



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
FACULTAD DE INGENIERIA

01179

5  
Jey

INVERSION DE DATOS SISMICOS  
USANDO TECNICAS DE  
RECONSTRUCCION TOMOGRAFICA

T E S I S  
PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN INGENIERIA  
P R E S E N T A  
ARTURO MALAGON MONTALVO

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

México, D.F.

1994



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# CONTENIDO

	Págs.
<b>RESUMEN</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>2</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>1. TOMOGRAFIA SISMICA</b>	<b>4</b>
<b>1. Antecedentes</b>	<b>4</b>
<b>2. Principios Básicos</b>	<b>6</b>
<b>3. Proceso de Adquisición de Datos</b>	<b>10</b>
<b>1. Superficie a Pozo (P.S.V.)</b>	<b>14</b>
<b>2. Pozo a Pozo (Cross - Hole)</b>	<b>14</b>
<b>4. Trazado de Rayos</b>	<b>17</b>
<b>1. Cubrimiento del trazado de rayos</b>	<b>19</b>
<b>5. Tomografía de Tiempos de Tránsito</b>	<b>21</b>
<b>6. Tomografía de Atenuación</b>	<b>23</b>
<b>CAPITULO II</b>	
<b>1. INVERSION TOMOGRAFICA</b>	<b>28</b>
<b>1. Modelado Sísmico</b>	<b>28</b>
<b>1. Modelado Inverso</b>	<b>31</b>
<b>2. Consideraciones en el Modelado Inverso</b>	<b>33</b>
<b>3. Inversión de Datos Sísmicos</b>	<b>33</b>
<b>4. Algoritmos de Inversión</b>	<b>35</b>
<b>2. Tomografía Sísmica Como Problema Inverso</b>	<b>37</b>
<b>3. Inversión de Tiempos de Tránsito</b>	<b>39</b>
<b>4. Inversión de Amplitudes</b>	<b>40</b>

<b>5. Técnicas de Reconstrucción Tomográfica</b>	<b>41</b>
<b>1. Técnicas de Reconstrucción Numérica</b>	<b>41</b>
<b>1. Técnica de Reconstrucción Algebraica (ART)</b>	<b>41</b>
<b>2. Técnica de Reconstrucción Iterativa Simultánea (SIRT)</b>	<b>45</b>
<b>CAPITULO III</b>	
<b>1. APLICACION A DATOS SINTETICOS</b>	<b>47</b>
<b>(Tomografía de Tiempos de Tránsito).</b>	
<b>1. Adquisición de datos</b>	<b>47</b>
<b>2. Características del Modelo Inicial</b>	<b>47</b>
<b>3. Reconstrucción Tomográfica con ART</b>	<b>47</b>
<b>4. Interpretación</b>	<b>50</b>
<b>2. APLICACION A DATOS SISMICOS DE POZOS</b>	<b>54</b>
<b>(Tomografía de Atenuación)</b>	
<b>1. Localización del área</b>	<b>54</b>
<b>2. Datos Geológicos</b>	<b>54</b>
<b>3. Adquisición de Datos</b>	<b>57</b>
<b>4. Secuencia de Proceso</b>	<b>59</b>
<b>5. Reconstrucción Tomográfica con SIRT</b>	<b>63</b>
<b>6. Interpretación Geológica</b>	<b>68</b>
<b>3. PERSPECTIVAS</b>	<b>69</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>73</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>76</b>
<b>APENDICE</b>	<b>80</b>

## R E S U M E N

*La Tomografía es una técnica usada comúnmente en la medicina para crear imágenes del interior del cuerpo humano. Este concepto se ha aplicado e implementado en la sismología, como una herramienta útil para la exploración. La Tomografía Sísmica tiene como objetivo desarrollar la metodología requerida para lograr la reconstrucción de imágenes basadas en inversión de datos y representar características físicas en el subsuelo.*

*En este trabajo se presentan algunas técnicas y métodos tomográficos de inversión para la reconstrucción de imágenes del subsuelo, y lograr la representación de parámetros sísmicos como la distribución de velocidad a partir de observaciones del tiempo de tránsito y la atenuación sísmica por medio de la inversión de la amplitud de una señal propagada a través del medio entre dos pozos, así como el poder resolutivo de los métodos y la importancia de la geometría en la adquisición de datos. Estas técnicas se basan en el trazado de rayos para generar un sistema de ecuaciones, en donde el número de incógnitas a resolver está determinado por la cantidad de píxeles en que se haya discretizado el medio. La discretización depende del cubrimiento, si este número es pequeño la imagen reconstruida será de baja resolución y representará sólo las características más generales, pero si es grande, implicará obtener una imagen más resolutive que permita observar más detalles de la estructura geológica. Si se tiene parte del modelo que no son cubiertos por rayos, tendremos un cierto grado de indeterminación en el sistema. En este caso podremos introducir un factor de amortiguamiento para reducir la influencia de la parte bajo determinada.*

*Se usaron dos técnicas de inversión numérica para la reconstrucción de imágenes como son : la técnica de reconstrucción algebraica (ART) para un modelo sintético usando la metodología para tomografía de tiempos de tránsito y la técnica de reconstrucción iterativa simultánea (SIRT) usando el método de tomografía de atenuación, con datos reales de pozos obtenidos de un experimento realizado en un campo petrolero ubicado en el estado de Texas, E.U.A., obteniéndose tomogramas con resultados muy satisfactorios que permiten conocer de una forma más precisa y detallada la estructura interna del subsuelo y por lo tanto la resolución de estos métodos de inversión, ya que es de suma importancia para analizar el comportamiento de reservorios, sus condiciones, estimación de profundidades, etc.*

## INTRODUCCION

*EL gran ritmo de consumo de los recursos naturales hace temer su agotamiento en un futuro no muy lejano. Los esfuerzos se centran hacia el descubrimiento y explotación de nuevos yacimientos, en donde la geofísica ocupa un lugar destacado y no tan sólo en relación con el petróleo, sino también en la localización de depósitos minerales. La aplicación de este esfuerzo exploratorio es costosa y difícil, ya que las fuentes más ricas han sido ya descubiertas, explotadas y agotadas, o se encuentran ya en proceso de serlo. Los recursos naturales han sido cada vez más buscados actualmente en lugares más difíciles y distantes y muchas veces a mayor profundidad.*

*En consecuencia, se requiere perfeccionar y aplicar técnicas avanzadas que aumenten la eficiencia en la búsqueda de recursos naturales. Por lo expuesto anteriormente, es necesario implementar nuevos métodos desde la adquisición de datos para desarrollar un sistema que pueda ser determinante para la localización de estructuras en regiones importantes en áreas de interés exploratorio. Tales técnicas pueden tener grandes ventajas sobre los métodos actuales, para la localización de recursos naturales (Petroleros y mineros).*

*La Tomografía Sísmica es una técnica poco conocida en la Exploración Geofísica en México y se encuentra aún en desarrollo, ésta puede cumplir con las expectativas planteadas en el párrafo anterior. Su objetivo es construir una imagen de las propiedades de un cuerpo, utilizando observaciones del campo de onda (señales), las cuales han pasado a través de éste. Se basa en utilizar tiempos de viaje o amplitud, correspondientes a las diferentes trayectorias de las ondas elásticas, para encontrar la distribución de parámetros como la velocidad de propagación de la energía sísmica, o las características de la atenuación, que están en función de las propiedades de las rocas, permitiendo así obtener un modelo más real del subsuelo. En sismología de exploración puede ser aplicada a estudios de : superficie a pozo (P.S.V.), pozo a pozo (cross-hole), difracción y refracción.*

*En Tomografía Sísmica es necesario realizar un trabajo en donde se presenten la metodología y técnicas básicas, que puedan ser de mayor utilidad para aplicarse en trabajos futuros en México. La necesidad de estimar mayor información de los datos sísmicos con alto nivel de resolución, se hace cada día más importante en la exploración sísmica, debido a que las demandas de energéticos son mayores y los yacimientos son más difíciles de explorar.*

Actualmente en México ha empezado a establecerse como una técnica más en la exploración. A partir de 1991 se inició en el Instituto Mexicano del Petróleo un proyecto de investigación sobre Tomografía Sísmica dirigido a la aplicación de P.S.V. (Perfil Sísmico Vertical), desarrollándose la paquetería correspondiente a dos técnicas de inversión de datos.

