2 Método sísmico na exploração de petróleo

O método sísmico, ou sísmica de exploração de hidrocarbonetos visa modelar as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos na região de estudo.

O presente trabalho faz uso de especificidades que pertencem a áreas distintas de conhecimento. Esse caráter interdisciplinar torna necessária uma introdução de alguns dos conceitos básicos da área de exploração sísmica. Por isso nas próximas seções faremos uma breve descrição do processo de obtenção, processamento e interpretação de dados sísmicos em três dimensões.

O subsolo é geralmente composto por diferentes camadas de sedimentos. Diferentes camadas geológicas são caracterizadas por terem propriedades físicas distintas, dentre elas diferentes impedâncias acústicas. Essa característica é a base do processo de aquisição de dados conhecido como sísmica de reflexão.

O texto das próximas seções é fortemente baseado no capítulo correlato da Tese de Doutorado de Pedro Mário Cruz e Silva [Silva 2004], e no trabalho de Thomas [Thomas 2001].

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA

2.1 Método sísmico de reflexão

O método sísmico (ou sísmica aplicada) tem como objetivo principal a formação de modelos de dados que, depois de processados e organizados, retenham informações relevantes a respeito da geologia da região onde foram adquiridos. Dentre os modelos existentes, o método sísmico de reflexão, classificado como um método indireto de exploração da subsuperfície, possui várias vantagens tais como sua capacidade de produzir como resultado final imagens sísmicas que forneçam alta definição das feições geológicas, além de permitir a cobertura de grandes áreas de aquisição quando comparado com um método de aquisição direto, como a perfuração de poços.

Neste texto, não temos a pretensão de apresentar detalhadamente o método sísmico aplicado à exploração de hidrocarbonetos. No entanto, é necessário que seja feita uma introdução do assunto que permita ao leitor compreender o processo de geração dos dados com algum grau de detalhe, uma vez que essa é a massa de dados utilizada no nosso trabalho.

Segundo Robison e Treitel [Robison, Treitel 1980], a exploração de hidrocarbonetos, óleo e gás baseada em sísmica pode ser dividida em três etapas principais: aquisição, processamento e interpretação. A figura 2.1 ilustra essas etapas.

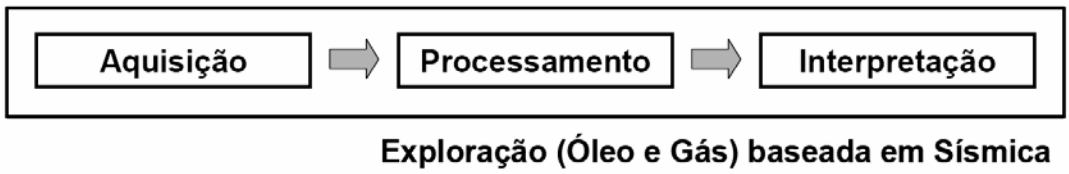

Figura 2.1 - Etapas da exploração baseada na sísmica de reflexão (Adaptada de [Silva 2004]).

Nas subseções seguintes faremos uma breve descrição de cada uma das etapas. Para uma visão mais aprofundada sugerimos consultar os trabalhos de

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA

Gerhardt [Gerhardt 1998], Machado [Machado 2000], Robinson e Treitel [Robison, Treitel 1980], e Thomas [Thomas 2001].

2.1.1 Aquisição

O modelo de aquisição dos dados é construído admitindo-se que a propagação de ondas sísmicas (vibrações) através das rochas pode ser entendida fazendo uso das mesmas leis físicas que regem a óptica geométrica [Thomas 2001].

Para a aquisição dos dados são geradas ondas elásticas artificiais (impulsos) de duração relativamente pequena (em torno de 200 milisegundos) em pontos específicos na superfície da área a ser mapeada. Essas perturbações mecânicas são geradas através da utilização de dinamite quando em terra, ou canhões de ar comprimido no caso de regiões marinhas.

