

INGRID CANDIDA DE BRAGA

**SÍSMICA 4D APLICADA AO MONITORAMENTO DE
RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS**

**São Paulo
2004**

SÍSMICA 4D APLICADA AO MONITORAMENTO DE RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS

**Monografia apresentada como Trabalho de
Formatura em Engenharia de Minas na Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo**

Orientadora: Prof^a Ana Carolina Chierigati
Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo

Co-orientador: Anderson Luiz Pimentel
Geofísico Pleno da Petrobras

FICHA CATALOGRÁFICA

**São Paulo
2004**

TF-2004
B73
1422292

SÍSMICA 4D APLICADA AO MONITORAMENTO DE
RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS

Monografia apresentada como Trabalho de
Formatura em Engenharia de Minas na Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo

M2004G

DEDALUS - Acervo - EPMI



31700005445

na Biblioteca
de São Paulo

Co-orientador: Anderson Luiz Pimentel
Geofísico, Físico de Petróleo

FICHA CATALOGRÁFICA

Braga, Ingrid Candida de
Sísmica 4 D aplicada ao monitoramento de reservatórios pe-
trolíferos / I.C. de Braga. -- São Paulo, 2004.
30 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo.

1.Petróleo (Exploração; Gerenciamento; Produção) 2.Geofí-
sica (Aplicações) I.Universidade de São Paulo. Escola Politéc-
nica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.

Aos meus pais pelo grande incentivo, amor e dedicação.

Ao Victor por todo carinho, compreensão e paciência.

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora Prof^a Ana Carolina Chieregati pelo total apoio e disponibilidade.
Ao geofísico Anderson Luiz Pimentel pelas importantes contribuições neste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho traz uma pesquisa a respeito da sísmica 4D, assim como um exemplo bem sucedido da aplicação da mesma no monitoramento de um reservatório petrolífero localizado na Indonésia. Trata-se de uma tecnologia recente, cada vez mais utilizada no gerenciamento de reservatórios de petróleo. São abordados os aspectos conceituais básicos relacionados à aplicação da sísmica na produção do petróleo e à utilização da sísmica 4D como ferramenta auxiliar no gerenciamento de um reservatório. A análise do exemplo exposto no estudo de caso mostra que a sísmica 4D é bastante útil, pois fornece informações importantes sobre as propriedades dinâmicas do reservatório, o que contribui para reduzir incertezas no momento da tomada de decisão.

Palavras-chave:

Sísmica 4D, geofísica, monitoramento de reservatórios, gerenciamento de reservatórios, fluxo de fluidos.

SUMÁRIO

1. Introdução e Objetivos	1
2. Desenvolvimento.....	2
2.1. A importância da sísmica na produção do petróleo	2
2.1.1. Etapas do levantamento sísmico	2
2.1.2. Tipos de ondas sísmicas	5
2.2. A sísmica 4D	5
2.2.1. Aquisição e processamento de dados	5
2.2.2. Interpretação e análise de dados.....	6
2.2.3. Aplicações da sísmica 4D	6
2.3. Estudo de caso: monitoramento do fluxo de vapor no campo Duri	8
2.3.1. Visão geral.....	8
2.3.2. Aquisição e processamento	8
2.3.3. Observações feitas a partir do uso da sísmica 4D	9
2.3.4. Modelo do reservatório	13
2.3.5. Modelo do fluxo de vapor	14
2.3.6. Frente de pressão	15
2.3.7. Discussão.....	17
3. Conclusões	20
4. Referências Bibliográficas	21

1. Introdução e Objetivos

Embora o número de reservas globais de petróleo e gás continue aumentando, o mesmo ocorre com a população e o consumo. Em algum momento, será atingido o limite destas reservas, que se esgotam após período considerável de produção. Considerando-se que não sejam descobertos novos campos gigantes, calcula-se que, dentro de aproximadamente quinze anos, somente seis países – Arábia Saudita, Iraque, Kuwait, Emirados Árabes Unidos, Venezuela e México – serão capazes de exportar petróleo (Petrobras, 2004).

A descoberta de campos gigantes é improvável, visto que as bacias sedimentares mais favoráveis encontram-se em estágio exploratório avançado. Além disso, a recuperação dos reservatórios existentes geralmente é baixa.

Tendo em vista que nos próximos anos surgirá uma descontinuidade entre produção e consumo, o impacto mais significativo na indústria do petróleo virá através de métodos que contribuam para o aumento de recuperação. Este aumento na recuperação pode ser conseguido mais facilmente se o fluxo de fluidos no reservatório for monitorado ao longo da produção.

A sísmica 4D, como veremos a seguir, é uma ferramenta essencial para que esse acompanhamento possa ser realizado. Trata-se de uma tecnologia que avançou rapidamente ao longo da década passada e que causa impacto cada vez mais significativo na modelagem e no gerenciamento dinâmico dos reservatórios de petróleo.

A escolha do tema deu-se em razão do crescente interesse que o mesmo tem despertado nos profissionais da indústria petrolífera, que buscam constantemente melhores recuperações a custos economicamente viáveis.

Os objetivos do presente trabalho são:

- uma visão geral sobre a aplicação da sísmica na produção do petróleo;
- a apresentação dos principais aspectos da sísmica 4D como ferramenta para o monitoramento de reservatórios;
- a análise da aplicação desta ferramenta no monitoramento do campo de Duri, na Indonésia.

O trabalho consiste numa revisão bibliográfica a respeito da aplicação da sísmica 4D no monitoramento de reservatórios, tema relativamente novo, mas largamente utilizado na indústria do petróleo. Apesar da literatura escassa, realizou-se uma pesquisa detalhada, baseada principalmente em artigos técnicos, incluindo um estudo de caso e a experiência de profissionais altamente qualificados da indústria brasileira de petróleo.

2. Desenvolvimento

2.1. A importância da sísmica na produção do petróleo

Durante muitos anos, profissionais da indústria petrolífera escolheram os locais para perfurar novos poços com base apenas na estrutura da rocha. Assim, os poços eram perfurados onde houvesse vazamento de óleo ou sobre elevações que sugeriam uma estrutura de domo, favorável à acumulação de hidrocarbonetos. Para alcançar os reservatórios profundos era necessário desenvolver uma técnica que fosse capaz de detectar estruturas encobertas a partir da superfície. Atualmente, a técnica mais usada para isso é a sísmica.

A sísmica é uma ferramenta poderosa na identificação de áreas favoráveis à acumulação de petróleo. Através dos métodos sísmicos é possível obter uma enorme quantidade de informações técnicas, que podem ser úteis tanto na fase exploratória quanto na fase de desenvolvimento da produção. Se no passado os profissionais da indústria petrolífera concentravam sua atenção na imagem estrutural fornecida pela sísmica, hoje em dia eles sabem que não só a estrutura, mas também a estratigrafia das camadas, contribuem para que ocorra a acumulação de hidrocarbonetos. As rochas-reservatório frequentemente apresentam composição variável, e tais variações, muitas vezes, aprisionam os hidrocarbonetos. Os métodos sísmicos são sensíveis à composição das rochas, sendo que variações súbitas na qualidade da reflexão (refletividade) podem estar relacionadas a mudanças na composição das rochas e até mesmo a variações na saturação dos fluidos ou na pressão do reservatório (CGG, 2004).

A utilização da sísmica na exploração de petróleo é justificada pelo custo de obtenção dos dados sísmicos, relativamente muito pequeno se comparado ao custo de perfuração de um poço exploratório (Thomas, 2001).

2.1.1. Etapas do levantamento sísmico

A primeira etapa de um levantamento sísmico é dada pela geração de ondas elásticas a partir de fontes artificiais. Essas ondas se propagam pelo interior da Terra, são refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas de diferentes constituições petrofísicas, retornando, em seguida, à superfície para serem captadas por equipamentos de registro.

As principais fontes de energia sísmica são a dinamite, o vibrador e os canhões de ar comprimido, sendo os dois primeiros utilizados para levantamentos em terra, e o último, em levantamentos marítimos. Para registrar as reflexões destes pulsos, existem basicamente dois tipos de receptores: os eletromagnéticos (geofones) para uso em terra, e os de pressão (hidrofones) para registros na água.

2.1.1.1. Aquisição

Tanto no caso de levantamentos em terra quanto no mar, os canais de recepção são dispostos ao longo de uma linha reta e registram as reflexões de uma perturbação mecânica gerada em um ponto da superfície. Este processo é chamado de **aquisição sísmica** (figuras 1 e 2). A tecnologia atual permite que as reflexões sísmicas sejam registradas em linhas formadas por milhares de receptores, cobrindo grandes áreas. A aquisição de dados sísmicos é feita considerando-se alguns parâmetros, que visam obter imagens de boa qualidade da subsuperfície, respeitando-se os limites de custo.