Actualmente existe un mayor interés en el conocimiento de estructuras geológicas complejas, por lo tanto es necesario utilizar estas técnicas y métodos que pueden resolver variaciones laterales de velocidad que permiten observar cambios litológicos en una capa, fallas, formaciones salinas, reservorios de hidrocarburos, etc. Las técnicas convencionales de la exploración sísmica no han sido capaces de resolver los detalles finos de un medio más allá del límite de resolución determinado por el contenido de frecuencia de la señal, debido a que la adquisición de datos se realiza con fuentes y detectores en superficie, por lo tanto la energía sufre una alta atenuación de frecuencia al atravesar las capas someras intemperizadas.

La metodología planteada para la tomografía sísmica se ha establecido en tres etapas a seguir:

- a) *Adquisición y procesado de datos*. Consiste en la metodología de levantamiento de campo: parámetros del modelado, para generar los datos observados y en la identificación de tiempos de tránsito o amplitudes de la señal sísmica.
- b) *Modelado directo*. Consiste en obtener la solución del problema directo a través de la formulación de las ecuaciones de tiempo de tránsito y amplitudes para el trazado de rayos.
- c) *Solución del problema Inverso*. Consiste en determinar la solución de las ecuaciones de los tiempos de tránsito y amplitudes para la estimación de los modelos de velocidades actualizados y atenuación sísmica, respectivamente.

Este proceso tomográfico puede usarse para determinar las propiedades de un medio entre dos pozos, incluyendo la lentitud (recíproco de la velocidad) y el coeficiente de atenuación, con la finalidad de estimar imágenes con alta resolución y representar estructuras reales del subsuelo, planteándose como los objetivos principales de este trabajo.

# CAPITULO I

## I. TOMOGRAFIA SISMICA

### I. Antecedentes.

*La palabra Tomografía literalmente significa "gráfica del corte de un objeto" (Lines, 1991). El término Tomografía fue primeramente usada en el campo de la medicina para crear imágenes del cuerpo humano, denominada Tomografía Médica (Stewart, 1990). Esta técnica ha tenido un gran éxito en dicha área y se ha desarrollado a pasos acelerados hasta lo que hoy se conoce como Tomografía Axial Computarizada (TAC), la cuál ha evolucionado a la medicina permitiendo diagnósticos exitosos. El aparato que se utiliza es el tomógrafo computarizado llamado scanner, por basarse en el principio del scan, o barrido exploratorio de un objeto (Fig. 1.1).*

*Las técnicas de reconstrucción de las estructuras internas de un objeto no es verdaderamente una técnica nueva, el matemático Johan Radon (1917), descubrió la teoría básica para la Tomografía, puesta en práctica hasta principios de los años 60's, al ser aplicada al problema de reconstruir imágenes en medicina. Demostró la posibilidad de la reconstrucción tridimensional de un objeto a partir de un juego infinito de todas sus proyecciones. En aquellos tiempos no pasó de ser una fantasía matemática ya que para la ejecución del cálculo sin la ayuda de las actuales computadoras hubiese supuesto un trabajo de meses lograr la reconstrucción de un objeto relativamente sencillo (Manchón, 1982).*

*El sistema usado para el proceso de datos en Tomografía Médica es un método iterativo, que en la actualidad, prácticamente no se emplea y se utilizan, en cambio, los métodos indirectos como son: la convolución y retroproyección, basados en calcular los coeficientes de la transformada de Fourier, ya que permite una gran velocidad en el cálculo.*



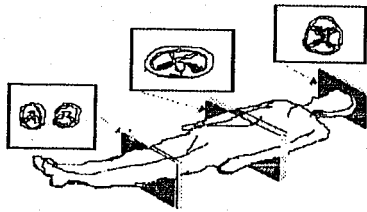


FIG. I.1. Tomografía Axial Computarizada (TAC).  
(Stewart, 1990).

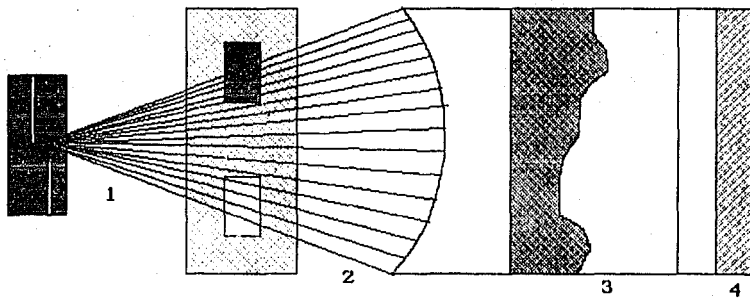
Como elemento, se utiliza un fino haz de rayos X, con una determinada energía constante, a la que se llama radiación primaria. Las estructuras atravesadas por esta radiación absorben una cantidad de radiación que es proporcional a su coeficiente lineal de atenuación. La radiación que traspasa al objeto es siempre de menor energía que la radiación primaria y se llama radiación atenuada (Fig. 1.2). Para la reconstrucción de un objeto este se divide mediante una cuadrícula, o elementos denominados PIXELES (Fig. 1.3), que es la abreviatura de Picture element, es decir, elemento de representación, y su tamaño es proporcional al número de la matriz empleada (Manchon, 1982). Para ello se utiliza un sistema de abscisas y ordenadas. En Tomografía Axial Computarizada (CAT), se inicio usando matrices de 80 X 80 elementos y actualmente se trabaja con matrices desde 160 X 160, hasta más de 500 X 500. Para Tomografía Sísmica se usan matrices aún mayores que están en función del trazado de rayos.

La reconstrucción de imágenes del subsuelo ha sido para la exploración geofísica el problema a resolver. Muchos han sido los métodos desarrollados basados en la medición de diferentes campos como el magnético, gravitacional, de ondas acústicas-elásticas, etc.

Actualmente en el área de la exploración se ha iniciado la reconstrucción de imágenes a partir de señales sísmicas, que pueden ser desplegadas en dimensiones de centímetros a metros, mientras que las imágenes médicas son en milímetros. Además de que los medios geológicos son difractivos, en el caso de rayos x, el medio se comporta no difractivo. Por lo tanto los problemas geofísicos generalmente implican un mayor grado de dificultad y así mismo un mayor esfuerzo en la solución del problema.

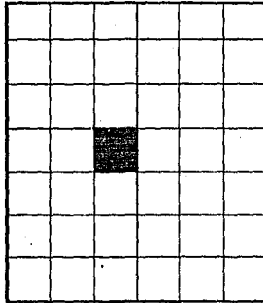
## **2. Principios Básicos.**

El principio en el cual se basa la Tomografía Sísmica de Transmisión es análogo al siguiente ejemplo: Si se tiene una fuente de rayos X, un objeto y un receptor (Fig. 1.4). Entonces se genera una energía con la fuente, que se propaga a través del objeto hasta el receptor, encontraremos que el receptor mide la energía de atenuación del rayo X a lo largo de la trayectoria de propagación (integral de atenuación) denominado proyección .

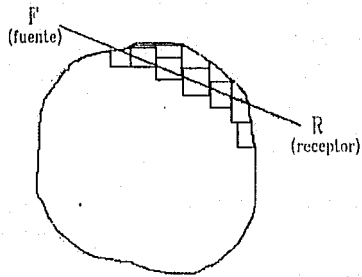


**FIG. I.2. Trazado de rayos para tomografía médica coputarizada (TAC). 1. Transmisión de rayos, 2. Atenuación de rayos, 3. Señal analógica, 4. Señal numérica o digital. (Manchon, 1982).**

Modelo Inicial



**FIG.I.3. Modelo inicial considerando un medio discretizado en pequeñas celdas o pixeles. (Manchón, 1982).**



**FIG. I.4. Geometría de transmisión de un rayo a través de un objeto (Stewart, 1990).**

*La medición de las proyecciones es el problema directo. La reconstrucción Tomográfica o imagen (tomograma), es el problema inverso y consiste en asignar la atenuación total del rayo  $X$  a lo largo de cada punto de la trayectoria. Por ejemplo una zona de atenuación es una sombra (retroproyección) dentro de la trayectoria. Diferentes valores de retroproyección para varios ángulos al sumarse, definen mejor las imágenes o tomogramas.*

*En el caso de la exploración sísmica, los tiempos de tránsito o amplitudes son consideradas como una proyección o suma de algunos valores (lentitud o atenuación) a través de la trayectoria de los rayos originado por una energía. La geometría de la proyección de la tomografía de transmisión o la suma de las trayectorias de viaje.*