Uma vez gerada, a onda sísmica se propaga através da terra, e ao atingir a interface entre duas rochas de características físicas diferentes, parte da energia incidente da onda é refletida e retorna à superfície, onde pode ser captada por sensores. Uma outra parte da onda é refratada para o meio inferior. A porção de energia refletida é proporcional à diferença de impedância acústica entre os dois meios.

Os receptores que captam a porção refletida das ondas ficam situados em pontos específicos na superfície, e podem ser de dois tipos: eletromagnéticos para captação em terra (sendo comumente denominados geofones) ou de pressão (chamados de hidrofones) para aquisição de dados em regiões oceânicas. Uma vez captadas pelos sensores, as informações são gravadas em sismógrafos. O sismógrafo armazena as amplitudes das ondas em intervalos de tempo regulares (tipicamente e a 4 milisegundos) tanto o instante de tempo da chegada da informação quanto a intensidade da onda medida nesse momento. A figura 2.2 ilustra os processos de aquisição terrestre e marinha.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA

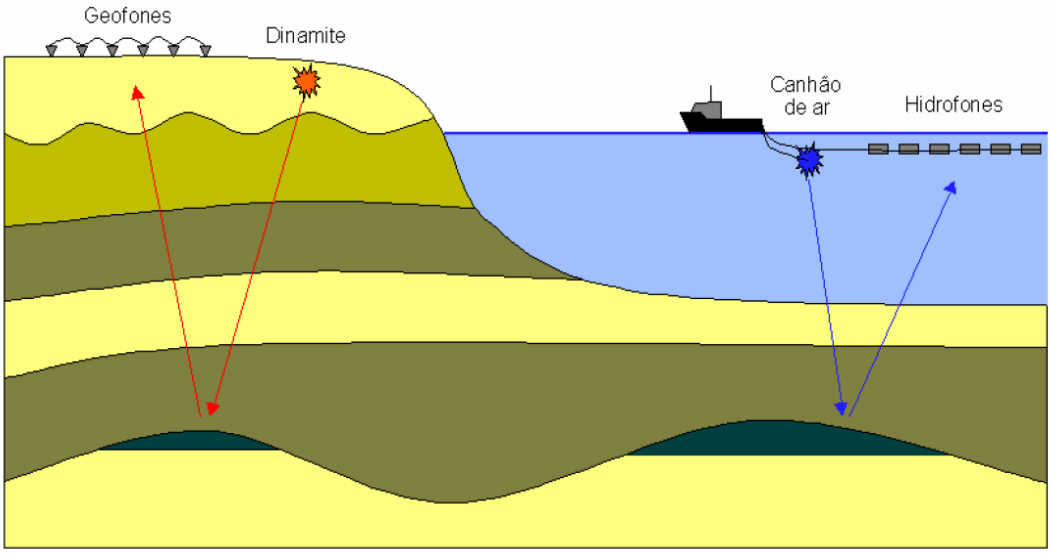

Figura 2.2 – Modelo representando a aquisição sísmica. Adaptada de [Gerhardt 1998].

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA

A profundidade máxima a ser mapeada durante o processo de aquisição é determinada pelo tempo de registro das reflexões pelos sensores e pela velocidade de propagação dos sinais sísmicos através das camadas de rocha. Para levantamentos terrestres, esse tempo de amostragem é tipicamente de 4 segundos a partir do instante de detonação (considera-se o instante da detonação como sendo o instante de tempo t=0s) [Thomas 2001].

A velocidade de propagação das ondas nas rochas é variável segundo uma grande diversidade de fatores, tais como a densidade e as constantes elásticas do meio, que por sua vez são dadas em função de características intrínsecas da rocha, tais como porosidade, temperatura, pressão, entre outros. No entanto, um valor médio de velocidade de propagação tipicamente considerado é de 3000 metros por segundo. Dessa forma, pode-se considerar que as profundidades mapeadas são próximas de 6000 metros (dois segundos para o sinal se propagar na ida, mais 2 para refletir até ser registrado pelos sensores).