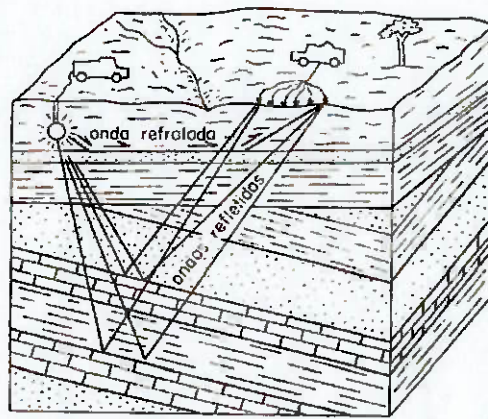


Figura 1 – Figura esquemática de uma aquisição sísmica terrestre (Amaral, 1965).

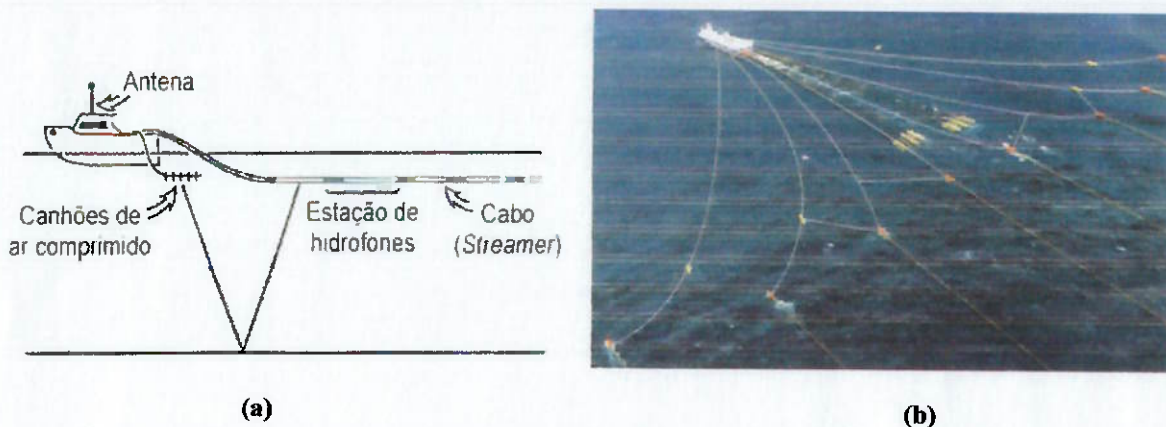


Figura 2 – Aquisição sísmica marítima: (a) ilustração esquemática e (b) navio sísmico em operação (Thomas, 2001).

2.1.1.2. Processamento

O **processamento** de dados sísmicos visa produzir imagens da subsuperfície com a máxima fidelidade possível, minimizando as distorções óticas presentes no método. O resultado final do processamento corresponde a uma seção composta por traços sísmicos colocados lado a lado, que representam o plano geológico vertical ao longo do qual foi executado o levantamento. A figura 3 ilustra um exemplo de seção obtida ao final do processamento de dados sísmicos, onde se nota nitidamente a geometria do refletor (traço central escuro). Estas seções permitem também estimar a profundidade do refletor, a partir de um processamento que converte o tempo de chegada das ondas em profundidade.

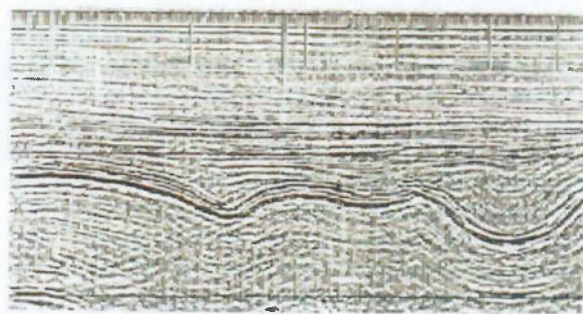


Figura 3 – Exemplo de seção obtida ao final do processamento de dados sísmicos (Thomas, 2001).

A figura anterior mostra a imagem obtida por um levantamento sísmico 2D, realizado ao longo de uma única linha e representado por uma única seção vertical. Se realizarmos o mesmo levantamento ao longo de várias linhas paralelas, afastadas entre si por uma distância igual à distância entre os receptores, obteremos um conjunto de dados em 3 dimensões. É a chamada sísmica 3D.

Após o processamento dos dados obtidos nos levantamentos 3D, cada ponto da superfície conterá um traço sísmico com a resposta sísmica vertical naquele ponto. O conjunto dos traços obtidos constitui o cubo de dados 3D, a partir do qual pode-se gerar qualquer seção vertical desejada. Se gerarmos várias seções paralelas em seqüência, é possível navegar pelo interior do cubo e visualizar as feições geológicas. Além disso, este método auxilia nos estudos de correlação entre poços, através da geração de seções sísmicas verticais que passem pelos mesmos.

Para facilitar a visualização dos dados sísmicos no cubo de dados 3D, são utilizados códigos de cores, como mostra a figura 4.

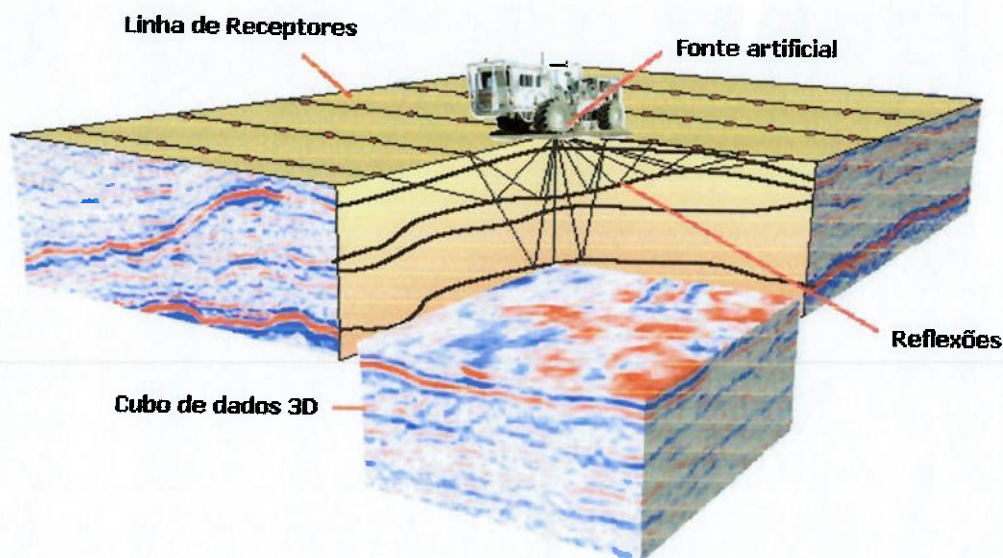


Figura 4 – Esquema mostrando a obtenção do cubo de dados 3D através da sísmica (CGG, 2004).

2.1.1.3. Interpretação

Após o processamento, inicia-se a etapa de **interpretação** dos dados sísmicos, na qual são gerados mapas estruturais e é feito o reconhecimento das feições geológicas. A

interpretação das imagens auxilia na procura de regiões favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos e também na caracterização de reservatórios produtores, permitindo um melhor gerenciamento da produção.

2.1.2. Tipos de ondas sísmicas

Os dois tipos básicos de ondas elásticas existentes são as ondas P, ou compressionais, nas quais o deslocamento do meio se dá na mesma direção de propagação da energia, e as ondas S, ou de cisalhamento, onde o deslocamento do meio é perpendicular à direção de propagação da energia. Nos levantamentos sísmicos comerciais são estudadas as ondas P. A velocidade das ondas de propagação das ondas sísmicas varia de acordo com a densidade e as constantes elásticas do meio. Conseqüentemente, depende da constituição mineralógica da rocha, grau de cimentação, estágios de compactação (pressão, profundidade), porosidade, conteúdo e saturação dos fluidos, além da temperatura e presença de microfraturas.

Quando uma frente de onda incide sobre uma interface separando duas rochas com velocidades e densidades diferentes, parte da energia incidente é refratada para o meio inferior e parte da energia se reflete e retorna à superfície. A quantidade de energia que retorna à superfície depende do contraste de impedâncias acústicas (produto da densidade pela velocidade) dos dois meios e do ângulo de incidência. Conseqüentemente, é possível fazer estimativas de impedâncias acústicas das rochas em subsuperfície. Com o conhecimento da distribuição de velocidades de propagação nas rochas é possível converter tempo em profundidade.

2.2. A sísmica 4D

Se através de um levantamento sísmico 3D é possível detectar traços de acumulações de petróleo ou gás, abre-se a possibilidade de se monitorar movimentos e mudanças nas condições do reservatório através da repetição destes levantamentos. A repetição de um levantamento 3D em intervalos grandes de tempo (6 a 12 meses¹), mantendo-se as mesmas condições de aquisição e processamento, é chamada de sísmica 4D (Thomas, 2001).

