

Aplicação da Modelagem Sísmica 1D para a Caracterização do Campo de Namorado

Caetano Pontes Costanzo¹ (IG – DGRN), Alexandre Campanhe Vidal² (IG – DGRN) Armando Zaupa Remacre³ (IG – DGRN), Sérgio Sacani Sancevero⁴ (IG – DGRN).

1 – caetano.costanzo@gmail.com

2 – vidal@ige.unicamp.br

3 – zaupa@ige.unicamp.br

4 – sacani@ige.unicamp.br

Este trabalho tem por finalidade discutir problemas de resolução sísmica vertical do reservatório turbidítico do Campo de Namorado através da modelagem sísmica utilizando o método da convolução. A wavelet escolhida foi a do tipo Ricker com frequências de 20hz, 35hz, 50hz e 70hz. O trabalho de geração do traço sísmico sintético 1D é muito importante no processo de interpretação sísmica, pois por meio desse é possível converter o dado sísmico do tempo para a profundidade, além de relacionar eventos nos perfis de poços com os eventos sísmicos. Com os resultados obtidos foi possível verificar que as wavelets com frequências de 35 hz e 50 hz apresentaram melhor resolução sísmica quando comparadas com as wavelets de 20 hz, além de delimitar topo e base do reservatório em alguns poços foi possível identificar heterogeneidades internas. Com trabalhos de modelagem sísmica 1D o geofísico de interpretação pode amarrar de forma precisa os horizontes sísmicos com as informações de poço, reduzindo as incertezas na análise estrutural do reservatório.

Modelagem Sísmica, Campo de Namorado, Método da Convolução, Perfis de Poços

1 – INTRODUÇÃO

O método sísmico é amplamente utilizado em estudos de reservatórios com o objetivo de gerar mapas de variáveis sísmicas que forneçam um significado geológico, ou seja, que possam ser relacionados com a profundidade das estruturas e das propriedades petrofísicas que constituem o reservatório. Porém, mesmo sendo adquirido e processado de maneira correta, o dado sísmico fornece apenas uma imagem aproximada das estruturas em subsuperfície. Desse modo, relacionar o dado sísmico com as informações de poço é uma tarefa importante para auxiliar no processo de interpretação. Assim a geração de sismogramas sintéticos 1D é uma ferramenta que auxilia nessa integração, transformando as propriedades de rocha observadas nos perfis de poços em traços sísmicos sintéticos, além da possibilidade de simular diversos problemas encontrados em dados reais, com a finalidade de auxiliar o geofísico na interpretação.

Para a geração da sísmica sintética 1D foi utilizada a modelagem convolucional, que considera o traço sísmico como a convolução entre a wavelet e a série de coeficientes de reflexão.

Algumas variáveis estão associadas à modelagem convolucional, dentre elas está a frequência dominante da wavelet que define o poder de resolução da informação sísmica. Neste foram geradas quatro wavelets com diferentes frequências dominantes (20 hz, 35 hz, 50 hz e 70 hz) aplicadas para sete poços pertencentes ao Campo de Namorado. Correlacionando o traço sísmico gerado com os perfis geofísicos de GR (Raio Gama) e RHOB (Densidade) é possível realizar uma interpretação geológica comparativa do reservatório, como também delimitar topo e base para cada poço estudado.

2 – REVISÃO DA LITERATURA

2.1 – Campo de Namorado

Descoberto em 1975, o Campo de Namorado está localizado na parte central norte da zona de acumulações de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, a 80km da costa, em profundidade d'água entre 140m e 250m. O reservatório principal o campo é constituído por arenitos turbidíticos Namorado, de idade Albiano superior a Cenomaniano médio/superior.

O Campo de Namorado está inserido na seção de calcilitos, margas e folhelhos da Formação Macaé, membros Outeiro e Quissamã. O reservatório está posicionado em estrutura alongada de direção NW-SE, associado a depósitos em canais e em lobos, intercalados por sedimento hemipelágicos.

As informações obtidas da descrição seqüencial de testemunho evidenciam a complexidade geológica desse reservatório que é composto por predominância de arenitos e folhelhos, mas por conglomerados, brechas, siltitos e margas. De acordo com as descrições de testemunho, que descreve ainda amostras posicionadas acima e baixo do reservatório, são descritas o total 23 fácies litológicas.