### **3. Proceso de Adquisición de datos.**

*El objetivo principal de la exploración sísmica consiste en la representación de la estructura del subsuelo. Normalmente, en los métodos convencionales de exploración sísmica, la adquisición de datos se realiza utilizando fuentes de energía colocadas sobre o justo por debajo de la superficie, y grabando la energía refractada o reflejada por medio de detectores superficiales. Una representación o imagen del subsuelo con alta resolución demanda el uso de señales de alta frecuencia. Desafortunadamente, debido a la atenuación de alta frecuencia que las ondas sísmicas sufren al atravesar las capas someras intemperizadas de la tierra, los métodos de sísmica de superficie no pueden resolver los detalles finos del medio más allá del límite impuesto por el contenido de frecuencias de las señales registradas. Las señales sísmicas con más alto contenido de frecuencia pueden ser grabadas si las fuentes y los detectores son colocados más profundamente que las capas fuertemente disipativas, haciendo posible la delineación de variaciones de pequeña escala en la velocidad o propiedades de atenuación del medio geológico (Bregman et al., 1989).*

*Por lo expuesto anteriormente se ha tenido la necesidad de establecer nuevas técnicas en tomografía sísmica desde la adquisición de datos (tablas 1 y 2). Las técnicas tomográficas que se han implementado han sido aplicadas generalmente en Tomografía de Transmisión (tabla 3), que combinadas con información de superficie se pueden realizar reconstrucciones con buena resolución (Peterson et al., 1979).*

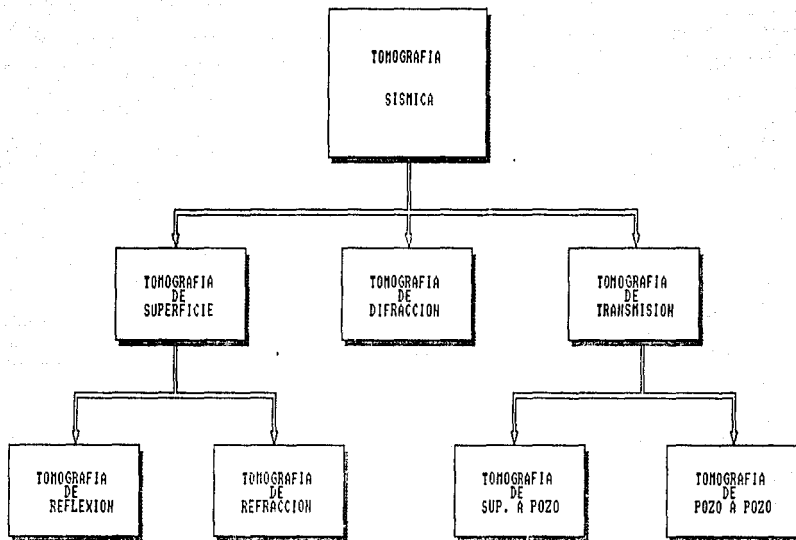


Tabla 1. Principales técnicas de exploración  
(Russel, 1988).

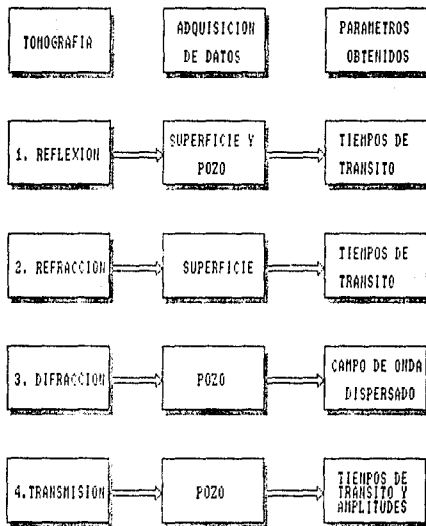


Tabla 2. Adquisición de datos y Parámetros sísmicos obtenidos con Tomografía sísmica.



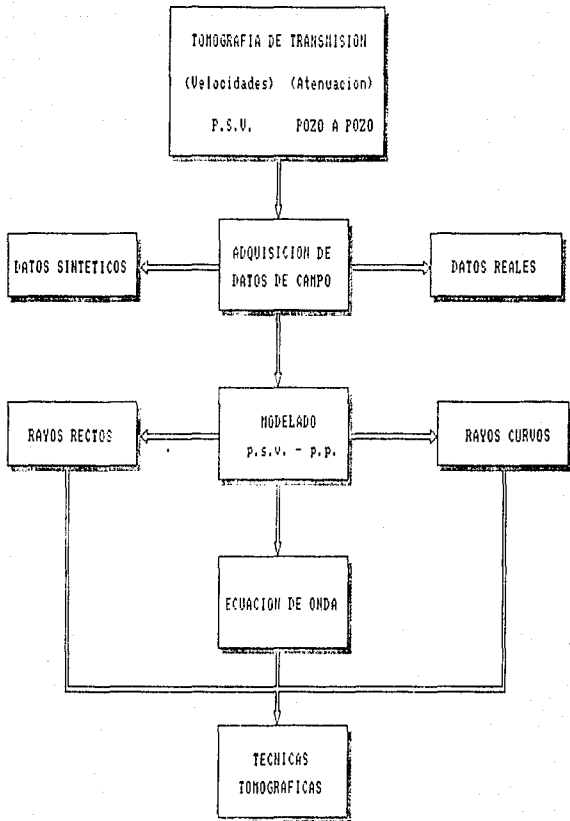


Tabla 3. Métodos comunes de modelado usados en Tomografía de Transmisión para P.S.V. y Pozo a Pozo.

### **3.1. Geometría Superficie a Pozo (P.S.V.).**

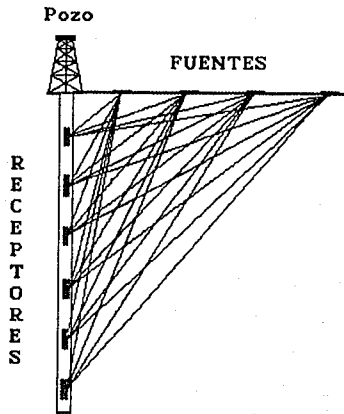
*La geometría considerada para el P.S.V. (Perfil Sísmico Vertical), consiste en colocar la posición de los receptores dentro del pozo y las fuentes en superficie (Fig. 1.5). El espaciamiento y la cantidad de fuentes y receptores son muy importantes para la reconstrucción de las imágenes ya que la cantidad de rayos y por lo tanto las ecuaciones originadas dependen del número de pares fuente-receptor.*

*La forma de operación de este método es la siguiente: para una sola posición de la fuente, un conjunto de tiempos de transmisión son grabados de acuerdo al número de posiciones sucesivas del receptor (o receptores) dentro del pozo. La fuente entonces es levantada a la siguiente posición y el procedimiento es repetido hasta completar un arreglo de tiempos de tránsito o amplitudes ("n" fuentes y "m" receptores) que han sido generados. Los tiempos de tránsito o amplitudes serán entonces usadas para reconstruir una imagen del medio donde la energía se propagó.*

### **3.2 Geometría Pozo a Pozo (cross-hole).**

*La geometría desarrollada para pozo a pozo (cross-hole), consiste en colocar una fuente de energía acústica en el interior de un pozo. Se usa un conjunto de detectores ubicados en otro pozo (Fig. 1.6), para registrar el campo de onda transmitido a través del medio. Este proceso es repetido para varias posiciones de profundidad de fuente y receptores.*

*Aunque se pueden presentar diferentes eventos en los sismogramas, para el caso presentado en este trabajo se tomarán en cuenta únicamente los eventos transmitidos (arribos de ondas P directos) que pueden ser utilizados para representar la distribución de velocidad de las ondas compresionales ( $V_p$ ), de la sección plana entre los pozos en cuestión, lo cual puede ser de gran utilidad para la interpretación de la geológica del subsuelo.*



**FIG. I.5. Adquisición de datos con una geometría superficie a pozo (P.S.V.).**

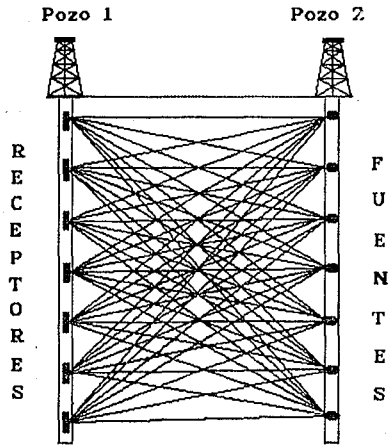


FIG.I.6. Adquisición de datos con una geometría Pozo a Pozo (Cross-Hole).

