



Aplicação da técnica 3D-VSP em campo terrestre da Bacia do Recôncavo

Marco C. Schinelli, Jaciara B. dos Santos e Leodilson G. da Silva, PETROBRAS S.A.
Adrian Sanches, SCHLUMBERGER.

Copyright 2008, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no III Simpósio Brasileiro de Geofísica, Belém, 26 a 28 de novembro de 2008. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do III SimBGF, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Resumo

Este é um exemplo bem sucedido de aplicação da técnica 3D-VSP de aquisição sísmica, em campo terrestre localizado no compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo. A aquisição, em operação conjunta da Schlumberger e Petrobras, através da Equipe Sísmica ES-26, usou dois poços receptores simultâneos com 10 geofones 3-C em cada um, e foi feita com objetivo de obtenção de dados sísmicos com maior resolução em comparação com os dados do 3D convencional pré-existente na área e que não tinha qualidade para suporte à caracterização dos reservatórios do Membro Gomo e do Pré-rifte. A aquisição, inédita no Brasil por usar fonte explosiva espalhada por 13 Km² em grid elíptico ao redor dos poços receptores e o processamento que usou fluxograma diferente do aplicado a 3Ds convencionais proporcionaram ótimos resultados, e que refletirão na estratégia de desenvolvimento daquele campo.

Introdução

A técnica de aquisição sísmica 3D-VSP se caracteriza pela utilização de geofones triaxiais dentro de um poço e pela geração de energia mecânica - fonte sísmica - em uma área da superfície, em torno do poço receptor. Trata-se de uma técnica de sísmica de poço relativamente nova, que produz dados sísmicos com maior resolução quando comparados aos dados da sísmica de superfície.

Neste projeto o alvo foi um campo terrestre, situado no compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, e que produz óleo desde 1982, tendo como principais produtores os arenitos turbidíticos do Membro Gomo da Formação Candeias. Na porção Sudoeste do campo estes reservatórios encontram-se truncados por uma discordância erosional de difícil identificação com a sísmica 3D de superfície. O mapeamento desta superfície erosiva torna-se um fator preponderante para o posicionamento de novos poços de exploração nesta área do campo. Além daquele objetivo, a seção Pré-rifte surge como segundo alvo, já que avaliação recente em poço de produção levou a produção de óleo nos arenitos flúvio-eólicos da Formação Sergi. O 3D de superfície existente também não dá suporte preciso ao mapeamento destes alvos mais profundos (figura 1).

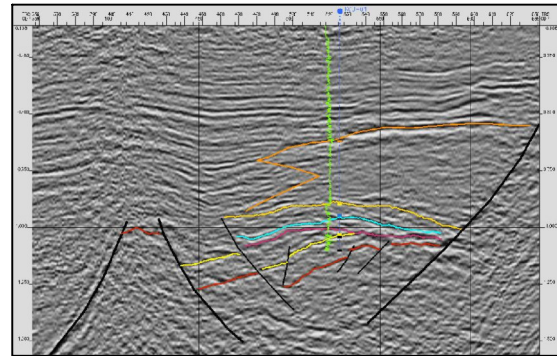


Figura 1. Exemplo da resolução proporcionada pela sísmica 3D convencional na área.

Deste modo, motivados pela possibilidade da sísmica 3D-VSP contribuir para mitigação das incertezas relacionadas à resolução sísmica, foi realizada esta aquisição na qual foram utilizados simultaneamente dois poços receptores. No total foram usados 20 geofones simultâneos (2 grupos de 10 geofones em cada um dos poços receptores) e área de detonação de aproximadamente 13 Km². Esses parâmetros fazem desta aquisição o projeto 3D-VSP de maior esforço operacional já realizado no país. Neste trabalho pretende-se apresentar os condicionantes geológicos para a aquisição, desafios operacionais e operação conjunta entre a Equipe Sísmica 26 e a prestadora de serviços, características do processamento 3D-VSP e sua comparação com o processamento convencional usado em 3Ds de superfície, e finalmente a interpretação e comparação com os dados pré-existent e os valores agregados com a utilização desta técnica não convencional de aquisição sísmica.

Definição do modelo acústico para escolha do dispositivo de campo

Os parâmetros de aquisição foram definidos através de modelagem por traçado de raios. Atenção especial foi dada a definição do modelo de velocidades, para se chegar aos níveis necessários de acurácia. Vale a pena ressaltar que esse mesmo modelo de velocidades foi também utilizado na etapa do processamento. Desse modo, através de ferramentas geoestatísticas, foi construído um modelo de velocidades utilizando volume

de velocidade RMS (gerado no processamento sísmico do 3D convencional), dados de poços (tabelas originadas de perfis sísmicos dos poços do Campo). A metodologia para geração do modelo 3D de velocidades foi baseada num modelo geológico (estrutural/estratigráfico) de velocidades intervalares. Foram definidas 4 seqüências delimitadas por 3 horizontes regionais: Do embasamento até a região mais rasa da área, com seguintes valores de velocidades conforme indicados:

Seqüência 1 (Embasamento) com V_{int} (velocidade intervalar) variando de 3000 a 4511m/s, e V_m (velocidade média) de 3960m/s;

Seqüência 2 (Fm Salvador) com V_{int} entre 2600 a 4200m/s e V_m de 3360m/s;

Seqüência 3 (Fm Pojuca) com V_{int} entre 2500 e 3509 m/s e V_m de 3013m/s;

Seqüência 4 (Sup. mais rasa) com V_{int} entre 2330 e 3250 m/s e V_m de 2700 m/s.