2.2.1. Aquisição e processamento de dados

As condições de aquisição e processamento 4D devem ser as mesmas em todos os levantamentos realizados. Desta forma, se não houvesse alterações nas características do reservatório, os levantamentos repetidos apresentariam os mesmos resultados. Entretanto, no intervalo entre um levantamento e outro, os reservatórios em produção mostram alterações em suas características petrofísicas (devido à extração de fluidos, injeção de água ou de outra atividade qualquer), apresentando resultados diferentes. A análise destas diferenças pode fornecer dados importantes para o desenvolvimento da produção.

Uma observação importante a ser feita é que num único conjunto de dados de sísmica 3D estão contidas informações combinadas a respeito da geologia estática e das propriedades dinâmicas do fluxo de fluidos, porém, é difícil segregar as contribuições da rocha das contribuições do fluido nos fenômenos observados.

¹ Esse intervalo varia de reservatório para reservatório. Nos campos gigantes, onde a produção é elevada e, portanto, os levantamentos sísmicos repetidos são economicamente viáveis, esse intervalo em geral é de 6 meses.

Por isto, quando a sísmica 4D é utilizada, assume-se que a geologia local não se altera com o tempo. Isto pode não ser verdade em alguns casos, como foi demonstrado em alguns reservatórios na Califórnia e no Mar do Norte, os quais apresentaram uma subsidência dramática, além de compactação e perda de porosidade. Contudo, considerando-se que a geologia seja constante, as propriedades do fluxo de fluidos – como pressão, saturação e temperatura – são altamente variáveis durante a produção. Com dois ou mais conjuntos de dados obtidos através da sísmica 4D, são construídas imagens distintas, das quais a parte geológica pode ser “subtraída”, uma vez que se assume que a mesma não varia com o tempo. Dessa maneira, são produzidas imagens das alterações no fluxo de fluidos que ocorreram ao longo do tempo.

Diferentemente da sísmica 3D, que é uma ferramenta de exploração e desenvolvimento, a sísmica 4D está se tornando cada vez mais uma ferramenta vital no gerenciamento de reservatórios.

2.2.2. Interpretação e análise de dados

Comparando-se dois levantamentos sísmicos repetidos num campo de produção, dois tipos de comportamento são esperados. O fato de não haver mudanças entre a linha base e os levantamentos subsequentes sugere que o processo de extração dos hidrocarbonetos através dos poços de produção existentes não está sendo eficiente. Neste caso, é necessário perfurar um novo poço. Se, no entanto, alguma alteração é detectada, isto indica que houve um deslocamento dos fluidos devido ao processo de extração.

A partir desta interpretação, os engenheiros de reservatório podem otimizar a locação dos novos poços de desenvolvimento e prever a penetração de água ou gás nos poços de produção, como apresentado anteriormente.

A interpretação tem início com a etapa de calibração, para combinar as mudanças observadas através da sísmica 4D com outros tipos de dados do reservatório – registros de poços, medições em testemunhos, dados de pressão ou temperatura, histórico de produção, entre outros. Uma vez calibrados, os dados da sísmica 4D podem ser interpretados de tal forma que se compreenda o significado das anomalias sísmicas intervalares.

2.2.3. Aplicações da sísmica 4D

Além de ser usada no monitoramento dos reservatórios, a sísmica 4D pode ser usada na caracterização dos mesmos, fornecendo dados sobre as propriedades dos fluidos neles contidos. O monitoramento do fluxo de fluidos num reservatório é muito importante para que a produção seja otimizada e os custos sejam reduzidos, como será discutido a seguir.

Conforme o petróleo é extraído, a pressão nos fluidos do reservatório diminui. Esta diminuição não é desejável, pois uma certa quantidade de pressão é necessária para que os fluidos consigam vencer a resistência oferecida pelos canais porosos e se desloquem para os poços de produção. Para compensar esta diminuição da pressão, são injetados fluidos (água, vapor, gás natural ou CO₂), o que se chama de recuperação secundária do reservatório. Atualmente, mais de 70% da produção de petróleo no Brasil é proveniente de recuperação secundária (Almeida, 2004), o que mostra a grande utilidade do monitoramento sísmico nessa etapa de produção.

O monitoramento do fluxo de fluidos ao longo da produção permite, então, assegurar intervenções nos momentos adequados, de modo a garantir uma melhor recuperação do reservatório.

Embora a eficiência do deslocamento do petróleo pelo fluxo de um fluido como a água, por exemplo, seja boa, dados de pressão indicam que existem barreiras ao fluxo em ambas as direções, vertical e horizontal. O movimento da água é então determinado por estas barreiras. Sendo assim, mesmo as falhas relativamente pequenas podem significar barreiras significativas para o fluxo. É muito difícil prever a direção do movimento da água, e volumes significativos de petróleo podem ser desviados pelo fluxo de água. Nestas condições, a sísmica 4D é extremamente útil, pois permite intervir antes que a água penetre no poço de produção, o que resultaria em diminuição da taxa de produção de petróleo.

É possível, também, monitorar aumentos na temperatura e na proporção de gases decorrentes da formação de frentes de avanço, produzidas pela injeção de vapor. O custo com a injeção de fluidos é alto, portanto, a possibilidade de monitorar o progresso das frentes de fluidos pode gerar a economia de centenas de milhões de dólares, que seriam gastos com a otimização dos programas de injeção.

Outra utilização da sísmica 4D refere-se à descrição e à modelagem geológica de reservatórios. Embora os dados obtidos dos poços sejam muito úteis para descrever as variações das propriedades rochosas de acordo com a profundidade, e possam ser às vezes interpolados lateralmente, informações sobre as propriedades das rochas em regiões mais afastadas dos poços são limitadas.

A sísmica 4D permite a obtenção de dados referentes a regiões não amostradas por poços, auxiliando na identificação de petróleo eventualmente desviado e facilitando, assim, a escolha da locação de novos poços, o que pode aumentar a recuperação do reservatório². Além disso, ela permite fazer o mapeamento da compartimentação do reservatório, o que pode ser muito útil na otimização do projeto das instalações de produção e trajetórias de poços em sistemas de fluxo de reservatórios complexos.

² Dados de reservatórios esgotados sugerem, como se pode esperar, que o fator de recuperação aumenta conforme o espaçamento entre poços diminui. A sísmica 4D é capaz de reduzir o número de poços necessários para atingir determinado fator de recuperação, uma vez que permite a locação mais exata dos mesmos.

2.3. Estudo de caso: monitoramento do fluxo de vapor no campo Duri

O texto a seguir descreve um projeto bem sucedido que envolve a sísmica 4D, o qual foi executado no campo Duri, localizado na Indonésia.

2.3.1. Visão geral

O campo Duri localiza-se na ilha de Sumatra, Indonésia, e é operado pela PT Caltex Pacific Indonesia (uma afiliada da ChevronTexaco). Em razão da alta viscosidade do petróleo ali existente³, a movimentação do fluido no meio poroso torna-se mais difícil. No entanto, ao ser aquecido, o óleo tem sua viscosidade substancialmente reduzida, permitindo um aumento da recuperação.

O processo de injeção de vapor, que diminui a viscosidade do petróleo e o conduz aos poços de produção, é um método comum de recuperação do petróleo. Neste método, o calor é gerado na superfície e em seguida é transportado para o interior da formação, através da água na forma de vapor. Na geração do vapor, é utilizado 1,5 barril de petróleo para cada 10 que são produzidos. O monitoramento do fluxo de fluidos é necessário para melhorar a recuperação do petróleo⁴ e minimizar a utilização de energia.

O campo apresenta porosidade⁵ entre 30 % e 38% e permeabilidade⁶ maior que 1500 md, ambas consideradas excelentes para a produção. No entanto, devido à heterogeneidade do reservatório, volumes consideráveis de petróleo podem ser deixados na região, em intervalos não varridos (não acessados por poços), e a circulação de vapor por caminhos de alta permeabilidade, entre o poço de injeção e o de produção, pode levar a grandes perdas de energia.

As incertezas decorrentes da heterogeneidade podem resultar em altos custos com mudanças na locação de poços, nos intervalos de perfuração e no planejamento das instalações.

O mapeamento da migração da frente de vapor, realizado através da sísmica 4D, permite um melhor gerenciamento destes e de outros problemas. Caso o monitoramento resulte num aumento na produção de apenas 1% do total de petróleo existente no reservatório, será possível obter 53 milhões de barris a mais, o que torna o uso da sísmica 4D financeiramente muito atrativo (Jenkins, 1997).