Ao realizar aquisições em áreas oceânicas o tempo de aquisição é ligeiramente maior, uma vez que a velocidade típica de propagação das ondas através da lâmina d'água é de aproximadamente 1500 metros por segundo, podendo chegar a 12 segundos.

A imagem sísmica obtida por esse processo de captação dos sinais refletidos

será tão melhor quanto menor for o espaçamento lateral entre os sensores localizados na superfície. Valores típicos para o número de sensores estão entre 128 e 1024, situados eqüidistantes a distâncias que variam de 6,25 a 25 metros [Thomas 2001]. A freqüência de amostragem do sinal por cada um dos sensores é o que determina o espaçamento vertical de medição dos sinais, sendo igualmente importante. Equipamentos modernos tipicamente realizam amostragem temporal das ondas refletidas a valores eqüidistantes de 2 ou 4 milisegundos.

2.1.2 Processamento

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA

Para sísmica de petróleo, a fase posterior de processamento de dados visa produzir imagens do interior que possuam a maior fidelidade possível, procurando para isso atenuar as distorções geradas pelo processo de aquisição. Nessa etapa, alguns erros inerentes ao levantamento sísmico são corrigidos. Além disso, os dados são reorganizados para formarem uma grade tridimensional com uma amostra de amplitude sísmica em cada vértice da grade (voxel). Duas das dimensões do conjunto de dados são direções espaciais e estão relacionadas com as posições das fontes e dos receptores. Uma das transformações realizadas nos dados durante o processamento faz com que as posições da fonte e do receptor sejam a mesma. Também graças a esta transformação podemos considerar que a terceira dimensão do conjunto de dados é a temporal e que a propagação da onda é feita apenas na direção vertical. Como podemos considerar que a fonte e o receptor estão na mesma posição na superfície, o tempo de cada amostra corresponde ao tempo que a onda leva para viajar até uma interface mais o tempo da volta à superfície.

As chamadas correções primárias atenuam distorções causadas naturalmente pelos receptores e pelos equipamentos de gravação. Dessa forma os pulsos devem ser comprimidos, melhorando a resolução dos dados obtidos. Além disso as reverberações, causadas por reflexões múltiplas, devem ser atenuadas ou eliminadas. Para isso os dados passam por um processo de deconvolução, onde

esses problemas podem ter seu impacto minimizado. Como resultado da fase de deconvolução, tem-se dados sísmicos de melhor resolução. Correções estáticas visam principalmente corrigir variações topográficas e anomalias superficiais em relação à superfície de referência (t=0s). Essas correções são feitas para que todo o conjunto de tiros / receptores possa ser considerado como parte de uma mesma superfície horizontal de referência. É essa superfície horizontal que vai corresponder ao tempo t=0s de aquisição.

Para cada ponto de captação dos sensores na superfície, a imagem sísmica obtida por esse processo será composta por um respectivo conjunto de valores verticais de amplitudes. Essa coluna de amostras com as mesmas coordenadas espaciais, variando apenas o tempo, é chamada de traço sísmico. Os máximos e mínimos da função de amplitude sísmica do traço são chamados de eventos sísmicos.

A organização das amostras em um dado sísmico é mostrada na figura 2.3. Do lado esquerdo temos a função de amplitudes sísmicas do traço sísmico, na qual a única dimensão é a temporal (1D). Nesse caso, o traço de amplitudes é representado através de um sinal ondulante. No centro temos uma seção vertical do conjunto de dados formada por um conjunto de traços sísmicos, que é chamada de linha sísmica (2D), com uma dimensão espacial e a outra temporal. No caso dos dados sísmicos 3D (volume sísmico), formados por várias linhas sísmicas, temos duas direções espaciais, que são chamadas de *inline* (direção das linhas sísmicas) e *crossline* (direção perpendicular às linhas sísmicas), além de uma direção temporal. Vale notar que, ao mostrarmos dados em 2D e 3D a forma de representação do sinal de cada um dos traços sísmicos deixa de ser feita a partir de um sinal ondulante, passando a ser feita através de uma escada de cores onde cada cor representa a amplitude da onda em cada ponto.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA

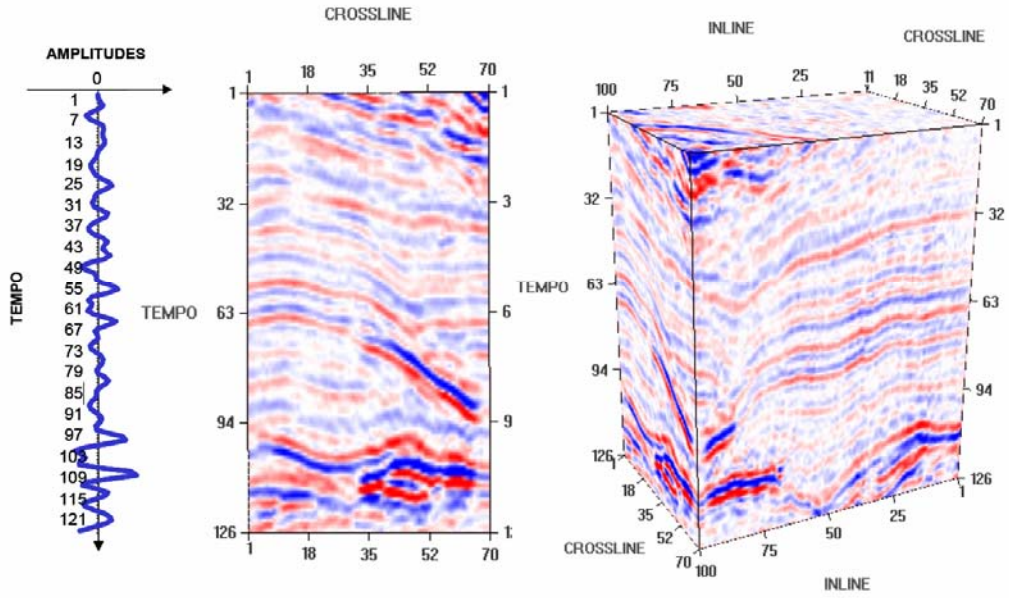

Figura 2.3: Traço sísmico (esquerda), linha sísmica (centro) e volume sísmico (direita).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA

Um modelo matemático interessante que descreve bem o efeito do processamento sísmico realizado sobre o dado é o modelo de convolução, ilustrado na figura 2.4.

Neste modelo consideramos a função de amplitude sísmica de cada traço do conjunto de dados como sendo o resultado da convolução de um impulso sísmico com uma função refletividade – a rigor, a função refletividade é uma distribuição de coeficientes de reflexão. Os coeficientes de reflexão são proporcionais à diferença de impedância acústica entre camadas geológicas adjacentes.

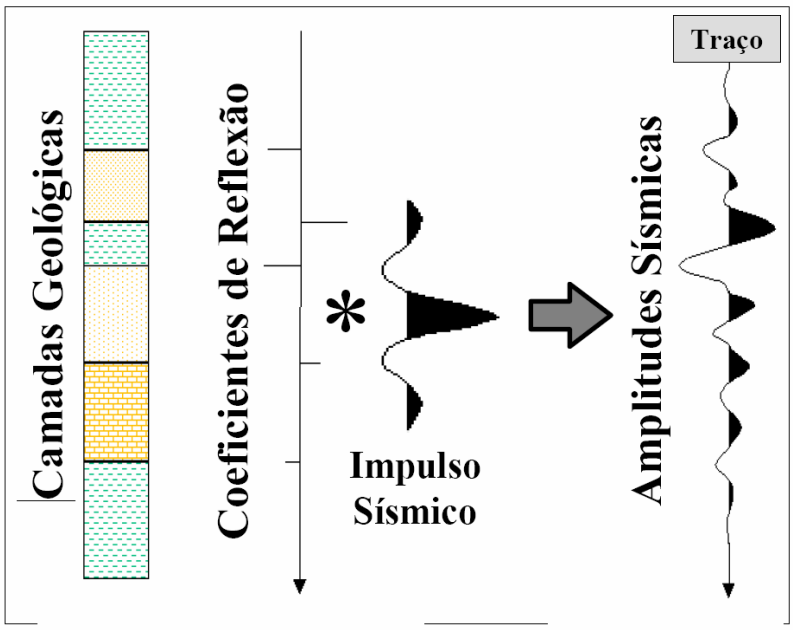

Figura 2.4 – Modelo de convolução. Adaptado de [Gerhardt 1998].