#### 4. Trazado de Rayos.

El trazado de rayos consiste en encontrar los tiempos de arribo de cada rayo propagado a través de un medio de velocidades, entre las posiciones de fuente y receptor. Se requiere conectar puntos que representan las fuentes emisoras de energía acústica en uno de los lados del modelo geológico, con puntos representativos de los detectores, generalmente localizados en el lado opuesto del modelo o en su superficie.

Contrariamente al caso de la Tomografía Médica, en Tomografía Sísmica los rayos siguen trayectorias curvas definidas por el tiempo más corto de los puntos de tiro a los detectores, el cual puede ser calculado resolviendo numéricamente la ecuación óptica de rayos descrita por la Ley de Snell para transmisión. La calidad de la imagen Tomográfica depende en gran medida de dos factores importantes que son : la precisión de los tiempos de arribo y el cubrimiento de las trayectorias de los rayos en el medio.

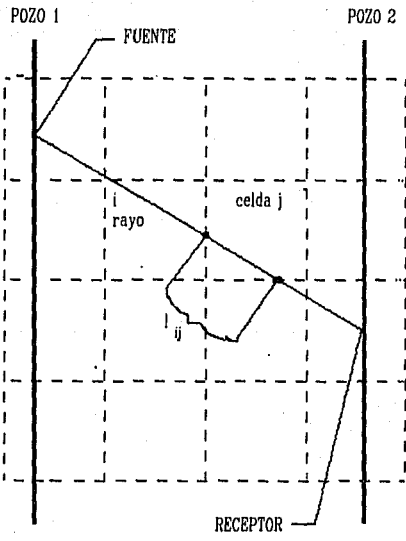
En muchos casos la propagación de la energía a través de un medio, puede ser descrito por una integral o la suma de los parámetros del medio.

En nuestro caso se consideró un objeto o área de estudio el cual fue dividido en elementos rectangulares o píxeles (Fig. 1.7). La fuente genera una energía que se propaga generalmente en forma de rayo a través de los píxeles. El tiempo de tránsito total del rayo, es la suma de las distancias del rayo que cruza cada píxel, multiplicado por el inverso de la velocidad (lentitud) de cada píxel, claramente vemos que las variaciones laterales de velocidad, o anomalías dentro de las formaciones (como saturación de fluidos), pueden ser detectados con Tomografía, debido a que los tiempos de tránsito y las trayectorias de la señal, están en dependencia con las propiedades físicas del medio.

La expresión matemática que representa este fenómeno está dada por:

$$t = \sum_{i=1}^N S_i l_i , \quad (1.1)$$

donde:  $t$  = tiempo de viaje de la fuente al receptor.  
 $S_i$  = lentitud de la celda  $i$ -ésima (recíproco de la velocidad).  
 $l_i$  = longitud de la trayectoria de la celda  $i$ (th).  
 $N$  = Número de celdas atravesadas por el rayo.



$$t_i = \sum S_k t_{kj}$$

FIG. I.7. Discretización geométrica de un medio entre dos pozos (Dines y Lytle, 1979).

*Cada trayectoria de rayo da origen a una ecuación; ahora bien dependiendo del número de receptores y fuentes, tendremos un equivalente de trayectorias de rayos transmitidos, lo que forma un conjunto de ecuaciones que describen el fenómeno.*

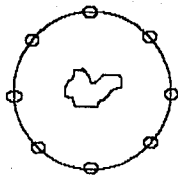
*Resolver el sistema anterior para determinar la distribución de velocidades o atenuación no es sencillo. Además, el número de incógnitas a resolver está determinado por la cantidad de píxeles en que se haya discretizado el medio, pero además la discretización depende del cubrimiento, si este número es pequeño la imagen reconstruida será de baja precisión y representará solo las características más generales, pero si es grande implicará obtener una imagen más resolutive que permita observar más detalles de la estructura geológica. Si se tiene parte del modelo que no son cubiertos por rayos tendremos un cierto grado de indeterminación en el sistema. En este caso podremos introducir un factor de amortiguamiento para reducir la influencia de la parte bajo determinada.*

#### **4.1. Cubrimiento del trazado de rayos.**

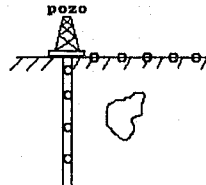
*La tomografía médica a diferencia de la tomografía sísmica tiene un cubrimiento total del objeto en estudio de 360 grados (Fig. 1.8).*

*Para la Tomografía sísmica existe un problema, ya que para algunas partes del medio no habrá suficiente cubrimiento de rayos dificultando por lo tanto, la construcción de un sistema de ecuaciones bien condicionado. Por lo anterior es necesario analizar el aspecto de cubrimiento del área en la cual se pretende realizar la reconstrucción y establecer la relación que dicho cubrimiento guarda con respecto a la resolución de la imagen obtenida.*

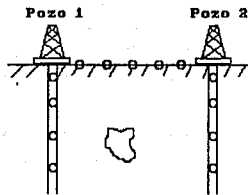
*La ventaja resultante de obtener un mayor cubrimiento del medio en estudio, consiste en obtener una mejor resolución tomográfica. Si un rayo que se propaga responde a las variaciones de velocidad en la dirección de propagación y cuando la apertura del conjunto de datos es limitada, el cubrimiento angular de los rayos para algunas de las celdas en las que se ha discretizado al medio, es restringido. Si la apertura se incrementa, los rayos cruzan las celdas con una mayor diversidad de ángulos y la resolución del medio entre pozos se incrementa gracias a esta orientación multidireccional (Hardage, 1992).*



**Tomografía Médica**  
(cobertura 360°)



**Tomografía U.S.P.**  
(cobertura 180°)



**Tomografía Pozo a Pozo**  
(cobertura 270°)

**FIG. I.8. Cubrimiento del trazado de rayos en Tomografía Médica y Tomografía sísmica (Hardage, 1992).**



## 5. Tomografía de Tiempos de Tránsito.

La tomografía de tiempos de tránsito es un método apropiado para estimar estructuras de velocidad sísmica a partir de los tiempos de arribo (Pratt et al., 1988). Este método se realiza por una técnica iterativa de trazado de rayos requiriendo grandes cálculos. Las ondas sísmicas son emitidas en un pozo y detectadas en otro pozo o en superficie. La Tomografía de tiempos de tránsito usa las relaciones entre tiempos de tránsito y lentitud (Comer and Clayton, 1984). El tiempo de tránsito está dado por la siguiente relación:

$$t = \int s dl \quad , \quad (1.2)$$

donde:  $t$  es el tiempo de tránsito de la fuente al receptor.

$dl$  es la diferencial de la longitud del rayo.

$s$  es la lentitud de la trayectoria del rayo.

Esta ecuación no es lineal con respecto a  $s$ . Un sistema lineal se puede obtener por el uso de perturbaciones en  $t$  y  $s$  (Fawcett and Clayton, 1984). La ecuación 1.2, se puede escribir como:

$$\Delta t = \int \Delta s dl \quad , \quad (1.3)$$

donde:  $\Delta s$  y  $\Delta t$  son las perturbaciones en la lentitud y tiempo de viaje, respectivamente.

$dl$  es la diferencial de la longitud del rayo.

Si el medio se discretiza en celdas, la ecuación 1.3 se puede escribir como:

$$\Delta t_i = \sum_j S_j l_{ij} \quad (1.4)$$

donde:  $j$  es el número de celda.

$i$  es el número de rayo.

$l_{ij}$  es la longitud del rayo  $i$  en la celda  $j$ .

$s_j$  es la lentitud (inverso de la velocidad).

$\Delta t$  es la diferencia entre tiempos de tránsito calculados y observados.

El sistema de ecuaciones para obtener tiempos de tránsito se puede escribir como:

$$\begin{aligned}t^1 &= s_1 l_1^1 + s_2 l_2^1 + \dots + s_m l_m^1 \\t^2 &= s_1 l_1^2 + s_2 l_2^2 + \dots + s_m l_m^2 \\&\vdots \\t^n &= s_1 l_1^n + s_2 l_2^n + \dots + s_m l_m^n\end{aligned}\tag{I.5}$$

Este sistema se puede representar en forma matricial de la siguiente forma:

$$\vec{t} = L \vec{S}\tag{I.6}$$

Se realizó en el Instituto Mexicano del Petróleo un programa en FORTRAN 77, para calcular los tiempos de tránsito (Mendoza y Ramirez, 1992), en el cual se establece el siguiente procedimiento.