2.3.2. Aquisição e processamento

Primeiramente, foram utilizados modelos sísmicos e testes de campo para estabelecer os parâmetros de aquisição, os quais resultaram numa ótima relação sinal/ruído⁷, além de boa resolução e sinal de repetibilidade. Os hidrofones foram colocados logo abaixo da área sujeita à ação do intemperismo.

Os dados foram registrados a partir de um arranjo hexagonal, como mostra a figura a seguir:

³ Condição também verificada na maior parte dos campos brasileiros.

⁴ Com sua utilização é esperado que a recuperação aumente de 8% para 60% aproximadamente.

⁵ Porosidade é a porcentagem de interstícios vazios ou preenchidos por fases líquidas e/ou gasosas com relação ao volume da rocha.

⁶ Permeabilidade é a medida da capacidade de um material para transmitir fluidos. A unidade de permeabilidade é o Darcy, ou mais usualmente o mili-darcy ou md ($1 \text{ darcy} = 1 \times 10^{-12} \text{ m}^2$).

⁷ A relação sinal/ruído indica a diferença entre o nível mais alto de sinal que o equipamento pode operar e o nível de ruído existente no registro.

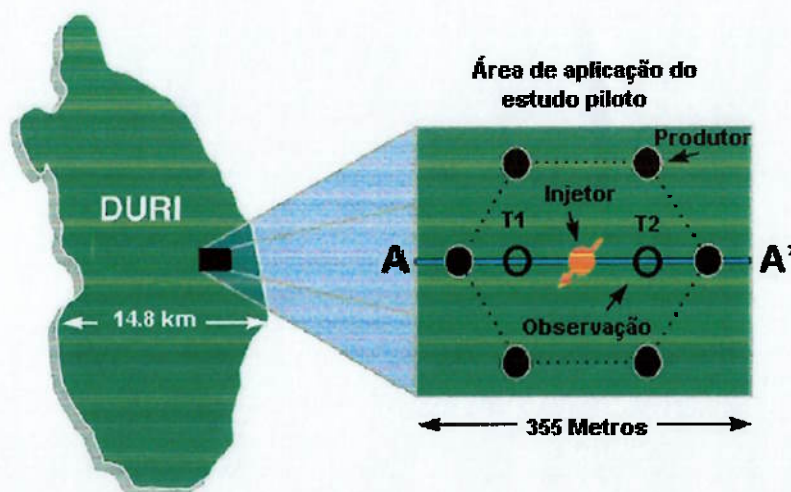


Figura 5– Área de aplicação da sismica 4D em Duri (Jenkins, 1997).

O poço de injeção de vapor “I” está no centro, entre os dois poços de monitoramento da temperatura “T1” e “T2”.

Para testar os parâmetros de repetibilidade do projeto, duas linhas-base foram registradas separadamente ao longo de três dias em julho de 1992. Os tempos dos sinais de reflexão eram repetíveis com um desvio padrão de 0,6 ms e as amplitudes RMS (*Root Mean Square*⁸) eram repetíveis com um desvio padrão de 6%. Isto foi suficiente para medir as mudanças sísmicas esperadas após a injeção de vapor.

Tanto as linhas-base quanto os dados de monitoramento foram processados usando-se um fluxo idêntico, estabelecido através de diversos testes de parâmetros. O objetivo principal era obter a melhor imagem dos efeitos do fluxo de vapor, preservando as mudanças relativas de fase e amplitude entre os levantamentos.

2.3.3. Observações feitas a partir do uso da sismica 4D

A injeção de vapor começou em agosto de 1992, após uma década de produção primária. Ao longo de 31 meses, foram feitos seis levantamentos, separados por diferentes intervalos de tempo.

A figura 6 mostra seções verticais obtidas a partir de uma linha que passa pelos dois poços de observação da temperatura e pelo poço de injeção. O intervalo de injeção de vapor está entre 135 e 220 ms. As mudanças mais significativas podem ser vistas dois meses após o início do processo de injeção. Uma forma sinclinal começa a se desenvolver dentro e abaixo do intervalo de injeção, graças às mudanças nas propriedades do reservatório. Esta estrutura vai crescendo sucessivamente e atinge um máximo após 31 meses. O formato das ondas e as amplitudes também se alteram ao longo do tempo.

⁸ *Root Mean Square* é uma medida de potência de equipamentos de som. Expressa a potência máxima que pode ser obtida com baixo nível de distorção.

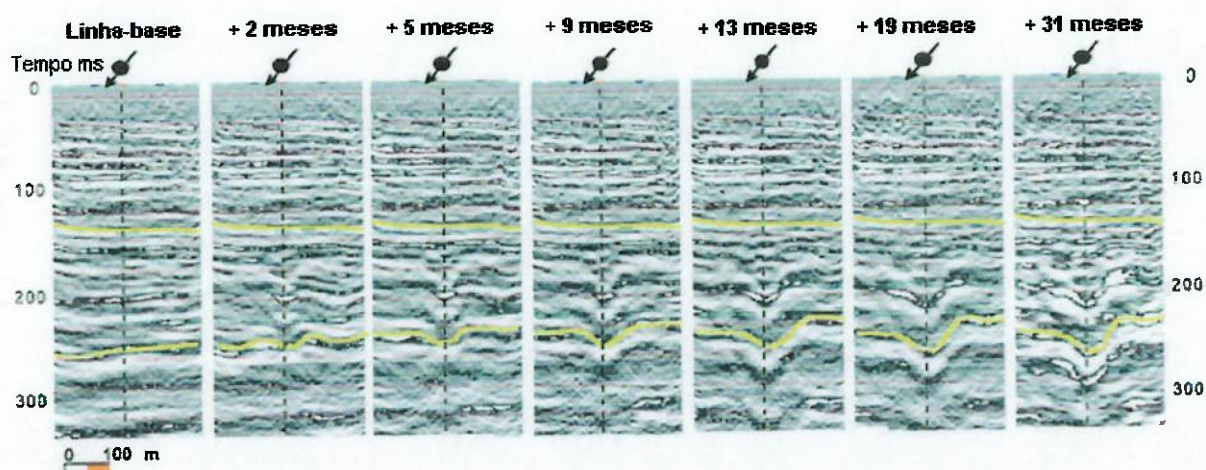


Figura 6 – Seções sísmicas verticais obtidas a partir das linhas-base e dos levantamentos repetidos: as linhas amarelas mostram o topo e a base do intervalo de injeção de vapor. Nota-se que os dados acima deste intervalo não sofrem alterações (Jenkins, 1997).

A figura 7 mostra três seções: a primeira representa a linha-base, a segunda, um levantamento realizado após cinco meses do início da injeção e a última é formada a partir das diferenças entre as duas primeiras. A terceira seção mostra que os dados acima do topo do reservatório (160 ms) são altamente repetíveis. A maior diferença nesta parte superior deve-se ao efeito de um provável vazamento de vapor, apontado por “B”. Observa-se, também, que a maior diferença surge nas proximidades do poço de injeção (centro). As partes mais claras, apontadas por “S”, devem-se à presença de vapor e provocam o decréscimo da velocidade abaixo do reservatório, no local do injetor.

