

# 1º Monitoramento de Injeção Contínua de Vapor Através de Sísmica 4D no Brasil

Frederico Aguiar Ferreira Gomes, Armando Lopes Farias, Leodilson Góes da Silva, Vivaldo Andrade Rocha

PETROBRAS S/A, Brazil

## Resumo

A sísmica 4D consiste na repetição de levantamentos sísmicos tridimensionais com o objetivo de observar diferenças no comportamento acústico dos reservatórios, provocadas pela movimentação de fluidos e/ou avanços de frentes de calor e de pressão através do tempo. A quarta dimensão é, portanto, o tempo. Esta tecnologia tem grande potencial no gerenciamento de reservatórios, por se constituir na primeira que permite a visualização tridimensional de processos dinâmicos. Com o objetivo de monitorar um projeto piloto de injeção contínua de vapor, a Petrobras realizou dois levantamentos sísmicos tridimensionais no Campo de Alto do Rodrigues, sendo o primeiro adquirido dois meses após o início da injeção e o segundo praticamente um ano após. Este projeto representa a primeira aplicação da sísmica 4D em bacias brasileiras.

## INTRODUÇÃO

O Campo de Alto do Rodrigues localiza-se na Plataforma de Touros, ao longo do *trend* da Falha de Carnaubais (fig. 1). Foi descoberto em 1981 e após três anos de produção iniciou-se a injeção cíclica de vapor. Os reservatórios da Zona I, principal produtora do campo, situam-se a uma profundidade média de 220m e são constituídos de arenitos médio a grosseiro com espessura em torno de 20m. Face às heterogeneidades internas, que aliadas às baixas pressões, óleo com baixo grau API e a alta viscosidade, esses reservatórios foram submetidos a injeção contínua de vapor, visando o aumento do seu fator de recuperação. Na análise da viabilidade da utilização da sísmica 4D no monitoramento da injeção contínua de vapor foram utilizadas técnicas de modelamento e inversão. Assim, com o objetivo de simular as condições reais do reservatório, antes e depois da injeção, foram realizadas diferentes medições do reservatório, sob diversas situações de temperatura, pressão e saturações parciais de fluidos e ainda simulações de Biot-Gassman. Foi construído um modelo dinâmico através de simuladores de fluxo o que auxiliou o modelamento sísmico e a sua parametrização. Este trabalho apresenta os resultados das análises petrofísicas, modelamento, aquisição e processamento sísmico, bem como a interpretação dos dados obtidos nos dois levantamentos.



Fig.1- Mapa de Localização.

## ASPECTOS GEOLÓGICOS

O campo consiste de um anticlinal assimétrico alongado na direção NE-SW, limitado à SSE pela Falha de Carnaubais. A coluna estratigráfica é composta pelas Fm Pendência e Alagamar, pertencentes ao Cretáceo Inferior e pelas Fm Açú e Jandaíra do Cretáceo Médio a Superior. Os reservatórios são constituídos de arenitos fluviais, pertencentes à Fm Açú. A Zona I, principal produtora do campo, encontra-se à profundidade de cerca de 220m, com espessura média de 20m, porosidades em torno de 24%, permeabilidades entre 760 e 3000 mD e com 64,5% de saturação média de óleo.

## AQUISIÇÃO E PROCESSAMENTO SÍSMICO

O levantamento sísmico ocupou uma área total de 0,4 km<sup>2</sup>, dos quais 0,2 km<sup>2</sup> são de Interesse geológico. O lanço estacionário é composto de 960 canais em 12 linhas de geofones, com 80 canais por linha. Os tiros são rolados ao longo da linha, com uma disposição denominada *brick wall*. Quando os tiros alcançam o centro do dispositivo de registro, uma linha de estação é desligada atrás e ligada uma à frente (Gomes *et al*, 1998). Este dispositivo fornece celas de 5 X 5m e multiplicidade elevada no centro, face à rolagem efetuada em todas as direções (fig.2). Devido ao alto grau de repetição nos dois levantamentos, foi utilizado uma única geometria, o que garantiu ao processamento um maior grau de segurança na repetição de processos. O fluxo de processamento aplicado às duas aquisições foi o mesmo, diferindo apenas em alguns processos estatísticos, como deconvolução, estática residual e tratamento de amplitudes. Em função da forte presença de ruído de fonte, procurou-se apenas garantir a preservação vertical das amplitudes por meio da normalização de cada traço.