1. Definir un sistema de coordenadas para la malla de velocidad.
2. Establecer las ecuaciones para cada rayo que conecta una fuente, con un conjunto de receptores.
3. Cálculo de las coordenadas de intersección de cada uno de los rayos con las líneas verticales y horizontales de la malla.
4. Ordenamiento de las intersecciones de manera ascendente para la coordenada x y cálculo de la distancia entre las intersecciones reordenadas.
5. Cálculo de los índices de las celdas de velocidad a través de las cuales el rayo se está propagando y el cálculo del tiempo de tránsito parcial.
6. Finalmente el tiempo de tránsito total de cada rayo se calcula como la sumatoria de todos sus tiempos de tránsito parcial, a lo largo de cada trayectoria.

Este proceso se repite para cada una de las posiciones de la fuente. Posteriormente se realizará la inversión de los tiempos de tránsito observados, con alguno de los algoritmos de inversión que se explicarán en el capítulo siguiente.

## **6. Tomografía de Atenuación.**

*Los criterios usados en Tomografía de tiempos de tránsito, son también posibles de aplicarse en datos de amplitud y determinar la estructura de atenuación de un medio.*

*Un problema muy frecuente que se presenta en la sismología de exploración, consiste en la pérdida de amplitud que experimenta la señal sísmica al transmitirse en el subsuelo. La energía sísmica en su camino de propagación es atenuada en grado variable por los siguiente factores.*

*a) Divergencia esférica.- La energía sísmica se propaga en frentes de ondas que para un medio perfectamente isotrópico son esferas. A medida que se expande la esfera del frente de onda la concentración de energía por unidad de superficie o de densidad energética superficial, disminuye (Sheriff and Geldart, 1991). Como la amplitud de la energía captada por los geófonos es proporcional a la raíz cuadrada de la densidad energética superficial se puede demostrar que la amplitud de la energía sísmica disminuye con la longitud del camino recorrido o sea con la profundidad del reflector (Fig. 1.9).*

*b) Atenuación Inelástica.- La pérdida de energía esta relacionada con el tipo de material que se atraviesa y se traduce en una absorción selectiva de las altas frecuencias. Las altas frecuencias son más rápidamente absorbidas, que las frecuencias bajas, resultando en el alargamiento temporal de la ondulación sísmica y su consecuente pérdida de amplitud (Fig. 1.10)*

*c) Reflexiones en las interfaces.- En cada interfase atravesada, una porción de la energía incidente es de vuelta a la superficie como reflexiones primarias y ocasionalmente múltiples. De ahí que a medida que se avanza en profundidad disminuye la cantidad de energía transmitida.*

*d) Dispersión de energía en inhomogeneidades.*

*e) Conversión de ondas compresionales (P) en ondas transversales(S).*

*De acuerdo a la teoría de elasticidad, en un medio que obedeciera estrictamente a las ecuaciones elásticas, el sismograma que se obtendría al recibir en la superficie las ondas reflejadas y refractadas, consistiría en una sucesión de pulsos de diferentes amplitudes que dependería de las características de los medios que atraviesa la onda sísmica (Fig.1.10).*

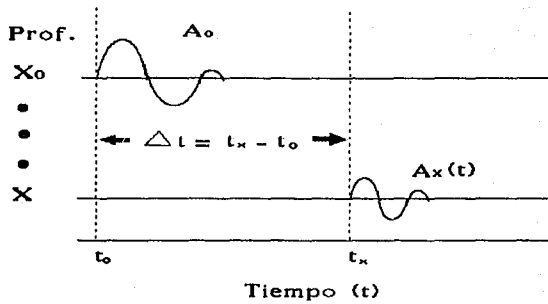


FIG. I.9. Esquema que muestra dos pulsos a diferente profundidad con variación de la amplitud (Hauge, 1981).

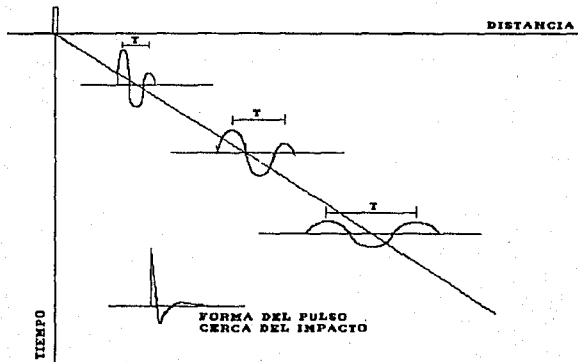


FIG. I.10. Sucesión de pulsos de diferentes amplitudes que dependerán de las características del medio que atraviesa la onda sísmica.

En la práctica se ha encontrado que las ondas elásticas generadas por los impactos se atenúan rápidamente al desplazarse del punto de impacto, con frecuencias aparentes del orden de 500 a 1000 ciclos/seg. cerca del punto de impacto, observándose que la frecuencia aparente de la onda disminuye conforme aumenta el tiempo de desplazamiento.

Diversos estudios teóricos y prácticos han demostrado que la Tierra tiene un espectro de absorción para las ondas elásticas, y que el pulso sísmico generado en el punto de impacto al propagarse por la corteza de la Tierra, por efecto de la absorción, modifica su forma atenuando las componentes de alta frecuencia convirtiéndola en una "ondícula" de forma característica y definida, que depende de la naturaleza del espectro de absorción de la Tierra.

Los estudios que se han realizado sobre la atenuación de las ondas sísmicas en el subsuelo (Peterson et al., 1979; Ho-Liu et al., 1988; Ho-Liu et al., 1989), atribuyen la reducción de la amplitud a las características del medio que estas atraviesan, teniéndose una relación de amplitud de la siguiente forma:

$$A_i = A_0 \exp \left[ - \int \alpha(x, y) dl \right] , \quad (1.7)$$

donde:  $A_i$  es la amplitud observada.  
 $A_0$  es la amplitud inicial.  
 $\alpha(x, y)$  es el coeficiente de atenuación  
 $dl$  es la diferencial de la longitud del rayo.

El coeficiente de atenuación  $\alpha(x, y)$  tiene la forma siguiente.

$$\alpha = \pi f / cQ \quad [ \text{nepers/ longitud de onda} ] \quad (1.8)$$

donde:  $\pi$  es una constante  
 $f$  es la frecuencia dominante de entrada.  
 $c$  es la velocidad de fase para la componente de frecuencia dominante.  
 $Q$  es el factor de atenuación.

Para el coeficiente de atenuación también se pueden usar unidades de decibeles/ longitud de onda. La relación entre  $\alpha$  y  $Q$  es entonces.

$$\alpha(x, y) [db/\lambda] = 8.686 \pi / Q = 27.3 / Q \quad (1.9)$$

donde:  $8.686 = 20 \log_{10} e$  es el factor para convertir decibeles en nepers.

Los valores típicos de  $\alpha$  en la tierra se encuentran entre el rango de 0.1 a 1.0 db/ $\lambda$  (Farr,1977).

Por lo tanto la atenuación se puede medir usualmente por el factor  $Q$  de atenuación, definido como:

$$Q = 2\pi E / \Delta E \quad (I.10)$$

donde:  $E$  es la energía total elástica de un ciclo de onda.

$\Delta E$  es la energía disipada por el ciclo de onda.

La proyección de la ecuación I.7 se define entonces como:

$$P_k = \ln A_k / A_0 = - \int \alpha(x,y) dl \quad (I.11)$$

Después de discretizar el medio en estudio, la integral de línea, se convierte en una suma finita y el problema se describe por un conjunto de ecuaciones lineales, dada por la siguiente relación:

$$P_k = - \sum_{i=1}^j \alpha_i l_{ij} \quad , \quad (I.12)$$

donde:  $l_{ij}$  es la longitud del rayo  $i$ , que penetra al pixel  $j$

$j$  es el número de pixeles interceptados por el rayo  $i$ .

$\alpha$  es el coeficiente de atenuación en el pixeles  $j$ .