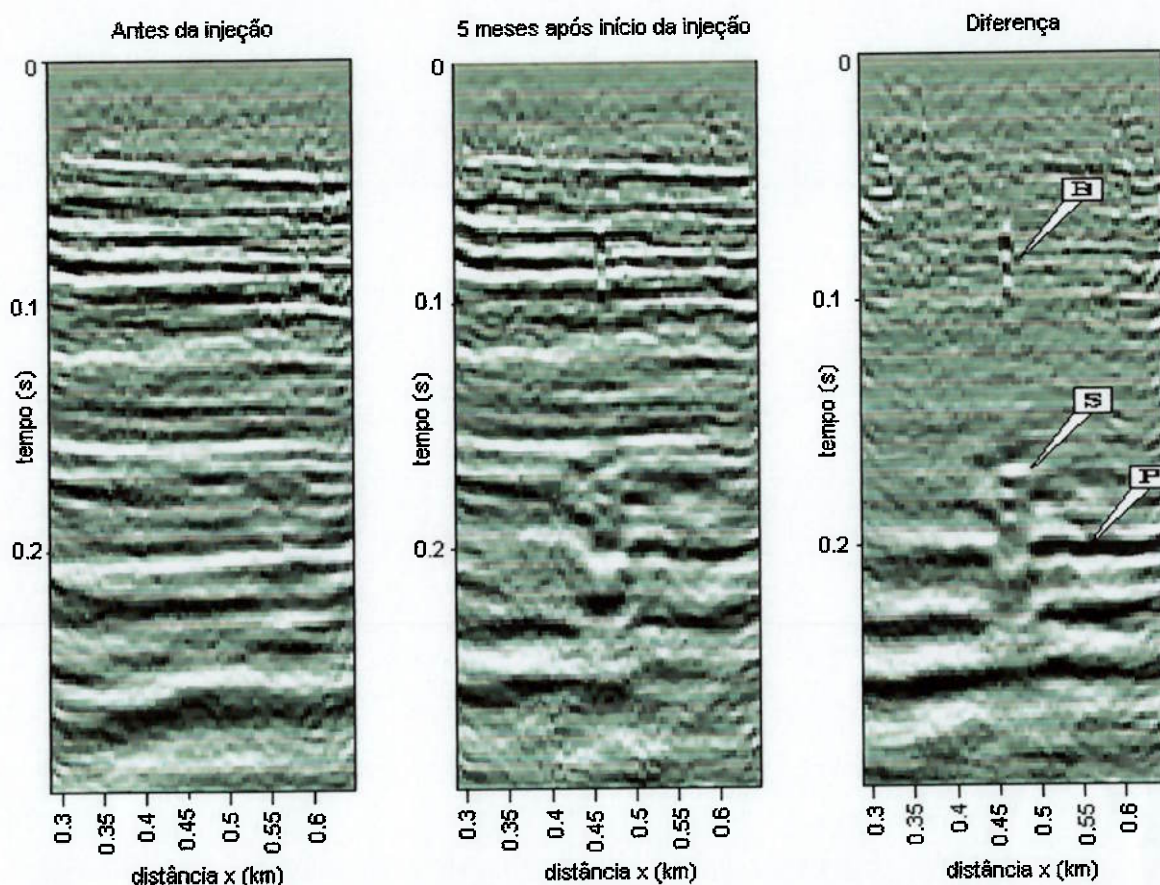


Figura 7 – Três seções: antes da injeção (esquerda), durante a injeção (centro) e a diferença (direita).

Uma alteração anômala na polaridade ocorreu ao longo da linha dos 200 ms, apontada pelo “P” nas seções sísmicas. Esta alteração é assimétrica, uma vez que ocorre apenas a leste do poço de injeção e não a oeste. A seção diferencial mostra, ainda, que dentro do intervalo de injeção, apenas uma largura de cerca de 50 m é afetada pela injeção de vapor. No entanto, abaixo deste intervalo, ocorreram grandes mudanças nos tempos de propagação e nas refletividades para uma distância de, pelo menos, 350 m.

O aumento do tempo de propagação é ilustrado a partir da comparação dos tempos de reflexão na base do intervalo de injeção em datas sucessivas. A figura 8, uma vista transversal dos tempos de propagação, mostra o que parecem ser dois efeitos acontecendo simultaneamente. Dois meses após o início da injeção, ocorre uma diminuição global dos tempos de propagação em relação à linha-base (os levantamentos da linha-base são mostrados em azul). Isto implica em aumento significativo na velocidade do intervalo devido à injeção de vapor. Além disso, uma estrutura de forma sinclinal surge na região próxima ao poço de injeção. Esta forma, que chamaremos de “*push-down*”⁹, acentua-se progressivamente nos levantamentos seguintes, como se pode observar.

⁹ “*Push-down*”: decréscimo na velocidade.

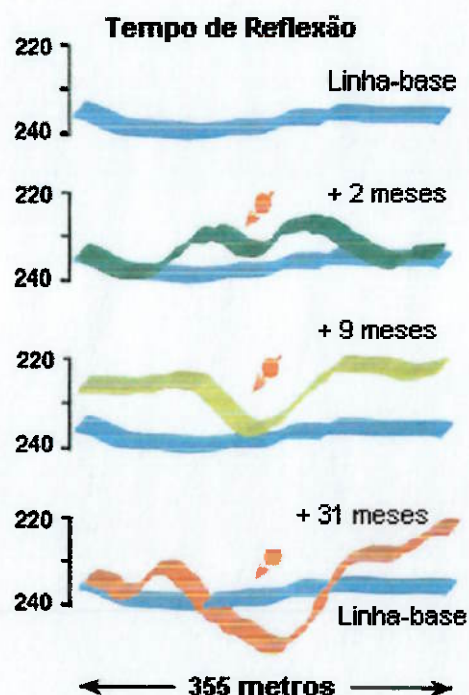


Figura 8 – Tempos de reflexão da base do intervalo de injeção para a linha-base e levantamentos posteriores, mostrando como os “push-downs” e os “pull-ups”¹⁰ se desenvolvem (Jenkins, 1997).

Após 31 meses de injeção de vapor, as reflexões ao redor do poço de injeção estão 12 ms atrasadas em relação ao estado apresentado na linha-base. Este aumento do tempo de propagação indica uma aparente redução da velocidade das ondas e condiz com os estudos sísmicos já realizados a respeito de processos térmicos de recuperação.

A figura 9 mostra a distribuição espacial dos “pull-ups” e “push-downs”. A diferença no tempo de propagação, do topo à base da zona de vapor, entre a linha-base e os levantamentos restantes são mostradas através de cores. As áreas em verde representam tempos de propagação e velocidades iguais às da linha-base. As áreas em azul representam “pull-ups” nos levantamentos em relação à linha-base. As regiões em amarelo/vermelho representam “push-downs”.

¹⁰ “Pull-up”: aumento da velocidade

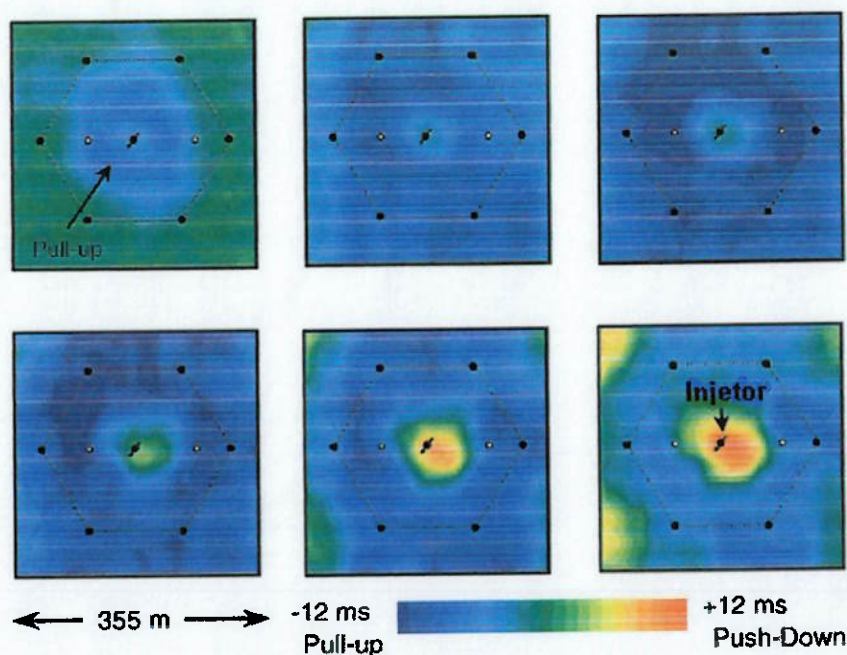


Figura 9 –Diferenças entre os tempos de propagação entre a linha-base e os levantamentos seguintes (Jenkins, 1997).

Após dois meses, observa-se um "*pull-up*" ao redor do poço de injeção. Após cinco meses, o "*pull-up*" se expande por todo o hexágono e um "*push-down*" se desenvolve nas vizinhanças do poço de injeção.

A profundidade e o raio desse "*push-down*" aumenta ao longo do tempo (raio = 50 m após 31 meses). Nos últimos levantamentos, os "*push-downs*" desenvolvem-se nas extremidades da região estudada, próximos a poços de injeção localizados fora do arranjo hexagonal.

2.3.4. Modelo do reservatório

2.3.4.1. Medições de testemunhos

Antes do início da injeção de vapor, foram coletados seis testemunhos como amostra do local destinado ao poço injetor. As amostras apresentaram características que sugeriam alta porosidade e permeabilidade. Também se mostraram muito sensíveis às condições de temperatura e saturação, como mostram as figuras 10 e 11.

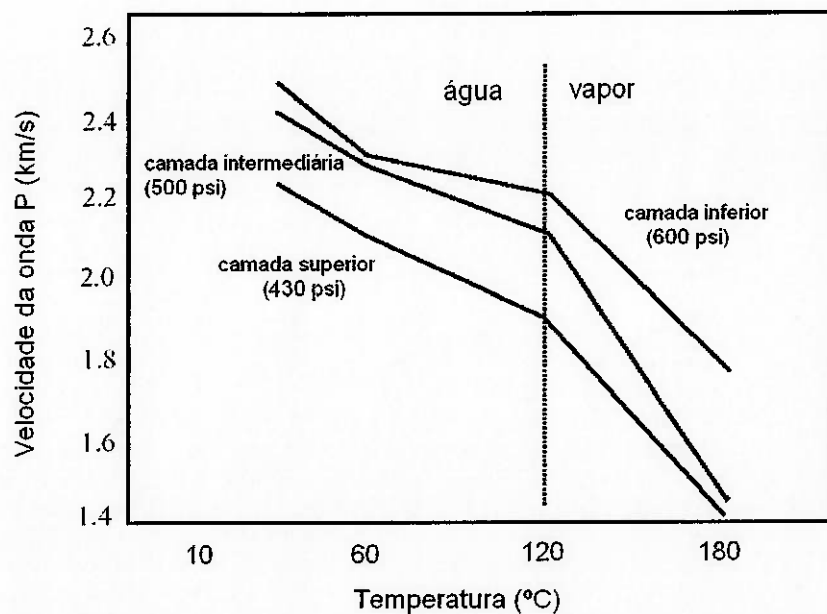


Figura 10 – Velocidade da onda P em função da temperatura e da tensão gravitacional para três amostras saturadas das três camadas que compõem o reservatório (Lumley, 1995).