O volume de velocidades intervalares obtido, foi então convertido em velocidades médias e calibrado pelo método de *krigagem* com deriva externa, usando como informação direta a velocidade media nos poços e a velocidade média do processamento convencional como deriva (figura 2).

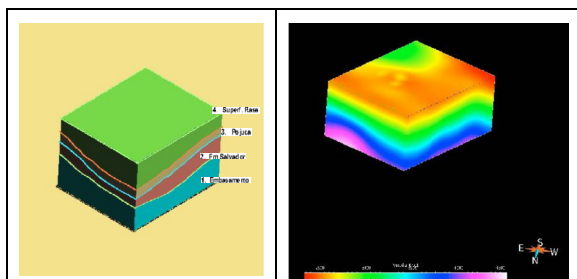


Figura 2. Volume de Velocidade media calibrada com dados de poços por Krigagem com deriva externa.

Outros aspectos importantes para o desenho do dispositivo de aquisição foram a escolha da posição dos poços receptores (o campo dispunha de quase 200 poços), da profundidade de colocação do conjunto estacionário de geofones nos poços e espaçamento entre geofones, assim como a otimização do grid de detonação com definição da área de espalhamento de cargas e espaçamento entre pontos de tiro. Em todas as análises o foco foi a otimização da iluminação obtida ao nível dos reservatórios e superfície erosional (figura 3).

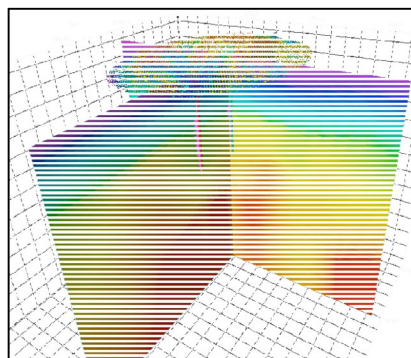


Figura 3. Modelagem por traçado de raios utilizada para escolha dos parâmetros de aquisição.

Aquisição

Os principais parâmetros de aquisição estão indicados a seguir:

- 57 linhas walkaway orientadas E-W, espaçadas de 60 m
- Fontes a cada 60 m
- 2881 pontos de tiro em área de detonação de 13 km²
- Fonte: dinamite. 1 Kg a 4 m de profundidade
- 10 geofones 3-C espaçados de 15 m em cada poço receptor, colocados entre 800 e 935m

Uma etapa importante para o sucesso da operação foi o condicionamento dos poços receptores, com recimentação dos intervalos onde seriam colocados os geofones, para otimização do acoplamento acústico. Outro desafio foi a operação com variações topográficas de mais de 70 m na área e que exigiram soluções especiais para o processo de detonação baseado em comunicação por sistema de rádio. Na figura 4 observa-se a preparação dos receptores antes da descida em um dos poços receptores.



Figura 4. Preparação dos receptores (VSI) antes da descida em um dos poços.

Processamento

Na fase de processamento os dados de cada poço foram processados separadamente até a fase de migração. As principais etapas do fluxograma de processamento foram:

- 1- Picagem das primeiras quebras feito automaticamente usando algoritmo baseado em amplitude instantânea (Hilbert), para X, Y e Z e posterior controle de qualidade manual;
- 2- Polarização – maximização da diretividade vetorial dos geofones através de análise hodográfica
- 3- Separação de campos de ondas usando decomposição paramétrica no domínio do tiro comum (Leaney, 2002 - figura 5);
- 4- Deconvolução determinística com operador construído a partir do campo descendente no domínio do tiro comum;
- 5- Aplicação do modelo macro de estáticas baseado na sísmica de superfície pré-existente e posterior otimização do modelo de velocidades (o mesmo usado na etapa de modelagem), com a relação tempo x profundidade proveniente de VSP-Zero_Offset e tomografia 3D baseada nos tempos das primeiras quebras (Di Cao, et all, 2000);
- 6- Migração por diferenças finitas em profundidade, do campo ascendente feita simultaneamente para os dois poços receptores.