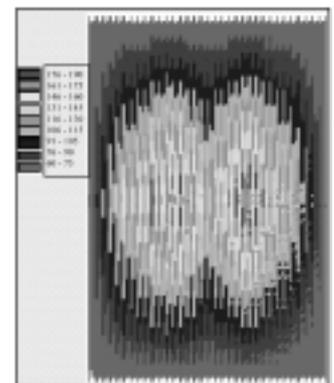


Fig.2- Mapa de multiplicidade.

A *cross equalização* foi feita após o empilhamento, com grande dificuldade na definição dos parâmetros para a minimização do erro entre as imagens dos dois blocos, bem como o posicionamento das janelas. Isto foi decorrente da pequena quantidade de dados acima da zona de injeção, que por ser rasa é afetada pelo silenciamento das amostras

estiradas. Para ilustrar a importância da *cross equalização*, a figura 3a mostra uma seção formada por traços alternados dos dois levantamentos, antes da *cross equalização*. Já a figura 3b mostra o mesmo procedimento com as correções de tempo, fase e amplitude. Os resultados da *cross equalização* são mostrados na fig 4 onde o *crossplot* de um horizonte acima da zona de injeção mostra uma excelente correlação entre as amplitudes nas duas imagens.

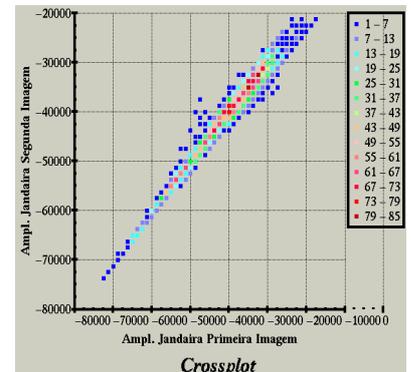
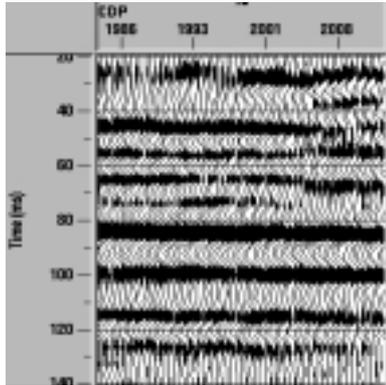
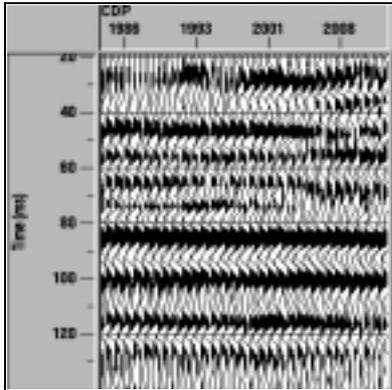


Fig.3-Seções com traços alternados: (3a) antes e (3b) após a *cross-equalização*.

Fig.4-*Crossplot* de amplitude dos levantamentos

### MODELAGEM PETROFÍSICA E MEDIÇÕES DAS PROPRIEDADES SÍSMICAS DO RESERVATÓRIO

O tratamento foi conduzido pelas teorias de Biot-Gassman (1962) e Geerstma (1969) e as previsões são aqui comparadas com as medidas experimentais. Diferentes condições foram usadas na modelagem do comportamento elástico das areias (fig-5). O termo *mix* empregado neste trabalho representa a mistura óleo/água com 34,5% de água com salinidade de 900 ppm de NaCl. Pode-se observar um forte decréscimo da velocidade, motivado pela injeção. Este efeito, da ordem de 14%, é o resultado das modificações da pressão e da temperatura, sem levar em conta as mudanças de saturação. A figura 6 compara as curvas de decaimento de velocidade com a temperatura de duas amostras, a partir das previsões do modelamento de Biot. Observa-se que as discrepâncias são muito pequenas. Pode-se concluir que a teoria é coerente com a realidade e as modelagens realizadas são consistentes. Para se obter mapas de variações de impedância (fig-7) foram utilizados mapas de temperatura, pressão e saturações de óleo e gás, obtidos no simulador de fluxo. Admitindo-se o limite de 5% na variação de impedância, tem-se uma área de 4000 m<sup>2</sup>, o que equivale a um círculo de 600 traços sísmicos nas vizinhanças de cada injetor. Os contrastes de impedância produzidos pela injeção serão sempre menores na direção do injetor e produzirão coeficientes de reflexão cada vez mais negativos.