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA

2.1.3 Interpretação

Na etapa de interpretação, o intérprete, em geral um geólogo ou geofísico, analisa os dados sísmicos e tenta criar um modelo que represente a geologia contida na área do levantamento. A figura 2.5 mostra um modelo geológico que poderia ser resultante da interpretação de uma linha sísmica. A interpretação sísmica pode ser classificada, de acordo com o foco, em dois tipos: estrutural e estratigráfica. A interpretação estrutural basicamente tenta identificar as camadas geológicas ou, de forma equivalente, as interfaces entre as camadas, bem como as falhas geológicas que recortam as camadas. Na interpretação estratigráfica o foco do trabalho está em entender a maneira como as camadas foram se formando ao longo do tempo.

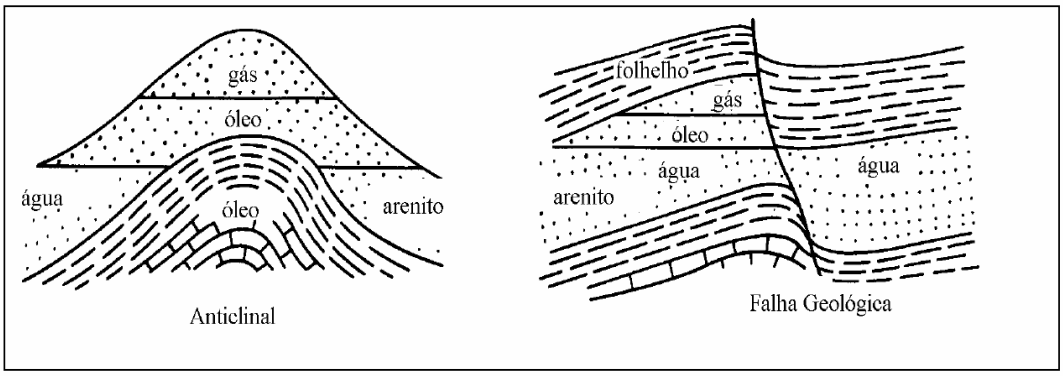

Figura 2.5 – Modelo geológico. Adaptada de [Robison, Treitel 1980].

Um horizonte sísmico pode ser definido como uma série de reflexões contínuas de intensidades similares encontradas através de vizinhanças laterais ao longo do dado sísmico. Essas reflexões indicam a existência de uma interface entre duas camadas de sedimentos. Sheriff [Sheriff 1991] define um horizonte sísmico como sendo a superfície que separa duas camadas diferentes de rocha, onde tal superfície (mesmo sem ter sido explicitamente identificada) está associada com uma reflexão que se estende por uma grande área. Um horizonte sísmico, portanto, se manifesta em um dado sísmico como uma série de eventos (picos ou vales de amplitudes sísmicas) que aparecem de forma consistente traço a traço. O mapeamento dos horizontes do conjunto de dados é uma das tarefas mais importantes da interpretação sísmica. Os horizontes sísmicos também são chamados de refletores.

Na etapa de interpretação, uma das tarefas mais dispendiosas em termos de tempo de trabalho do intérprete é a de mapear manualmente determinados horizontes de interesse para a interpretação. Sob esse ponto de vista, no presente trabalho o objetivo final é desenvolver algoritmos que sejam capazes de, a partir de uma semente pertencente a um horizonte particular do volume, mapear automaticamente esse horizonte ao longo de todo o dado sísmico em questão, permitindo que o processo de interpretação seja acelerado.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0611891/CA