O reservatório é limitado por fechamentos estratigráficos e estruturais, que delimitam o campo à área aproximada de 21km². Os limites de topo e base do sistema turbidítico Namorado são claramente reconhecidos por perfis geofísicos. A base é identificada a partir dos contrastes de densidade (Rhob) e radioatividade (GR) entre os turbiditos e os carbonatos da base. O topo é bem marcado em perfis raios gamma pela forte radioatividade das argilas posicionadas no topo do reservatório (marco radioativo).

Em relação às seções sísmicas a base do reservatório é facilmente identificável devido ao forte contraste de impedância entre os arenitos turbidíticos e os carbonatos. Entretanto, para o topo do reservatório a incerteza é maior devido à ausência de contraste de impedância significativo entre os folhelhos do topo e as intercalações de folhelho e arenito do reservatório.

A estratigrafia interna do reservatório foi identificada por (Souza Jr. 1997, Jonhann 2004) com a geração da curva de proporção vertical, que retrata a proporção de cada fácies entre os poços, em níveis paralelos a um referencial adotado.

Esta análise utilizou o marco radioativo como horizonte de referência. Os resultados apontaram três ciclos, com arenitos na base e finos no topo, sendo possível de ser observada por meio dos perfis raios gamma. A clara identificação desses ciclos é possível na porção central do campo, enquanto na porção marginal ocorre alta incerteza na identificação dos ciclos (Souza Jr., 1997). A identificação desses ciclos foi realizada por Johann (1997), que utilizou dados sísmicos com a geração do cubo de coeficientes de reflexão associados à interpretação de unidades sismo-estratigráficas.

Johann (2004) adota a divisão do reservatório em três seqüências e, por meio da análise multivariada e ferramentas geoestatísticas, realizada um estudo detalhado de fácies sísmicas do Campo de Namorado.

3 – METODOLOGIA

3.1 – Método Convolucional

A primeira fase desse trabalho foi destinada à organização dos novos dados fornecidos pela ANP (Agência Nacional de Petróleo) do Campo de Namorado, com informações adicionais sobre os poços direcionais. Nessa etapa todo o processamento dos dados foi realizado com o desenvolvimento de rotinas de programação em linguagem VBA (*Visual Basic Applications for Windows*). A base de dados é constituída por poços em formato LAS, contendo os perfis geofísicos de GR (raio gama), DT (sônico), ILD (resistividade), NPHI (porosidade neutrão) e RHOB (densidade).

Nesta etapa do trabalho foi realizada a seleção dos poços com registro contínuo dos perfis RHOB e DT, os quais são necessários para a geração da variável impedância acústica. Os dados foram processados para a criação de um arquivo único para cada poço e para a formatação dos dados para a entrada no programa *Easy Trace*[®]. No caso dos poços direcionais foi efetuada a substituição da profundidade medida pela verticalizada.

Para a geração do traço sísmico, foi determinada inicialmente a impedância acústica, que é o resultado da multiplicação do inverso do perfil sônico (VP) pela densidade (RHOB), como mostra a equação 1.

$$Vp \times RHOB = IA \quad (1)$$

Após a criação da impedância acústica foi necessário converter o dado de profundidade para tempo por meio de uma lei de Conversão baseada na variação da velocidade com a profundidade. A seguir foi efetuada a regularização dos dados para o intervalo de 4ms. O coeficiente de reflexão (R) também foi determinado de acordo com a equação 2, onde Z representa a impedância acústica, e a camada i é superior à camada i+1.

$$R = Z_{i+1} - Z_i \div Z_{i+1} + Z_i \quad (2)$$

Segundo Russell (1991), a refletividade é o conceito físico fundamental tanto no método sísmico como no processo de modelagem sísmica sintética, em que cada coeficiente de reflexão pode ser avaliado como a resposta do sinal sísmico pela mudança na impedância acústica. Ao considerar que a refletividade consiste de um coeficiente de reflexão em cada amostragem temporal, e a wavelet é uma função suavizadora no tempo, o processo de convolução (representado pelo símbolo $*$) pode ser descrito como a troca de cada coeficiente de reflexão (r) por uma versão escalonada da wavelet (w). De acordo com Russell (1991), o traço sísmico é obtido através da convolução entre a wavelet e a refletividade com a adição de um ruído (n) (equação 3).