En notación matricial, la ecuación anterior se puede escribir como:

$$\begin{aligned} A^1 &= \alpha_1 l_1^1 + \alpha_2 l_2^1 + \dots + \alpha_m l_m^1 \\ A^2 &= \alpha_1 l_1^2 + \alpha_2 l_2^2 + \dots + \alpha_m l_m^2 \\ &\vdots \\ A^n &= \alpha_1 l_1^n + \alpha_2 l_2^n + \dots + \alpha_m l_m^n \end{aligned} \quad (I.13)$$

En general la ecuación que define la atenuación total a lo largo de un rayo estará dado por la siguiente ecuación.

$$A_k = A_0 \exp\left[-\sum \alpha_j l_{ij}\right] \quad (1.14)$$

Se estableció un programa en FORTRAN 77, para calcular las amplitudes, similar al realizado para tiempos de tránsito, el cual se da a continuación el procedimiento seguido.

1. La reconstrucción del medio (entre fuentes y detectores), se divide en una matriz de X y Y celdas o píxeles. A cada celda se le asigna un valor de factor Q (si se tienen datos sintéticos), de atenuación que puede ser constante. La tomografía sísmica puede traspasar la zona de intemperismo, por lo que se recomienda tomar valores de factor Q entre 100 y 300 para el modelo establecido.

2. Establecer las ecuaciones de las amplitudes para cada rayo que conecta una fuente, con un conjunto de receptores.

3. Cálculo de las coordenadas de intersección de cada uno de los rayos con las líneas verticales y horizontales de la malla.

4. Ordenamiento de las intersecciones de manera ascendente para las coordenadas x y el cálculo de la distancia entre las intersecciones reordenadas.

5. Cálculo de los coeficientes de atenuación en la celda por el cuál se propaga el rayo y se calcula la amplitud parcial.

6. Finalmente la amplitud total de cada rayo se calcula como la sumatoria de todos los coeficientes de atenuación obteniéndose la amplitud total, para cada rayo.

Este proceso se repite para cada una de las posiciones de la fuente. Posteriormente se realizará la inversión de las amplitudes observadas. Adaptando los algoritmos de inversión desarrollados durante las fases I, II y III del proyecto de Tomografía Sísmica en el Instituto Mexicano del Petróleo (Ramirez, 1991; Mendoza y Ramirez, 1992; Mendoza et al., 1993).

## **CAPITULO II**

### **1. INVERSION TOMOGRAFICA.**

*El proceso de inversión tomográfica, involucra el tratamiento de la solución de un sistema de ecuaciones algebraicas, el cual es grande y disperso; esto quiere decir que se manejan del orden de cientos o miles de ecuaciones simultáneas. El fenómeno de dispersión se presenta en tomografía sísmica debido a que las celdas o píxeles en que fue discretizado el medio, no son atravesados por todos los rayos, originando por tanto que la matriz de trayectoria del sistema, contenga una gran cantidad de elementos iguales a cero (Mendoza y Ramirez, 1992).*

*La inversión Tomográfica se puede definir como un procedimiento sistemático, basado en algoritmos que determinan parámetros de un modelo establecido, para describir adecuadamente un medio geológico (Lines, 1988). La inversión de datos sísmicos se puede realizar usando cualquiera de las técnicas de reconstrucción, para determinar un modelo que minimice la diferencia entre las propiedades observadas y las correspondientes propiedades calculadas del modelo. Estas técnicas son especialmente importantes para la exploración en el estudio de características geológicas complejas, en donde las aproximaciones en 1-D son claramente inadecuadas.*

*Se han usado reconstrucciones tomográficas para resolver diversos problemas de Geofísica. Muchos estudios han sido basados en inversión de datos sísmicos para determinar parámetros sísmicos como son la velocidad o la atenuación sísmica (Tabla 4).*

#### **1.1. MODELADO SISMICO.**

*El modelado sísmico es una herramienta que proporciona gran ayuda en la etapa de interpretación de los datos sísmicos, especialmente cuando se pretende identificar rasgos geológicos del subsuelo. Se pueden establecer dos formas de modelado sísmico que son : modelado directo y modelado inverso (Tabla 5).*



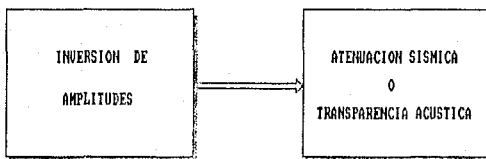
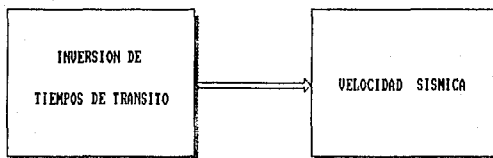


Tabla 4. Inversión de parámetros sísmicos para estimar el campo de velocidad atenuación sísmica.

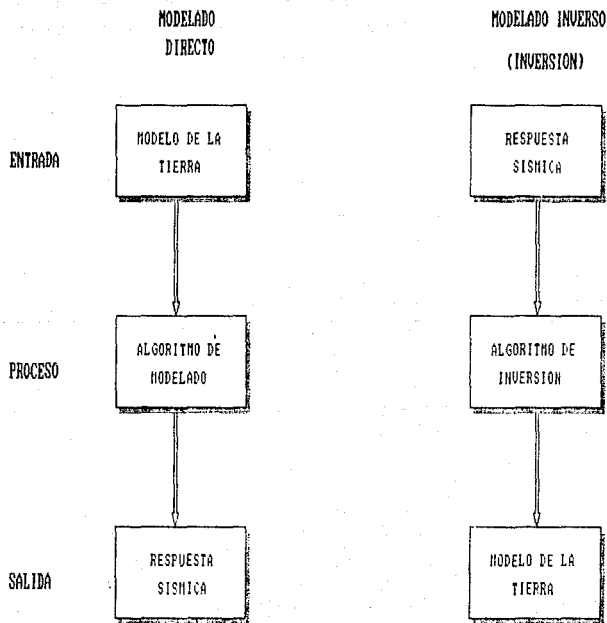


Tabla 5. Diagrama que muestra el proceso de modelado (Russel, 1988).

*La elección de cualquiera de estas técnicas depende de los objetivos, es decir, si se emplean relaciones estratigráficas ó estructurales del subsuelo se puede modelar la respuesta sísmica, por medio del modelado directo (Fig. II.1). Si se usan datos observados en pozos o superficie es posible determinar parámetros de un modelo a partir del modelado inverso (Fig. II.1). Estas dos técnicas de modelado son de gran importancia en un estudio sísmico del subsuelo al permitir establecer una correlación entre la respuesta sísmica y la distribución de parámetros de un modelo. En este trabajo se hará mención únicamente al modelado inverso, ya que es el proceso utilizado en Tomografía Sísmica para la reconstrucción de imágenes del subsuelo.*

### **1.1.1. MODELADO INVERSO.**

*Uno de los principales objetivos de la sismología de exploración es determinar las características internas de la tierra, a partir de datos recolectados en superficie o pozo.*

*Actualmente existen métodos que permiten inferir características estratigráficas y litológicas del subsuelo utilizando datos sísmicos procesados e interpretados. El problema inverso, consiste en determinar propiedades estimadas, con los datos reales a fin de tener una mejor representación de la estructura del subsuelo y de los fenómenos físicos asociados con la propagación de las ondas.*

*Para el caso de un conjunto finito de datos, se han desarrollado métodos de inversión más elaborados. Por ejemplo, se tienen las siguientes métodos :*

*I. Inversión de los tiempos de viaje de los rayos transmitidos a través del medio.*

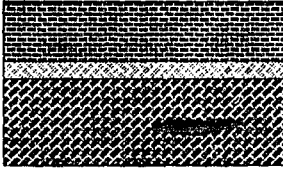
*II. Inversión de los sismogramas de reflexión registrados en la superficie.*

*III. Inversión de amplitudes para determinar la atenuación sísmica.*

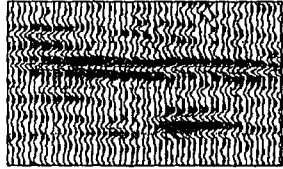
*Frecuentemente, se requiere de un gran número de parámetros para describir un modelo a detalle. No obstante, la incertidumbre de cada parámetro individual se incrementa cuando aumenta el número de parámetros por determinar, pero aumenta la resolución.*