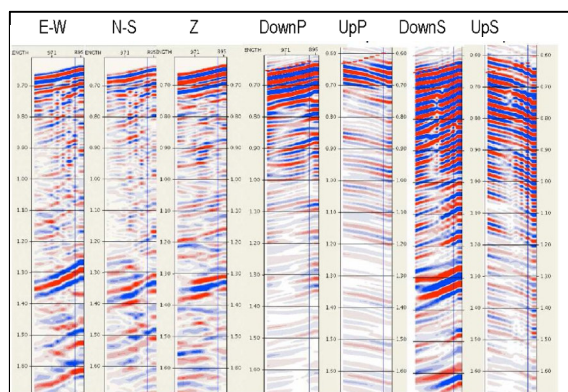


Figura 5. Separação dos campos de onda usando decomposição paramétrica.

Resultados e conclusões

Na avaliação feita até agora o dado 3D-VSP parece mais confiável e rico em informações quando comparado à sísmica de superfície (figuras 6 e 7). Tanto a geometria dos reservatórios como a erosão, fundamentais no processo de definição dos limites do trapecimento,

parecem melhor definidas pelo 3D-VSP. A área de imageamento ao nível do reservatório mais profundo, formação Sergi, foi de 5,1 Km² enquanto ao nível dos reservatórios mais rasos do membro Gomo, obteve-se 2,8 Km² de cobertura.

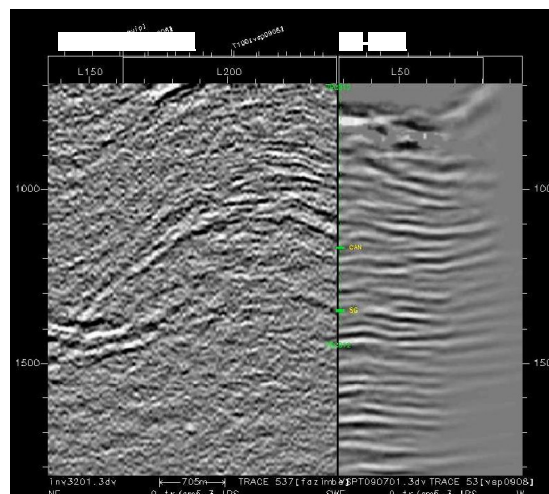


Figura 6. Comparação da sísmica de superfície com o 3D-VSP.

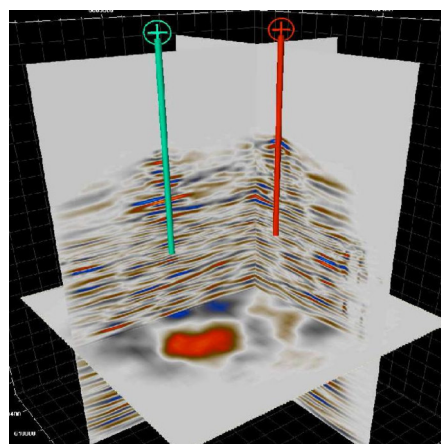


Figura 7. Visão volumétrica do 3D-VSP

Desta forma a técnica 3D-VSP mostra-se tecnicamente viável como alternativa à sísmica convencional, especialmente em áreas operacionais com grande atividade em superfície associada às atividades de produção, e onde a sísmica 3D convencional tende a ser mais impactada pela razão sinal/ruído desfavorável associada ao uso de dos receptores em superfície.

Com base na experiência de aquisição é aconselhável que a logística da operação seja planejada com antecedência. Algumas dificuldades poderiam ter sido evitadas, embora não tenham prejudicado o resultado

final como, por exemplo, a razão sinal ruído para os tiros mais distantes, que poderia ter sido melhorada com variações da quantidade de carga. Durante o processamento observou-se que os tiros mais distantes (acima de 2100 m de distância dos poços receptores) não contribuíram efetivamente para o imageamento devido a intensa contaminação por eventos refratados. Neste contexto se dispuséssemos de um modelo geológico mais confiável talvez fosse possível a redução do grid de detonação.

Agradecimentos

Os autores agradecem à PETROBRAS S.A. e a SCHLUMBERGER pela autorização para apresentação deste trabalho.

Referências

F. Aguiar, G. Ronholt, "Multi-well 3D VSP P-P and P-S imaging used for structural interpretation in the onshore CAM-field, Poriguar Basin, RN, Brazil" SEG 2005, Expanded Abstracts.

Leaney, W.S., "Anisotropic vector plane wave decomposition for 3D VSP data" SEG 2002, Expanded Abstracts.

Haldorsen, B.U., Miller, D.E., Walsh, J.J., "Multichannel Wiener Deconvolution of Vertical Seismic Profiles", October 1994, Geophysics, 59, pp.1500-1511

Di Cao, Nobuyasu Hirabayashi, Scott Leaney, William Borland, Kenzo Hara, and Phil Johnston, 2000, An integrated 3-D tomographic inversion - application to multi-survey VSP data, SEG Expanded Abstracts 19, 1779