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (3)$$

Neste trabalho a componente ruído foi considerada nula para enfatizar as variações devida a mudança na frequência dominante da wavelet, uma vez que o ruído poderia interferir nesta análise, assim o traço sísmico neste trabalho é obtido pela convolução da wavelet com a refletividade (equação 4).

$$S(t) = w(t) * r(t) \quad (4)$$

4 – RESULTADOS

A geração do traço sísmico sintético tem como objetivo identificar a reflexão de eventos nas interfaces de diferentes litologias e avaliar como os contrastes litológicos são registrados na seção sísmica.

Segundo Sheriff (1995), qualquer intérprete sísmico gostaria de obter seções sísmicas que representassem simples relações para as interfaces da terra com máxima resolução. Isto é, seções onde os contatos entre as camadas fossem visualizados de forma bem definida e que essas camadas se apresentassem em suas posições corretas sem nenhum problema de ruído para prejudicar a interpretação.

Neste trabalho foram escolhidas as frequências dominantes de 20hz, 35hz, 50hz e 70hz, lembrando que a wavelet utilizada foi a do tipo Ricker. A comparação entre o traço sísmico gerado e a geologia do reservatório foi realizada pela correlação entre a sísmica sintética e os perfis de GR e RHOB. Esta junção tem a finalidade de auxiliar na análise das características geológicas do reservatório e a resposta destas características no traço sísmico.

O Campo de Namorado está inserido na seção de calcilutitos, margas e folhelhos da Formação Macaé, membros Outeiro e Quissamã. Em todos os poços analisados neste trabalho, a base do reservatório é definida pela transição brusca dos sedimentos do Arenito Namorado e dos carbonatos do Membro Quissamã, transição claramente delimitada pela variação dos valores do perfil de densidade.

Em todos os poços, com exceção do poço 4RJS234, a sísmica gerada delimitou a base na maioria das frequências utilizadas, sendo os melhores exemplos de definição da base do reservatório os poços 7NA0012RJS, 7NA0007RJS e 7NA0037RJS. Para o poço 4RJS234RJ ocorre o deslocamento do pico referente à base, para as diferentes frequências, este poço se diferencia dos outros por apresentar, próximo a base, espesso intervalo com alta densidade pertencente ao reservatório. Nos poços 3NA0002RJS e 7NA0042RJS ocorre a definição da base, porém com inversão na polaridade.

A definição do topo do reservatório ocorre pela transição entre os folhelhos e os arenitos do Campo de Namorado, delimitada na maioria dos casos pelo perfil raios gama. Diferente da resposta sísmica para a base do reservatório, onde ocorre a transição de arenitos para carbonatos gerando um forte contraste, a sísmica obtida para o topo apresenta menor definição na maioria dos poços estudados, pois ao observar o padrão dos perfis constata-se que o limite do topo ocorre em alguns casos intercalações entre folhelhos e arenitos até atingir os intervalos espessos de rocha reservatório, como pode ser observado no poço 3NA0002RJS. O topo é melhor definido para os poços 7NA0012RJS, 7NA0037RJS e 7NA0042RJS. Esta transição é um dos principais fatores para a baixa qualidade da definição do topo pela sísmica sintética.

Em relação à resposta da sísmica para as heterogeneidades internas do reservatório, os resultados apresentam-se diferenciados para cada poço, consequência da elevada heterogeneidade do reservatório para o Campo de Namorado, possível de ser visualizado através do padrão diferenciado do comportamento dos perfis.

A sísmica sintética delimita internamente duas a três seqüências para o reservatório de Namorado, quando utilizadas as wavelets com frequências dominantes de 35 e 50hz. Em alguns casos, como no poço 7NA0012RJS, o perfil densidade delimita espessos pacotes de rocha reservatório e não-reservatório, o que favoreceu a identificação destas intercalações na sísmica. Nos poços em que as intercalações entre folhelhos e arenitos ocorrem em menores espessuras e por isso, sem a definição de grandes intervalos, as wavelets com frequência dominante de 35 e 50hz apresentam respostas distintas.

A melhor resolução vertical para as heterogeneidades internas foram determinadas pelas frequências de 35 e 50hz, na qual espessos intervalos foram definidos para essas wavelets. Como esperado, para a wavelet de 20hz foram obtidas menores resoluções, entretanto para alguns poços esta frequência foi suficiente para delimitar topo e base do reservatório (7NA0012RJS).

A wavelet com frequência dominante de 70hz é inviável em termos práticos de aquisição sísmica, porém a sua utilização de wavelets com frequências irreais é importante para a definição da assinatura sísmica de determinados intervalos geológicos, lembrando que em trabalhos de laboratório são utilizadas frequências muito elevadas para estudo acústico das rochas. Os resultados obtidos para esta wavelet em alguns poços definiram uma série de picos relacionados a pequenas estruturas, sendo necessário à correlação com poços para a compreensão geológica dos resultados.