**MODELO DIRECTO**

---



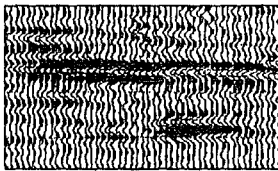
**Modelo del Subsuelo**



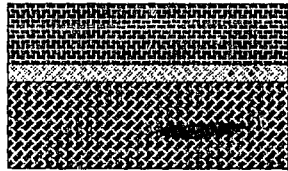
**Respuesta Sismica**

**INVERSION**

---



**Respuesta Sismica**



**Modelo Estimado**

**FIG. II.1.** Esquema que muestra los procesos de modelado directo e inverso (Lines, 1988).

### **1.1.2. CONSIDERACIONES EN EL MODELADO INVERSO.**

*En los algoritmos unidimensionales de inversión, el modelo de la tierra se tienen dos consideraciones: 1. que el medio es homogéneo y 2. es isotrópico. Como resultado de lo anterior, cualquier anomalía introducida en los datos sísmicos, por efecto de echado muy grandes o de estructuras complejas, provocaría una anomalía en la inversión de los datos sísmicos. Cuando se tienen modelado bidimensional (2-D), se puede considerar que el medio es homogéneo o heterogéneo e isotrópico o anisotrópico. En este tipo de modelado se cuentan con datos o arreglos matriciales en dos direcciones (distancia x profundidad). Este tipo de modelado, se realiza a partir de un modelo geológico inicial. Se puede obtener un modelo muy próximo a la solución final, cuando se dispone de una sección procesada. Una vez diseñado el modelo se asigna a cada capa una densidad o una velocidad de propagación de la onda compresional. Con este tipo de modelado se puede realizar interpretaciones litológicas tanto laterales como verticales, así como la identificación de rasgos estructurales de un medio geológico. El modelado para 3-D se pueden considerar las mismas suposiciones que para los casos anteriores, la diferencia estriba en que se manejan arreglos tridimensionales (X,Y,Z), por lo que el modelado en 3-D adquiere proporciones enormes. En este trabajo se usará, el modelado en 2-D, debido a que se cuenta con arreglos matriciales, en dos direcciones (X,Y), tanto en datos sintéticos como para datos reales.*

### **1.1.3. INVERSION DE DATOS SISMICOS.**

*Los métodos de inversión (Tabla 6) han sido empleados desde hace más de 20 años. Sin embargo, al inicio, los resultados obtenidos no eran del todo satisfactorios; esto se debía principalmente, a la baja calidad de los datos sísmicos. Actualmente, los sismogramas de reflexión presentan datos de mejor calidad y con la implementación de proceso numérico más avanzados y datos de pozos, es posible elevar el porcentaje de confiabilidad de las técnicas de inversión sísmica, para generar modelos sintéticos.*

*Mediante las técnicas de inversión propuestas por Backus y Gilbert (1968), es posible determinar parámetros como la velocidad de cada una de las celdas que constituyen el modelo; sin embargo, la solución arrojada puede no ser la más adecuada debido a la incapacidad que tiene esta técnica de precisar la localización de los cuerpos anómalos (de velocidad diferente a la de la roca encajonante), por estar contenido dentro de una zona producida por la influencia que ejercen las celdas anómalas en las vecinas. Está es una técnica de promediar el modelo (Menke, 1984). La extensión de estas zonas depende del número de celdas anómalas y de la distribución geométrica del sistema de trayectorias.*

*Vázquez (1981), apoyándose en los trabajos publicados por Newman (1981), Dines y Lytle (1979), complementaron un algoritmo que resuelve la tomografía sísmica en forma iterativa y con una mayor velocidad de convergencia. Estas modificaciones hacen que el método iterativo presente las siguientes ventajas:*

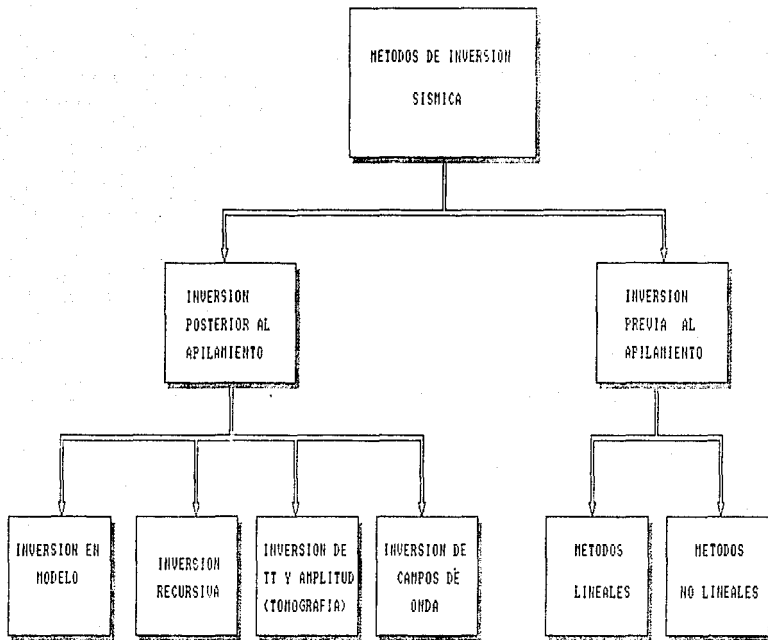


Tabla 6. Principales métodos de inversión sísmica.  
(Russel, 1988).

i) Es posible establecer condiciones de frontera asignando velocidades o amplitudes fijas en los extremos.

ii) Es posible desechar algunas de las trayectorias sobre todo aquellas que presentan arribos no confiables.

iii) No es necesario que el sistema sea sobredeterminado; puede resolverse el caso en que  $N_{\text{celdas}} = N_{\text{trayectorias}}$ .

iv) Se puede precisar la localización, dentro de la zona de influencia, de los cuerpos de velocidad anómala mediante la graficación de los valores de velocidad de cada celda en cada iteración.

Para realizar la inversión de datos sísmicos, se ha tenido que seguir un proceso iterativo, ya que permite mejorar la solución del problema cuando se trata de sistemas grandes, dispersos y mal condicionados, como es el caso de la tomografía sísmica. A continuación se presenta un proceso a seguir para realizar la inversión de datos sísmicos (Fig. II.2).

1. Establecer un modelo teórico.
2. Efectuar el trazado de rayos del modelo.
3. Realizar la comparación de tiempos de tránsito teóricos con tiempos observados (criterio de convergencia). Si el ajuste es bueno el proceso para.
4. Realizar la inversión.
5. Actualizar el modelo.
6. Regresa al paso 2.

#### **1.1.4. ALGORITMOS DE INVERSION.**

En la actualidad la industria utiliza, principalmente, dos tipos de algoritmos para obtener modelos sintéticos de velocidad o atenuación. El primer tipo de algoritmo está basado en métodos recursivos, siendo estos los más comunes. El segundo tipo de algoritmos, se apoyan en el método de inversión lineal generalizada (G.L.I.). También existen otros métodos, los cuales utilizan programación lineal, algoritmos auto-regresivos y métodos de inversión no lineal, pero su empleo no ha sido muy definido en la industria. Los métodos de inversión generalizada están ganando aceptación rápidamente, pero su aplicación aún resulta muy costosa comparada con la de los métodos recursivos.

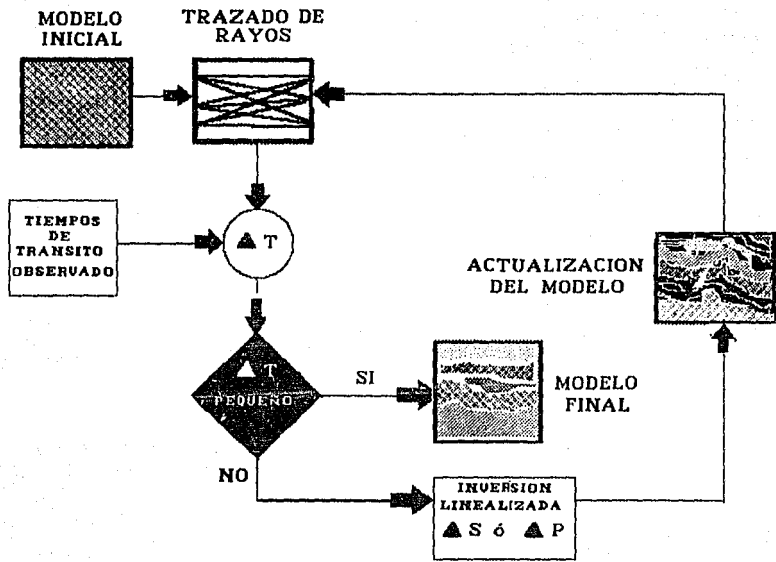


FIG. II.2. Diagrama de flujo para inversión linealizada.