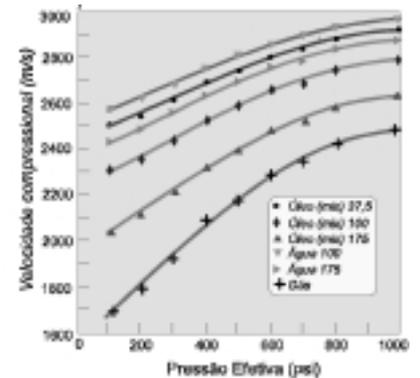


Fig.5-Velocidade versus pressão efetiva.

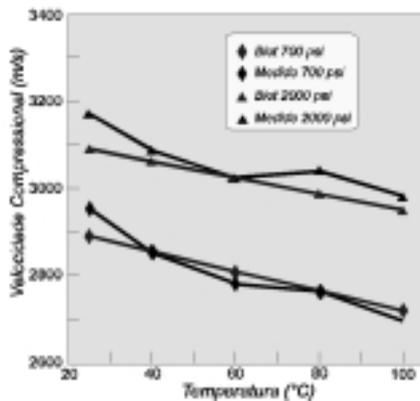


Fig.6-Velocidade versus temperatura.

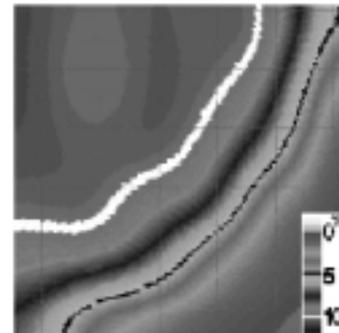


Fig.7-Mapa de variação percentual de Impedância.

## DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.

Após a equalização dos dados realizaram-se as amarrações sísmicas e as interpretações nos dois levantamentos, dos refletores: topo, base da Zona I, além de níveis internos. Foram gerados mapas de diferenças de amplitudes, tempo de trânsito e de valores de impedância acústica, entre os levantamentos. Todos os mapas gerados ostentam uma estreita similaridade entre si, independente das propriedades medidas e dos horizontes analisados. As diferenças sísmicas evidenciam uma robustez no método, como pode ser verificada na comparação entre os mapas de diferenças de

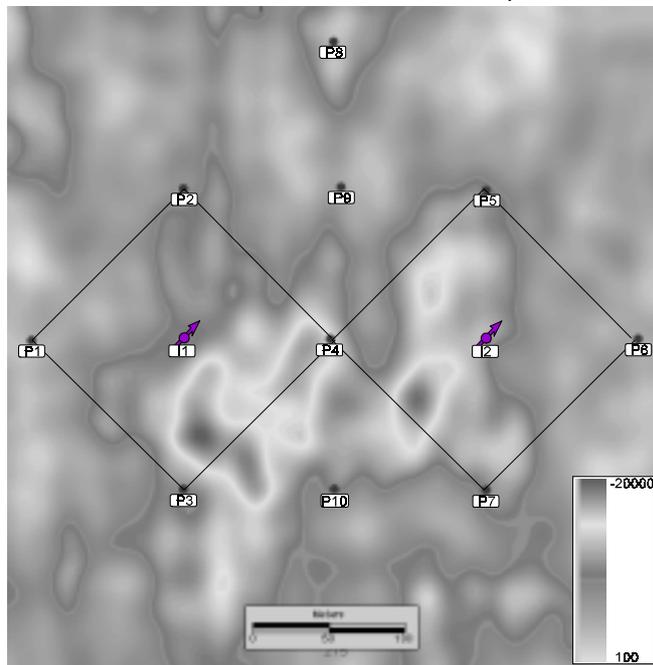


Fig8-Mapa de variação de amplitude do topo do reservatório.

algumas dessas feições, embora sejam inegáveis a presença de alinhamentos nos levantamentos. Observam-se que as duas áreas afetadas pela injeção têm também direção N-S. Obviamente que este fato corrobora com a interpretação de um modelo de canais e *levees* lateralmente alternados.

Os mapas sugerem que as condições permoporosas são mais favorecidas na malha do injetor I-1. Os valores medidos são mais elevados nesta região.

