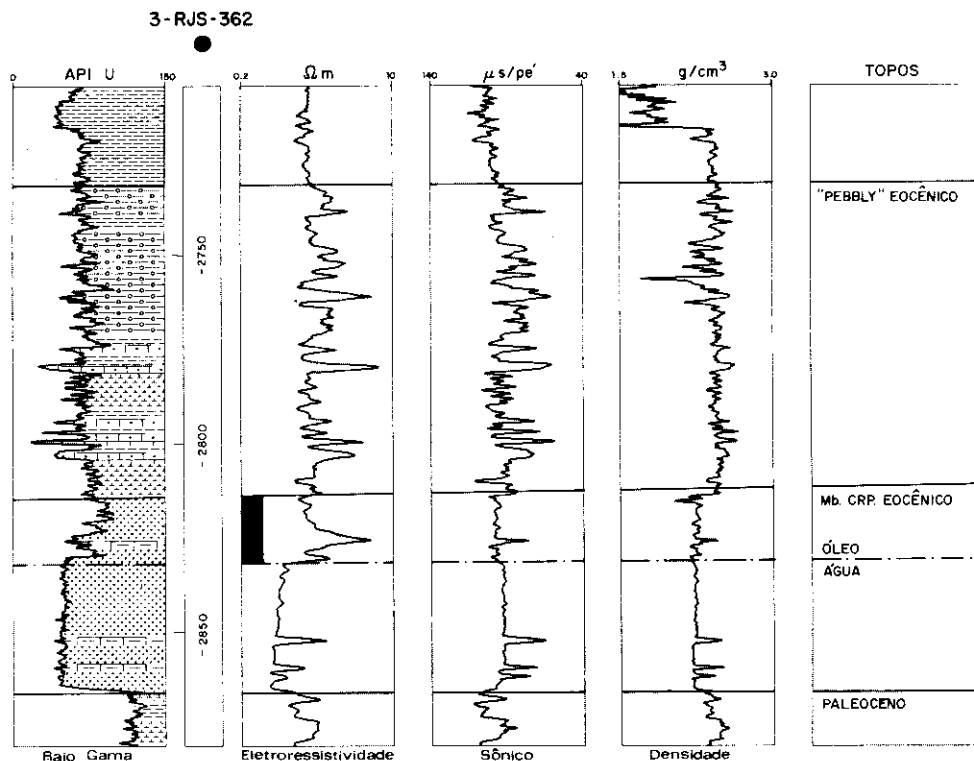


Fig. 10 - Perfis do poço 3-RJS-362.

Fig. 10 - Logs for well 3-RJS-362.

mais argilosa e saturada de óleo. O perfil sônico mais uma vez mostra uma diminuição no tempo de trânsito para a parte do reservatório saturada de óleo, mesmo esta apresentando maior argiliosidade e menor porosidade que aquela saturada de água. Esta constatação reforça a idéia de que a presença de óleo é um fator preponderante no comportamento acústico do reservatório. A seção sísmica EE' (fig. 11) corta o flanco oeste da calha do bloco sul através dos poços 1-RJS-345 e 3-RJS-362. Mais uma vez as amplitudes negativas anômalas destacam a presença de óleo no reservatório. Ainda na mesma seção encontra-se, destacado por uma seta, o refletor correspondente ao contato óleo/água da acumulação, amarrado através dos perfis do 1-RJS-362.