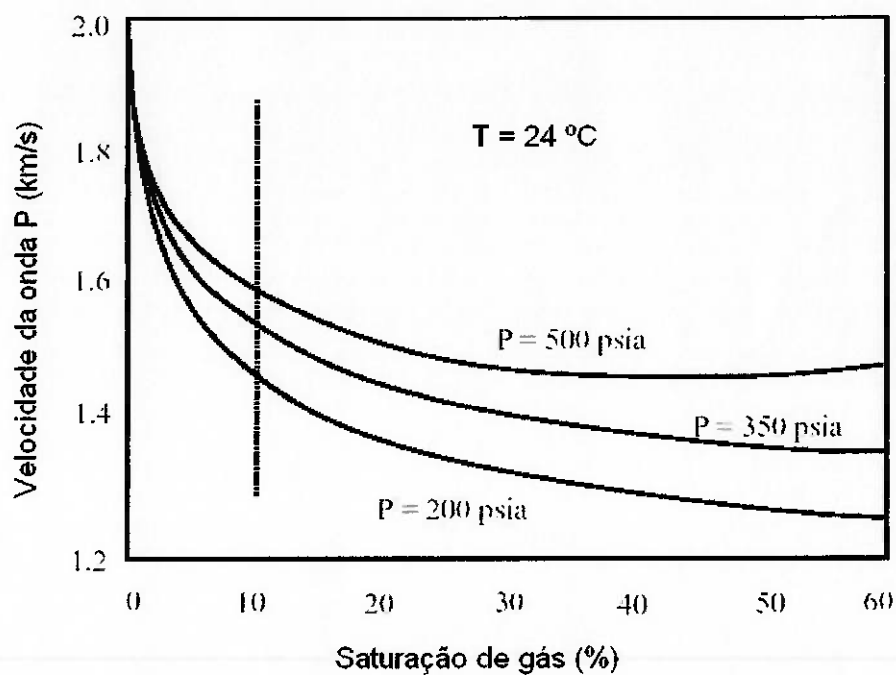


Figura 11 - Velocidade da onda P (compressional) em função da saturação do gás para uma amostra saturada a pressões diferenciais de 200, 350 e 500 psia¹¹ (Lumley, 1995).

2.3.5. Modelo do fluxo de vapor

O objetivo de se construir um modelo das propriedades do fluxo de vapor é poder prever algumas respostas sísmicas ou as condições físicas da rocha durante a injeção.

¹¹ Psia, “pounds per square inch absolute” é uma unidade usada para expressar uma medida de pressão acrescida do valor da pressão atmosférica, dado em psi.

Considera-se que existem quatro zonas distintas associadas ao fluxo de vapor: (1) zona de petróleo de alta pressão e baixa temperatura, (2) zona de petróleo de alta pressão e temperatura, (3) zona de água de alta pressão e temperatura e (4) zona de vapor de alta pressão e temperatura. Este modelo simplificado está esquematizado na figura 12.

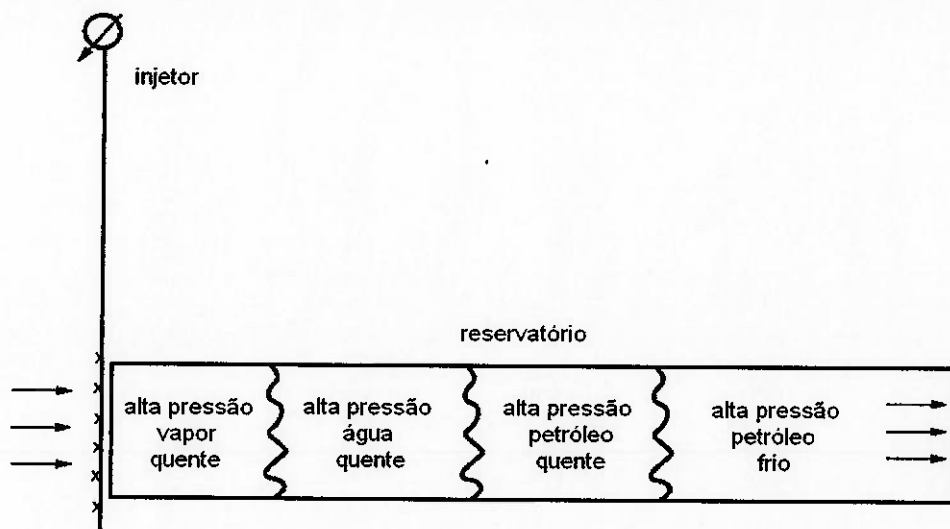


Figura 12 –Modelo ideal do fluxo de fluidos na injeção de vapor (Lumley, 1995).

2.3.6. Frente de pressão

A primeira alteração causada pela injeção de vapor num ponto distante do reservatório deveria ser um aumento na pressão, mas não na temperatura. Empiricamente, a frente de pressão se propaga com velocidade de uma ordem de grandeza maior que as frentes de vapor, que dependem dos processos relativamente lentos de condução e advecção para transportar calor. Dado que a pressão no injetor é de 350-400 psi e que a pressão inicial é de 100 psi, a pressão associada à frente de pressão deve ser de aproximadamente 150 psi. Estima-se que o ponto de bolha¹² em Duri seja de aproximadamente 110 psi e, portanto, é provável que a saturação inicial de gás (10%) se dissolva no líquido e no petróleo, atrás da frente de pressão. A temperatura na frente de pressão é constante, 38 °C (temperatura ambiente do reservatório). Combinando-se tais efeitos com dados de medições em testemunhos, espera-se um aumento de 20% na velocidade da onda P na zona de propagação da frente de pressão, comparada às condições iniciais, como mostra a figura 13. Estas mudanças na velocidade sugerem que a frente de pressão é visível nos levantamentos sísmicos, conforme se alteram os tempos de propagação e as refletividades¹³.

¹² Ponto de bolha: ponto no qual a substância ainda se encontra no estado líquido, porém se mais calor é cedido, pode ocorrer vaporização da mesma, permanecendo a temperatura e pressão constantes até que a última molécula se vaporize.

¹³ Refletividade: razão entre as impedâncias acústicas dos meios 1 e 2.

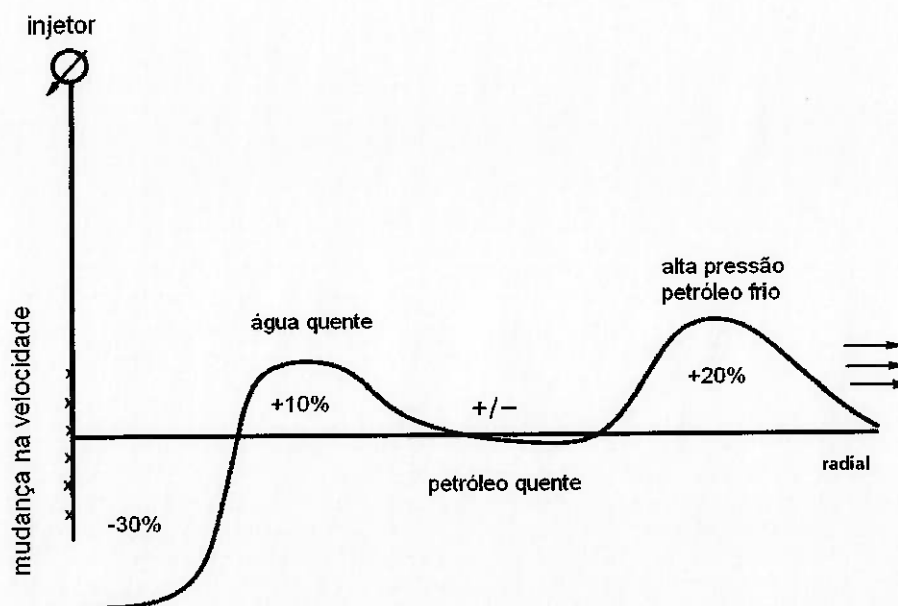


Figura 13 – Mudanças previstas na velocidade da onda P devido à injeção de vapor, comparada às condições iniciais do reservatório, em função da distância radial (Lumley, 1995).