As áreas nas vizinhanças dos injetores não apresentam os valores maiores de amplitude, ao contrário do que seria esperado. As maiores anomalias situam-se entre os injetores. À época do 1º levantamento o reservatório já estava sujeito à injeção. As circunvizinhanças dos injetores já se encontravam quentes, portanto alteradas sísmicamente. Como os mapas gerados são frutos de diferenças de atributos sísmicos, conseqüentemente é natural supor que essas diferenças não sejam tão significativas nas proximidades dos injetores, já que na época do 2º levantamento as condições do reservatório eram praticamente as mesmas do 1º levantamento.

Devido à pequena espessura e a velocidade alta do reservatório, os mapas de diferenças de tempo de trânsito são menos precisos que os mapas de amplitude. Somente o mapa da base do reservatório, por motivos óbvios, guarda boa semelhança com os mapas das figuras.8 e 9. Praticamente todas as observações já expressas são válidas para esse mapa, não obstante a diferença de tempo não ultrapassar a 3 ms. Finalmente, o 4D foi útil na identificação de áreas não lavadas (*by-passed*). Futuramente estas áreas poderão ser melhor drenadas através de projetos de redução na malha dos poços aumentando o fator de recuperação do campo e evitando poços com baixa produção.

de amplitudes do topo (fig-8) e de diferenças de impedâncias acústicas da base (fig-9). Os mapas mostram que existem três barreiras de permeabilidade. Duas dessas barreiras estão localizadas ao lado de cada injetor e uma posicionada aproximadamente no centro da área, junto ao produtor P4. Todas essas barreiras apresentam direção aproximada N-S. Analisando o histórico de produção, constata-se que os poços P1, P6, P8, P9 e P11, até o momento da segunda imagem não tinham respondido à injeção. Todos os demais exibem aumento significativos de temperatura e de produção. Observa-se que os poços P1 e P6, pertencentes às duas malhas de injeção, situam-se lateralmente às barreiras presentes junto aos injetores. Contudo, apesar de localizar-se fora das malhas, o poço P10 respondeu favoravelmente à injeção, sugerindo uma canalização direta com o injetor I-2. A barreira central não é totalmente selante, imagens sísmicas (*horizon-slice*) evidenciam alinhamentos ou descontinuidades que coincidem com essas barreiras. A presença dessas heterogeneidades está sendo associada a pequenos falhamentos e/ou a ocorrência de elementos deposicionais do tipo *levee*, característicos do próprio sistema fluvial e cujo alinhamento preferencial N-S é aproximadamente coincidente com a direção de paleofluxo dos canais.

A resolução sísmica não é suficiente para discriminar

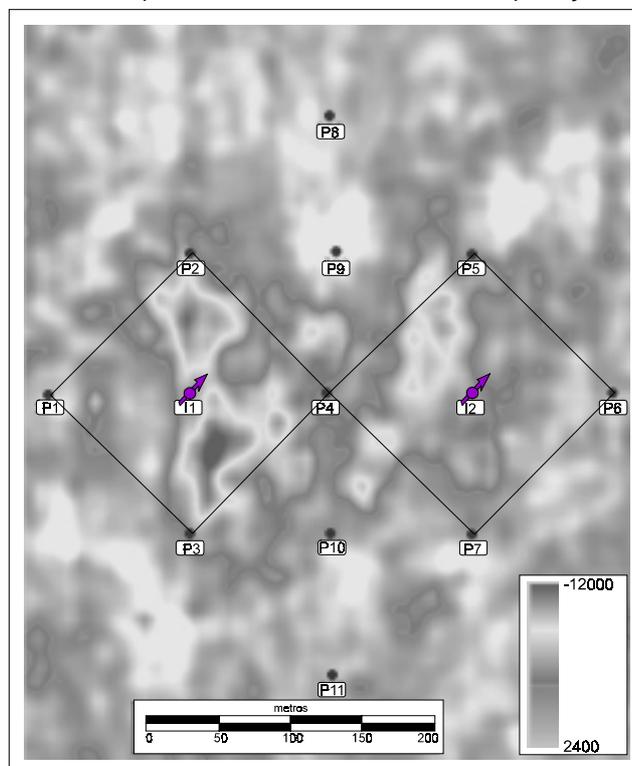


Fig.9-Mapa de variação de impedância acústica da base do reservatório.