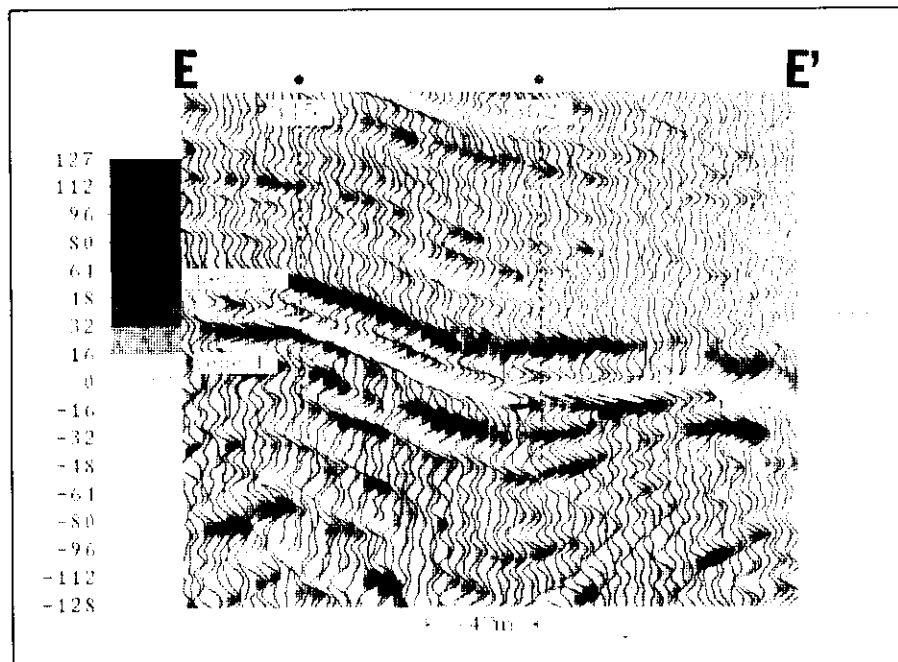


Fig. 11 - Seção sísmica EE' através do flanco oeste da calha do bloco sul do Campo de Malhado (ver localização na figura 4).

Fig. 11 - Seismic cross-section EE', western flank of trough of southern block, Malhado Field (see figure 4 for location).

Com base no mapeamento de amplitude, foi proposto o poço 3-MLH-1, que estendeu consideravelmente o Campo de Malhado na direção sul, aumentando seu volume de óleo na jazida em 24×10^6 bbl e sua área em 2 km^2 . Ainda com base nos dados 3D, foram aprovadas cerca de três locações de extensão dentro da calha de Malhado, que visavam definir melhor a acumulação. Até a data de elaboração deste artigo apenas uma dessas locações foi perfurada (3-MLH-2D), confirmando a ocorrência de óleo no flanco leste da calha do bloco sul.

3.3 - Adjacências

Ainda dentro da área recoberta pelo levantamento 3D de Corvina/Malhado, o mapeamento de amplitude propiciou duas novas descobertas em direção a águas mais profundas: as áreas dos po-

neiros 1-RJS-412 e 1-RJS-373A (fig. 1).

O 1-RJS-412, localizado em batimetria de 705 m, está estruturalmente posicionado no sopé de um bloco baixo de falha normal, em contornos estruturais abertos. Embora a posição proposta possa parecer bastante desfavorável para a prospecção de hidrocarbonetos, a forte anomalia de amplitude aí presente e o conhecimento adquirido com o mapeamento de amplitude na área de Corvina/Malhado foram fatores preponderantes na proposição do pioneiro. O resultado da perfuração foi a constatação do reservatório eocênico com espessura de 40 m, apenas 23 m acima do contato óleo/água (-2 950 m). O óleo encontrado é de 30° API e razão gás/óleo de $70 \text{ m}^3/\text{m}^3$. O poço 3-RJS-437, em posição estrutural

mais favorável, confirmou a continuidade da acumulação em direção a águas mais profundas. Atualmente, admite-se um volume de óleo na jazida de 360×10^6 bbl, em uma área de 19 km^2 .

No caso do 1-RJS-373A, locação proposta antes do levantamento dos dados 3D, a anomalia de amplitude já havia sido detectada em dados sísmicos 2D, em um bloco alto limitado por falhas normais. O mapeamento de amplitude, baseado em dados 3D, confirmou a importância da estrutura e serviu para deslocar o ponto inicialmente proposto para uma posição mais centrada em relação à anomalia. Em uma batimetria de 540 m, a perfuração do poço constatou a presença dos arenitos eocênicos com uma espessura de 38 m, totalmente saturados de óleo de 30° API e

razão gás/óleo de $122 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Embora o contato óleo/água não tenha sido amostrado, estima-se que o mesmo ocorra na cota de -2 900 m, devido à coincidência existente entre o limite da anomalia e este contorno estrutural na direção sul. Atualmente admite-se para a acumulação um volume de 125×10^6 bbl de óleo na jazida, distribuídos em uma área de 6 km^2 .

4 - CONCLUSÕES

Valores anômalos de amplitude ao nível do topo dos arenitos turbidíticos do Membro *Carapebus* eocênico na área dos campos de Corvina e Malhado refletem, de um modo geral, a presença de óleo nesses reservatórios. Essa observação é confirmada pela boa correlação existente entre os mapas de amplitude e estrutural a esse nível e pelos dados de poço disponíveis. Em conseqüência, a análise conjunta destes mapas vem se constituindo em uma ferramenta de suma importância na delimitação dos dois campos e na descoberta de novas acumulações em áreas adjacentes.

A modelagem petrofísica realizada sugere um comportamento diferenciado entre as zonas do reservatório saturadas de óleo e de água, atribuído às diferentes propriedades acústicas dos fluidos, não relacionado a variações de porosidade provocadas por processos de inibição de cimentação nas zonas saturadas de óleo.