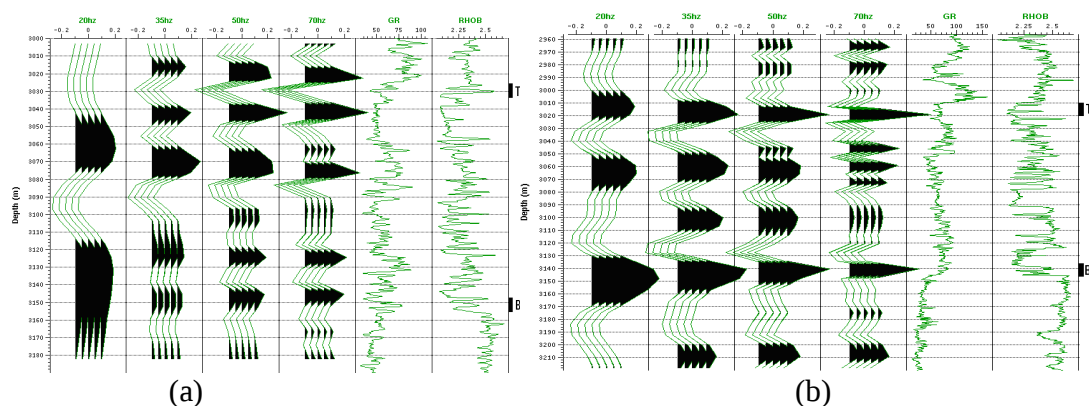


Figura 1: Sísmica Vertical Sintética dos poços 3NA_0002_RJS (a) e 7NA_0012_RJS (b). T refere-se ao topo do reservatório e B à base.

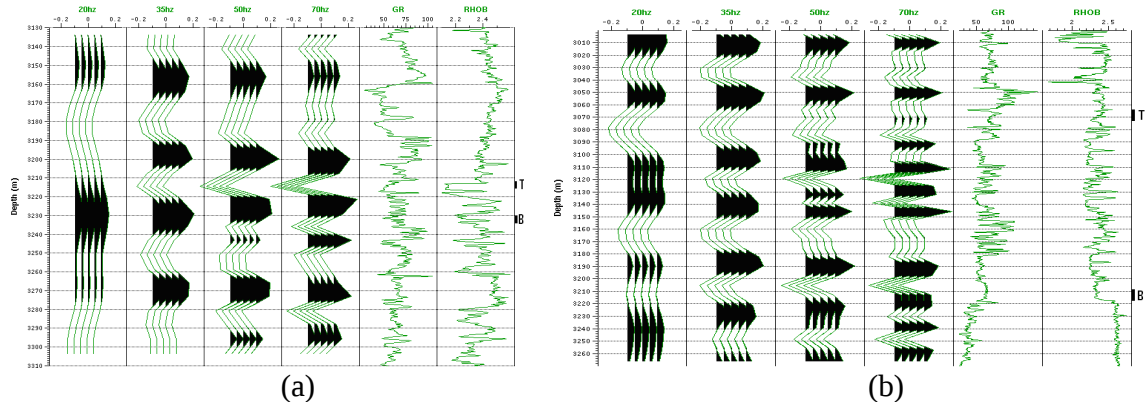


Figura 2: Sísmica Vertical Sintética dos poços 4RJS_0234_RJ (a) e 7NA_0007_RJS (b). T refere-se ao topo do reservatório e B à base.