As previsões feitas com base no modelamento de Biot-Gassman estimavam que a área afetada pelo vapor seria visível até no máximo 50m além dos injetores, isto com base no limite de 5% de variação de impedância acústica (fig-7). Entretanto, a realidade dos dados sísmicos mostram uma área com valores anômalos de atributos sísmicos bastante superior àquela inicialmente prevista (fig-8 e 9). Alguns fatores podem ter contribuído para este fato, dentre os quais, destacam-se: **a)** o 2º levantamento foi adquirido dois meses após a estimativa feita com base nos dados simulados; **b)** baixa precisão nas estimativas dos parâmetros de reservatório, como também na distribuição espacial dos mesmos, aliado ao tamanho inadequado das celas utilizadas no simulador de fluxo **c)** como consequência do item anterior, a produção dos poços mostrou que alguns deles reagiram muito antes do que previam os resultados do simulador de fluxo; **d)** a sensibilidade do sismógrafo pode ter sido superior ao esperado, ampliando-se o limite imposto de 5% na impedância acústica.

## CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os resultados previstos utilizando as modelagens de Biot-Gassman são semelhantes aos observados com as medidas obtidas em laboratório. Verificando-se portanto coerência entre a teoria e os dados reais.

Embora os dois levantamentos tenham sido registrados sob condições operacionais e climáticas praticamente idênticas, a *cross* equalização das amplitudes, da fase e dos tempos sísmicos, foi a etapa mais difícil no processamento, exigindo cuidados especiais.

O sucesso da aplicação desta tecnologia pode ser em grande parte atribuído às próprias características do reservatório e aos cuidados verificados na parametrização, na aquisição e no processamento dos dados sísmicos. Entre outras, poderíamos destacar a pequena profundidade do reservatório, a baixa pressão confinante, alta pressão de poros após a injeção, faixa ampla de temperatura, espessura do reservatório suficiente para ser resolvido pela sísmica, porosidade alta, razão Sinal/Ruído alta, frequência dominante alta e a elevada variação na impedância acústica após a injeção.

De acordo com os diversos mapas obtidos, pode-se concluir que: **a)** o injetor **I-1** teve mais eficiência do que o **I-2**; **b)** o intervalo superior do reservatório foi o mais afetado pela injeção; **c)** existem três barreiras de permeabilidade e duas áreas canalizadas preferencialmente pelo vapor; **d)** os mapas estão coerentes com os históricos de temperatura e produção de todos os poços das duas malhas e demais poços vizinhos; **e)** as diferenças de impedância acústica ofereceram os melhores resultados no monitoramento; **f)** as áreas afetadas pelo vapor foram superiores às estimadas pela modelagem sísmica.

Os resultados desse estudo tem encorajado a Petrobras a ampliar a utilização da sísmica no monitoramento de vapor na Bacia Potiguar. Nesse sentido destaca-se a futura aquisição de um levantamento 4D no Campo de Estreito.

Finalmente, acrescenta-se que ferramentas convencionais (poços de observação, traçadores, dados de produção, etc...) têm limitações. Nenhuma dessas ferramentas pode indicar a trajetória do vapor, fornecendo assim apenas dados pontuais e esparsos, ao contrário das imagens obtidas a partir de um 4D.

## AGRADECIMENTOS

À Petrobras pelo suporte, incentivo e permissão para publicar o presente trabalho. Os autores gostariam também de agradecer ao geofísico Paulo R. L. Barrocas, aos engenheiros Josué Alves de Lacerda, Hamilton P. Gomes e Tarcílio Viana D. Júnior e ao geólogo José Antônio dos Santos pelas sugestões e apoio técnico fornecido nas diversas etapas desse trabalho.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Gomes, F.A.F, Silva, L.G e Dillon, L.D. "Monitoramento de injeção contínua de vapor através de sísmica 4D no Campo de Alto do Rodrigues-Bacia Potiguar", II Seminário de Reserva e Reservatório, Petrobras, RJ, agosto de 1998.
- Biot, M.A. "Generalized theory of acoustic propagation in porous dissipative media" *Jornal Acoustic Soc. Amer.*, v.34, 1254-1264, 1962.
- Geerstma, J. & Smith, D.C. "Some aspects of elastic wave propagation in fluid-saturated porous solids", *Geophysics*, v.26, 169-181, 1969.
- Dillon, L.D, Vasquez, G., Lisa, J.E., Bastos, A., Soares, J.A., Homero, L., Leao, M. "Estudo de viabilidade de monitoramento sísmico no Campo de Alto do Rodrigues-RN". PETROBRAS-CENPES, Lab. De física de rochas, rel. Int, 1-13, jun 1998.