2.3.6.1. Zona de petróleo quente

Uma zona de petróleo quente deveria seguir a frente de pressão, onde o calor do poço de injeção esquentou o petróleo inicialmente frio. Wang e Nur (*apud* Lumley, 1995) demonstraram que amostras saturadas de óleos pesados apresentavam forte variação da velocidade em função da temperatura, já que os óleos pesados se tornam mais compressíveis quando aquecidos. Isto foi confirmado nas medições feitas em Duri, como mostra a figura 10. Espera-se um aumento de 120 °C na temperatura desta zona, acompanhado por um aumento de pressão de 200 psi. Como esta pressão está acima do ponto de bolha, deveria ocorrer uma redução na saturação de gás de 10% (inicial) para 0%. Combinando estes efeitos com dados de medições em testemunhos, espera-se uma mudança líquida na velocidade de cerca de 5%, comparando-se com as condições iniciais e dependendo da saturação inicial do petróleo e do tipo de rocha, como mostra a figura 13.

2.3.6.2. Zona de água quente

Um anel de água quente formado por vapor condensado deveria seguir a zona de petróleo quente. A zona de água quente é caracterizada por um aumento de 120 °C na temperatura e 250 psi na pressão, comparando-se às condições iniciais. Amostras de rochas saturadas de água apresentam pequenos decréscimos na velocidade da onda P durante o aquecimento. Assumindo que o gás seja substituído pela água quente nos poros, a saturação de gás cai de 10% (inicial) para 0%. Combinando-se estes efeitos com dados de medições em testemunhos, espera-se um aumento líquido de 10% na velocidade, como mostra a figura 13. Este aumento na velocidade deve-se, principalmente, à redução inicial na saturação de gás, como reação aos efeitos térmicos. Este resultado leva a concluir que um anel de água quente é visível através da sísmica por pequenos aumentos nos tempos de propagação da onda e pequenas mudanças na refletividade.

2.3.6.3. Zona de vapor

Próximo ao injetor, existe uma zona de vapor saturado. A pressão na zona de vapor é aproximadamente 250-400 psi. A temperatura varia de 150-180 °C. O vapor irá retirar praticamente todo fluido dos poros, de maneira que a saturação esperada do gás (vapor) nesta zona é de 90%. Combinando-se estes efeitos com dados de medições em testemunhos, espera-se uma redução líquida de 30% na velocidade, como mostra a figura 13. Isto quer dizer que a zona de vapor seria visível através da sísmica por mudanças muito claras na refletividade e grandes aumentos nos tempos de propagação, causados pela redução na velocidade. A zona de vapor possui características que permitem distingui-la das outras zonas.

2.3.7. Discussão

A figura 14 mostra que, após cinco meses de injeção, um disco de vapor, centralizado no poço de injeção, pode ser visualizado nos dados sísmicos que se estendem por um diâmetro de 50 m, cercado por algo que parece ser um anel de 20 m de água quente formada a partir de vapor condensado.

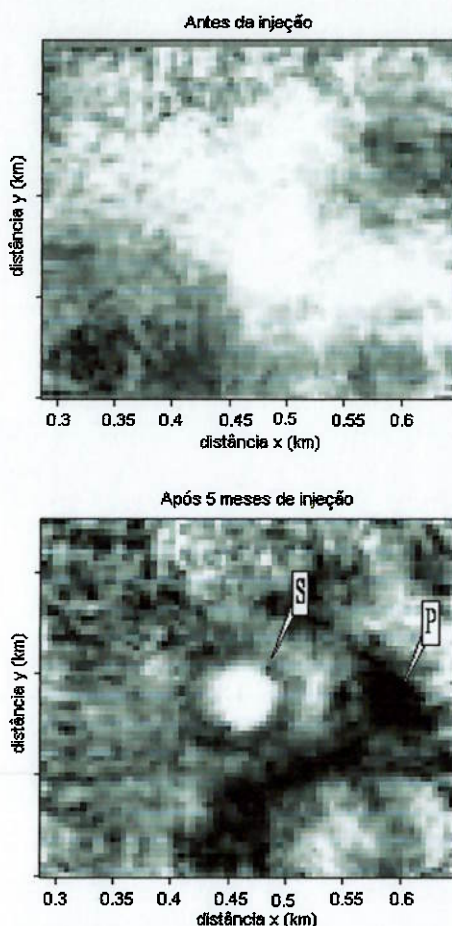


Figura 14 – Base do reservatório: antes da injeção (acima) e após cinco meses de injeção (abaixo) (Lumley, 1995).

A figura 15 exemplifica a mesma situação anterior, obtida durante um levantamento sísmico 4D efetuado em seis etapas (Yilmaz, 2001). Nesta figura pode-se visualizar mais claramente os registros sísmicos do fluxo de fluido, em forma anelar.

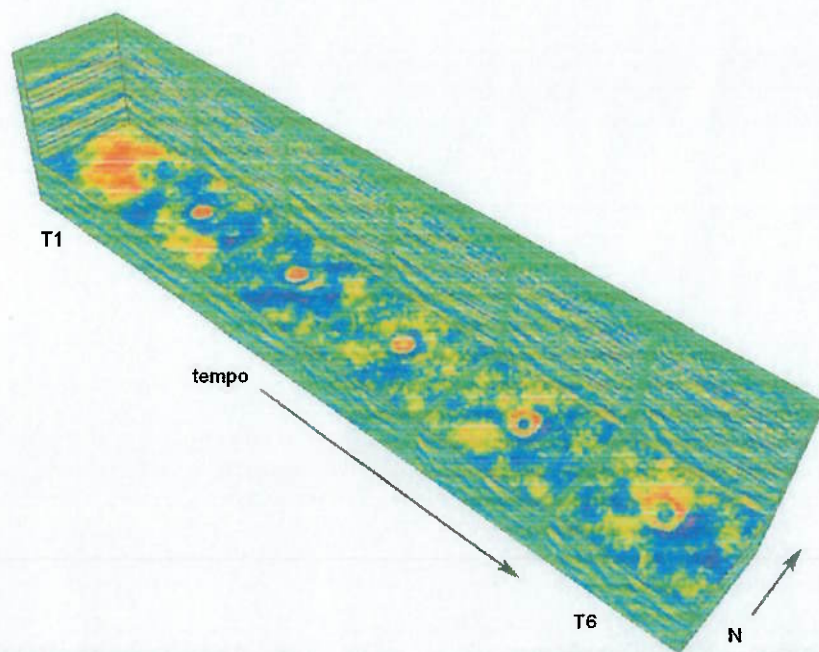


Figura 15 – Exemplo de levantamento sísmico 4D, realizado em 6 etapas (Yilmaz, 2001).

No exemplo do campo Duri, o anel de petróleo quente não pode ser visto sísmicamente. Observa-se uma frente de petróleo frio de alta pressão que se propaga rapidamente em direção ao noroeste, causando fortes aumentos na velocidade devido à elevação da saturação de gás acima do ponto de bolha. A existência da frente de pressão é evidenciada por mudanças na refletividade ao longo da base do refletor do reservatório e pelos aumentos na velocidade sísmica dentro do reservatório em direção à extremidade noroeste dos levantamentos, como visto da figura 7.

A figura 16 mostra que após 19 meses de injeção, a frente de vapor seguiu a frente de pressão inicial em direção a noroeste, como confirmado pela presença de vapor no poço de observação de temperatura “T1”, porém o aquecimento em “T2” foi pequeno. Como as frentes de pressão se propagam mais rápido que as frentes de vapor, o monitoramento das primeiras pode ser uma técnica valiosa para prever os futuros caminhos do fluxo de óleo e vapor, com meses de antecedência.

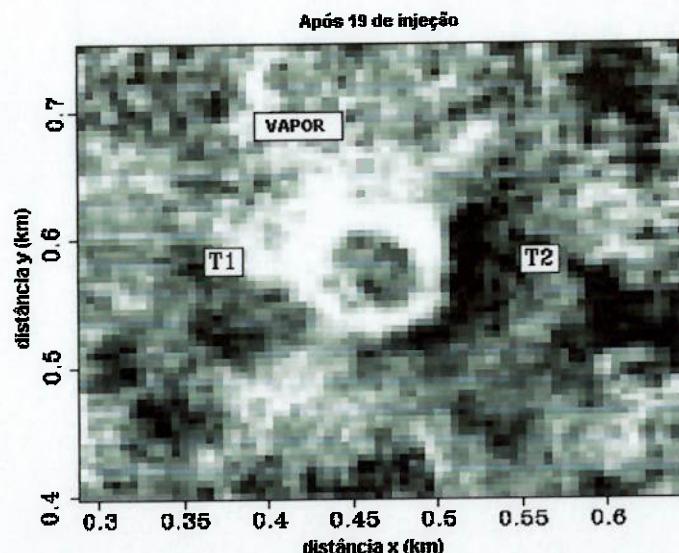


Figura 16 – Base do reservatório após 19 meses de injeção.