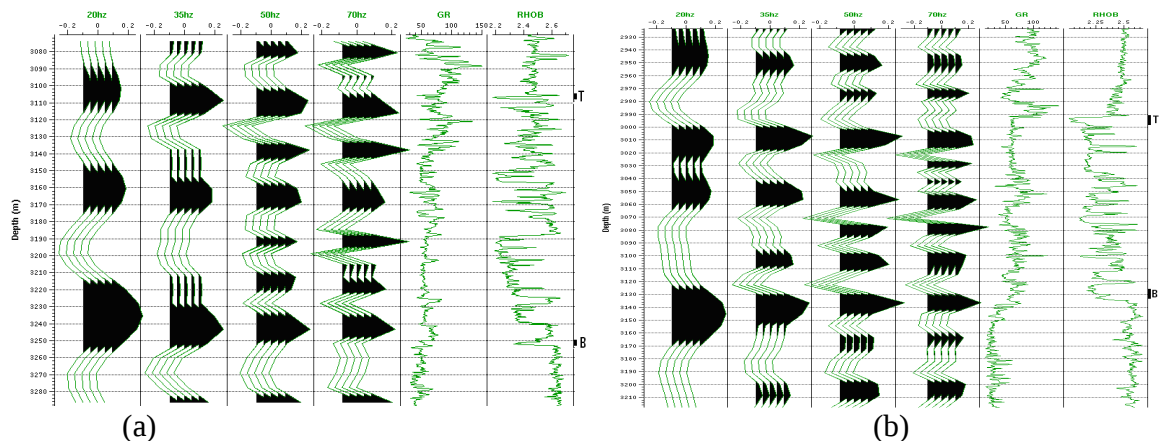


Figura 3: Sísmica Vertical Sintética dos poços 7NA_0009_RJS (a) e 7NA_0037_RJS (b). T refere-se ao topo do reservatório e B à base.

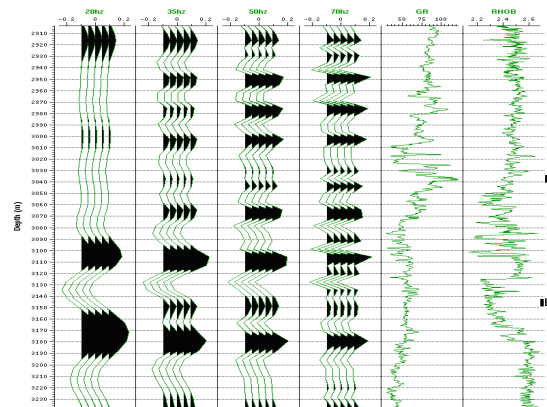


Figura 4: Sísmica Vertical Sintética do poço 7NA_0042_RJS. T refere-se ao topo do reservatório e B à base.

5 – CONCLUSÃO

Os resultados evidenciam a grande utilidade desse método para auxiliar no processo de interpretação sísmica do reservatório e para o estudo da assinatura sísmica de intervalos geológicos. Os resultados obtidos comprovam que as wavelets com frequências dominantes intermediárias, ou seja, 35 e 50hz apresentam a melhor resolução com a definição das principais heterogeneidades internas para o Campo de Namorado. A wavelet com frequência de 20hz mostrou-se útil apenas para a delimitação de topo e base do reservatório, o que ocorre em situações reais de aquisição sísmica. A wavelet com frequência dominante de 70hz apresentou uma série de picos para o reservatório, sendo necessária uma interpretação geofísica mais cuidadosa neste caso, para que dessa forma se evite erros de interpretação.

O trabalho de geração do traço sísmico sintético 1D é muito importante no processo de interpretação sísmica e é considerado como uma primeira etapa para a caracterização de reservatório. Por meio desse processo é possível converter o dado sísmico do tempo para a profundidade, além de relacionar eventos nos perfis de poços com os eventos sísmicos. De posse do traço sísmico sintético na posição do poço é possível mapear a assinatura do sinal nas regiões em que não existe a informação pontual do perfil, propagando assim a interpretação e delimitando as principais estruturas como o topo e a base dos reservatórios.

6 – AGRADECIMENTOS

Agradecemos a ANP (Agência Nacional de Petróleo) pelo apoio financeiro e fornecimento da base de dados deste trabalho.

7 – REFERÊNCIAS

- EASYTRACE – Advanced Log Processing and Editing – Version 1.0 – IFP – Beicip FranLab, 1999.
- LIMA, F.M., 2004. Análise Estratigráfica dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado. Dissertação (Mestrado em Geociências). IGCE/UNESP, campus de Rio Claro-SP. 64p
- JOHANN, P. R. S. 1997. Inversion Sismostratigraphique et Simulations Stochastiques en 3D: Réservoir Turbiditique Offshore du Brésil, Intégration Géologique, Géophysique et Geostatistique, Ph.D. Thesis, Académie de Paris, Université et Marie Curie.
- JOHANN, P. R. S. 2004. Fácies Sísmicas. Boletim Geociências Petrobrás, v.12, nº 12, p 317-355.
- RUSSELL, B. H. 1991 Introduction to Seismic Inversion Methods. S. N. Domenico, v. 2.
- SHERIFF, R. E., GELDART, L. P. t, Exploration seismology: Cambridge, Cambridge University Press, 1995.