O mapa de amplitude foi empregado na conversão tempo-profundidade em regiões em que o limite da anomalia sísmica corresponde a contatos óleo/água amostrados por poços.

Também em reservatórios turbidíticos distintos em outras áreas da Bacia de Campos, como nos campos de Bicudo, Albacora e Marlim, anomalias de amplitude sísmica estão associadas à presença de óleo, como constataram Rosa *et al.* 1985, Rosa, 1987, e Souza, Scarton, 1988, respectivamente. Em outras bacias brasileiras esse fato pode se repetir, daí a importância que deve ser dedicada às informações de amplitude sísmica na detecção direta de hidrocarbonetos.

Entretanto, uma vez que a amplitude sísmica reflete o contraste de impedância acústica existente entre dois meios que compõem uma interface, deve-se analisar o assunto com cuidado. Ou seja, amplitudes anômalas podem ser causadas por variações de impedância acústica em qualquer um dos meios envolvidos na interface, e, mesmo que essa variação ocorra no reservatório, ela pode não estar relacionada à presença de hidrocarbonetos.

5 - AGRADECIMENTOS

À geofísica Lúcia D. Dillon, pelas medidas de razão de Poisson, e ao geofísico André L. R. Rosa, pelas discussões e sugestões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDRADE, V.F., BECKER, M.R., CRUZ, C.E. de S. Modelo exploratório e zoneamento do Campo de Malhado, Bacia de Campos. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 3, 1988, Salvador. *Anais...* Salvador: [s.n.], 1988.
- DOMENICO, S.N. Effect of water saturation on seismic reflectivity of sand reservoirs encased in shale *Geophysics*, v.39, p.759-780, 1974.
- ROSA, A.L.R. *The Albacora field: A case history of seismic amplitude mapping*. New Orleans: [s.n.], 1987.
- ROSA, A.L.R., ARSO, L.R., JAEGER, R. *Mapping oil-water contact with seismic data in Campos Basin, offshore Brasil*. Washington: [s.n.], 1987.
- SOUZA, J.M., SCARTON, J.C. Utilização da sísmica 3D no mapeamento e delimitação dos reservatórios oligocênicos do Complexo de Marlim. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 3, 1988, Salvador. *Anais...* Salvador: [s.n.], 1988.

EXPANDED ABSTRACT

The area of the Corvina and Malhado fields is located in the Campos Basin, offshore Rio de Janeiro, Brazil, in water depths varying from 150 m to 800 m. This area was covered by a 3D seismic survey composed of 6 000 km of

seismic lines in a 25 x 75 m grid, recorded in 1987.

In this area the amplitude map for the top of the Eocene sandstone reservoir, derived from 3D

seismic data, shows anomalous amplitudes for the structural highs and flanks where oil is trapped. This indicates a correlation between the presence of oil in the porous space and the acoustic behavior of the reservoir, as confirmed

by a large part of available well-log data. Petrophysical modeling, based on the Biot-Geerstma equation, indicated that variations in the acoustic behavior of the reservoir when saturated by oil or by brine must be the result of differences in the acoustic properties of these fluids. Porosity variations related to cementation inhibition processes in the oil zone are unimportant.

The Corvina Field is located in water depths of around 200 m in a structural high controlled by adiasynclinal tectonism. The amplitude and structural maps helped to better locate this accumulation and indicated a probable stratigraphic limit toward the west. Structural

control was confirmed in the other directions and is emphasized by the coincidence of the limit of a zone displaying anomalous amplitude values with the structural contour corresponding to the oil/water contact. The Corvina Field has a volume of 190×10^6 bbl of oil in place, distributed over an area of 9 km².

The Malhado Field is located in water depths varying from 150 m to 400 m, in the flanks of a N-S-trending structural paleovalley, also controlled by salt tectonism. The field is divided into two parts with differing oil/water contacts: the northern and southern blocks. The amplitude and structural maps helped to define the stratigraphic and structural limits of this

accumulation, while well 3-MLH-1, based on these maps, increased the volume of oil in place of the southern block by 24×10^6 bbl. The total volume of oil in place in this field is about 82×10^6 bbl, distributed over 13 km².

Two new accumulations were discovered, based on this amplitude mapping: the areas of wildcats 1-RJS-412 and 1-RJS-373A. The area of 1-RJS-412 is located in water depths of around 700 m and holds about 360×10^6 bbl of oil in place, distributed over 19 km². The area of 1-RJS-373 is located in water depths of around 550 m and holds an estimated volume of oil in place of roughly 125×10^6 bbl, distributed over 6 km².