2.3.7.1. Viabilidade econômica

A qualidade e o nível de detalhamento da informação, obtidos a partir deste estudo piloto, geraram lucro na aplicação em larga escala do monitoramento sísmico para melhorar o gerenciamento do reservatório.

Após o quinto levantamento, uma equipe de engenheiros, cientistas e outros profissionais avaliaram a viabilidade econômica do monitoramento em larga escala no campo Duri. Métodos para análise de decisão foram utilizados para construir modelos econômicos probabilísticos para o desenvolvimento do campo. O estudo consistiu numa tentativa de quantificar os riscos e custos, assim como os benefícios potenciais associados à sísmica 4D.

Após rever os benefícios práticos, a equipe determinou que a sísmica 4D poderia melhorar de maneira significativa o perfil de gerenciamento do poço de injeção. Os benefícios incluíam a suspensão da injeção em regiões varridas e a colocação de injetores em regiões frias, ou seja, não atingidas pelo fluxo de vapor. Através da sísmica 4D foi possível otimizar a locação de poços de observação e até mesmo reduzir sua necessidade.

A equipe levou em conta o custo dos dados sísmicos. Foram examinados diversos cenários de operação, e observou-se que o maior valor presente líquido é obtido pelo gerenciamento do fluxo de fluidos, através da sísmica 4D. Por esta razão, o grupo sugeriu o monitoramento em larga escala no campo Duri, através da sísmica 4D.

3. Conclusões

O tema abordado despertou o interesse da autora em razão de sua crescente importância nos trabalhos ligados a gerenciamento de reservatórios petrolíferos.

Os levantamentos sísmicos, muito importantes nos trabalhos de identificação de áreas favoráveis à acumulação de petróleo, permitem que se obtenham informações técnicas, essenciais na fase exploratória e na fase de desenvolvimento da produção.

Um levantamento sísmico 3D, que fornece dados nas três dimensões sobre a região estudada, pode ser repetido em intervalos de tempo regulares, durante determinado período, o que caracteriza a sísmica 4D.

Através da sísmica 4D, é possível localizar petróleo que foi desviado e obter dados adicionais que permitirão a locação mais precisa de novos poços. Além disso, o monitoramento das propriedades do reservatório permite que as intervenções sejam feitas nos momentos mais apropriados. Em vista do alto custo da perfuração de poços (um único poço perfurado em mar pode custar US\$ 20.000.000,00), este conjunto de ações faz com que a recuperação final aumente e os custos de produção sejam minimizados.

O estudo de caso apresentado mostrou que a aplicação da sísmica 4D pode melhorar consideravelmente o gerenciamento do reservatório. No campo Duri, localizado na Indonésia, o petróleo apresenta alta viscosidade, tornando necessária a injeção de vapor que, ao aquecer o petróleo, aumenta sua recuperação. Através do monitoramento realizado ao longo de três anos, foi possível acompanhar o movimento dos fluidos no reservatório. Foram identificadas regiões não atingidas pelos efeitos da injeção, onde ainda havia petróleo acumulado, e também as regiões onde a injeção se mostrou eficiente e o petróleo foi deslocado em direção aos poços de produção. Com a otimização da locação dos poços e redução da necessidade dos mesmos, concluiu-se que os custos foram reduzidos. Em razão dos resultados satisfatórios obtidos no estudo piloto, a equipe de trabalho sugeriu o monitoramento em larga escala do campo.

O trabalho apresentado mostrou, portanto, a importância da sísmica 4D no monitoramento de reservatórios petrolíferos. Esta tecnologia tem avançado consideravelmente e permite a obtenção de dados cada vez mais confiáveis, que auxiliam nas tomadas de decisões ao longo do período de produção de reservatórios petrolíferos.

4. Referências Bibliográficas

4D TIME LAPSE RESERVOIR MONITORING AND CHARACTERIZATION WORKSHOP. p. 1-4, Petrobras, Rio de Janeiro, 2004.

ALMEIDA, A.S. **Recuperação Primária, Secundária e Terciária em Poços de Petróleo**. V Semana de Geofísica: Avanços Tecnológicos da Geofísica, CCMN-UFRJ, Rio de Janeiro, 2004.

AMARAL, S.E. **Introdução ao petróleo**. São Paulo: Editora São Paulo S. A., 1965. 155p.

BEHRENS, R.; CONDON, P.; HAWORTH, W.; BERGERON, M.; WANG, Z.; ECKER, C. **4D seismic monitoring of water influx at Bay Marchand: the practical use of 4D in an imperfect world**. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, New Orleans. Society of Exploration Geophysicists, 2001. SPE 71329.

BURNS, C.S.; SOBRINHO, A.A. **Seismic Visualization for Dynamic & Static Reservoir Characterization**. In: 63rd Conference & Technical Exhibition. Amsterdam, 2001.

DAVIES, J. D., GOMMESEN, L. **4D Seismic and A.V.O**. Rio de Janeiro: Odegaard, 2004.

GRIGOR, S. R.; SAYERS, C. M. **Sensitivity of reflection seismic data to oil-column height in high-porosity sandstones**. Society of Exploration Geophysicists, 2000, Vol. 48. p. 189-207.

JACK, I. **Time-Lapse Seismic in Reservoir Management**: Distinguished Instructor Short Course. Society of Exploration Geophysicists, 1998. 214 p.

JENKINS, S.D. **Time-lapse monitoring of the Duri steamflood: a pilot and case study**. Society of Exploration Geophysicists, 1997.

JOHNSTON, D.H.; **4D seismic: can a difference make a difference?**. In: BAGS SEMINAR, Houston. Exxon Production Research Co., 1999.

LANDRO M.; STAMMEIJER, J. **Quantitative estimation of compaction and velocity changes using 4D impedances and traveltime changes**. Society of Exploration Geophysicists, 2004, Vol. 69, No.4. p. 949-957.

LANDRO, M., **Discrimination between pressure and fluid saturation changes from time-lapse seismic data**. Society of Exploration Geophysicists, 2001, Vol. 66, No.3 p. 836-844.

LANDRO, M.; VEIRE, H.H.; DUFFAUT, K.; NAJJAR, N. **Discrimination between pressure and fluid saturation changes from marine multicomponent time-lapse seismic data**. Society of Exploration Geophysicists, 2003, Vol. 68, No. 5; p. 1592-1599.

LUMLEY, D.E. **4-D seismic monitoring of reservoir fluid-flow processes**. In: THE INTERNATIONAL SOCIETY FOR OPTICAL ENGINEERING CONFERENCE, San Diego, CA. 1994.

LUMLEY, D.E. **Time-lapse seismic monitoring**. Society of Exploration Geophysicists, 2001, Vol. 66, No. 1; p. 50-53.

LUMLEY, D.E.; BEE, M.; JENKINS S.; WANG, Z. **4-D seismic monitoring of an active steamflood**. In: ANNUAL INTERNATIONAL SEG CONFERENCE, Houston, 1995.

MACLEOD, M.K.; HANSON, R. A.; BELL C. R. **The Alba field ocean bottom cable seismic survey: impact on development**. Schlumberger Oil Field Services. Gatwick, 1999.

MUKERJI, T.; JORSTAD, A.; AVSETH P.; MAVKO, G.; GRANLI, J. R. **Mapping lithofacies and pore-fluid probabilities in a North Sea reservoir: seismic inversions and statistical rock physics**. Society of Exploration Geophysicists, 2001, Vol. 66, No.4. p. 988-1001.

SHERIFF, R.E.; GELDART, L. P. **Exploration Seismology**. 2a. edição. Cambridge: Press Syndicate of the University of Cambridge, 1995. 423p.

TEIXEIRA, W.; TOLEDO, M. C.; RICH, T.; TAIOLI, F. **Decifrando a Terra**. São Paulo: Oficina de Textos, 2000. p.45-82.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 271p.

VASCO, D.W. **Seismic imaging of reservoir flow properties: time-lapse pressure changes**. Society of Exploration Geophysicists, 2004, Vol. 69, No. 2; p. 511-521. 10.1190/1.1707071.

YILMAZ, O. **Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data**. In: **Investigations in Geophysics**, nº 10, vol. II, 2. ed., Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, 2001.

SITES DA INTERNET (2004):

BACIA DE CAMPOS: <http://www.bacia.campos.rj.gov.br>

CGG: www.cgg.com

PETROBRAS: www.petrobras.com.br

PGS: www.pgs.com

STW: <http://www.stw.nl/>

VERITAS: www.veritasdgc.com

WESTERN-GECO: www.westerngeco.com