Todos los algoritmos de inversión de los datos sísmicos, en una dimensión, para generar modelos sintéticos de velocidad, consideran una tierra estratificada formada por capas planas paralelas y homogéneas. Así, cualquier anomalía observada en los registros sísmicos por el efecto del echado geológico y de estructuras complejas, introducirá problemas en el proceso de inversión.

## 2. LA TOMOGRAFIA SISMICA COMO UN PROBLEMA INVERSO.

Desafortunadamente, se tiene que admitir que muchas ecuaciones relacionadas a observaciones geofísicas de parámetros de la Tierra son no lineales. Por lo que es necesario aplicar algunos procedimientos para reducir el problema a una forma lineal.

En el caso de la tomografía sísmica, se considera que es un problema no lineal porque la geometría del rayo depende de la velocidad. Por lo anterior se busca hacer lineal el problema. Apartir de la ecuación (1.6), la solución consiste en determinar.

$$\vec{s} = L^{-1} \vec{t} \quad (II.1)$$

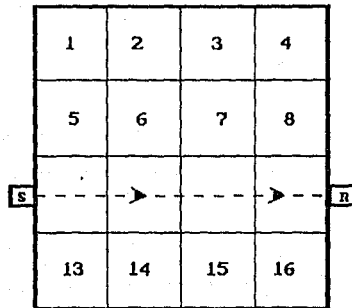
La ecuación anterior se puede obtener a partir de un problema que ha sido sencillo usado para tomografía de tiempos de tránsito.

La figura II.3 (Menke, 1984) representa un medio que ha sido discretizado como un arreglo de bloques cuadrados. Cada uno de los bloques tiene una anchura  $h$  y un valor de lentitud  $S_i = 1/V_i$ , donde  $V_i$  es la velocidad del bloque y después de algún tiempo es detectada por un receptor en el otro arreglo. El tiempo de viaje de la fuente  $S$  a un receptor  $R$  a lo largo de una trayectoria  $T$  está dada por la ecuación 1.2.

Para el ejemplo de la figura II.6, podemos expresar el tiempo de tránsito en forma discreta de la siguiente manera:

$$t = h s_9 + h s_{10} + h s_{11} + h s_{12} \quad (II.2)$$

Cuantificando los tiempos de tránsito de los rayos que atraviesan las diferentes columnas y filas del modelo y asumiendo que el material de los bloques es homogéneo e isotrópico, es posible construir un sistema de ecuaciones lineales que expresen los tiempos de tránsito de la siguiente manera.



**FIG. II.3.** Principio básico de la Tomografía de tiempos de tránsito (Menke, 1989).

$$\begin{array}{ll}
 \text{fila 1} & t1 = hs1 + hs2 + hs3 + hs4 \\
 \text{fila 2} & t2 = hs5 + hs6 + hs7 + hs8 \\
 \cdot & \cdot \\
 \cdot & \cdot \\
 \cdot & \cdot \\
 \text{columna 4} & t8 = hs4 + hs8 + hs12 + hs16
 \end{array} \tag{II.3}$$

expresado en forma matricial se obtiene como la ecuación I.6.

Si es posible encontrar una matriz  $L^{-1}$ , es entonces la solución para los parámetros del modelo, para el proceso de inversión, estará dado por la ecuación II.1.

### 3. INVERSION DE TIEMPOS DE TRANSITO.

El método usado para estimar la distribución de velocidad  $V(x,z)$  de los valores de tiempos  $(t_p)$  medidos, es un proceso iterativo, a partir de la inversión de los tiempos de tránsito. En este caso, las propiedades observadas son los tiempos de arribo de las ondas P, y el modelo es la distribución de velocidad de las ondas P.

Empezando de una distribución de velocidad  $V_0(x,z)$ , los tiempos de arribo teóricos se calculan y comparan con los tiempos  $(t_p)$  medidos. De las diferencias observadas, los valores de velocidad son modificados y un nuevo tiempo de arribo teórico correspondiente a los nuevos valores de velocidad se calculan y comparan a los tiempos medidos. Este proceso es continuado hasta que las diferencias entre los tiempos de arribo calculados y medidos es del orden de la magnitud de el error experimental (Bois et al., 1972).

El tiempo de viaje a través de un rayo en un medio continuo cuya velocidad es  $v(x)$  está dada por la ecuación (II.2).

Si el medio es discretizado en una red de N celdas, tenemos que la forma discreta matricial dada por la ecuación I.4.

Si es posible encontrar una matriz  $L$ , entonces la solución para los parámetros del modelo, a el proceso de inversión estará dado por la ecuación II.1.

#### 4. INVERSION DE AMPLITUDES.

De manera análoga al caso de tiempo de tránsito, el problema de atenuación puede plantearse matricialmente como:

$$P_k = \bar{L}\alpha \quad (II.4)$$

donde:  $P_k$  es la proyección  $\ln \frac{A_0}{A_i}$ , para linealizar el problema de tomografía sísmica.

$L$  es una matriz de  $n \times m$  conteniendo las longitudes de los rayos (i) para cada uno de los píxeles (j) del modelo.

$\alpha$  es el coeficiente de atenuación de longitud  $m$ .

La solución para los parámetros del modelo, es decir el proceso de inversión, estará dado por:

$$\alpha = (L^T L)^{-1} L^T P_k \quad (II.5)$$

Para realizar la inversión de amplitudes se usó la técnica SIRT, basada en las siguientes suposiciones.

- a) Se realizó un modelado de trazado de rayos rectos.
- b) Se asignó una amplitud inicial o de referencia en la fuente (10000).
- c) Se asignó una frecuencia dominante inicial en la fuente (1500 Hz.)
- d) Se calcularon valores en la frontera para hacer más lógica la convergencia del método.
- e) Se realizó un proceso de suavizado, para obtener imágenes de atenuación mejor definidas.

## 5. TECNICAS DE RECONSTRUCCION TOMOGRAFICA.

Las técnicas de inversión (Tabla 7), que se describen en la presente sección se pretenden aplicarse principalmente a la solución del problema inverso en tomografía de transmisión, para determinar parámetros como el campo de velocidad y la atenuación sísmica.

### 5.1. TECNICAS DE RECONSTRUCCION NUMERICA.

#### 5.1.1. TECNICA DE RECONSTRUCCION ALGEBRAICA (ART).

El principio de esta técnica es determinar un modelo en donde se minimice las diferencias entre las propiedades observadas y las propiedades calculadas a partir de un modelo sintético propuesto (Bjorn et al., 1992).

En tomografía sísmica cada trayectoria de rayo representa una ecuación de tiempo de tránsito en función de la velocidad y de los píxeles .

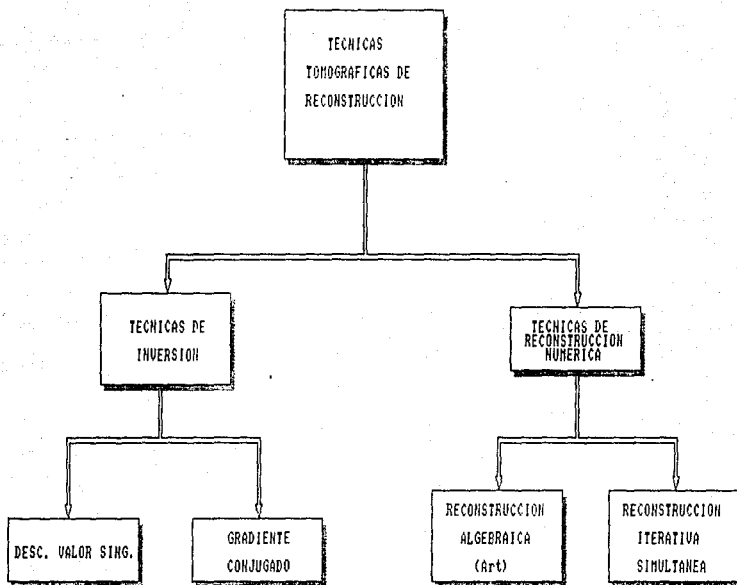
La técnica resuelve un sistema de ecuaciones del tiempo de tránsito para estimar el campo de velocidad de todos los píxeles que ha atravesado la trayectoria del rayo, obteniendo una buena estimación de la velocidad.

La técnica de reconstrucción algebraica (ART), busca una solución del sistema de ecuaciones por medio de procesos iterativos. El algoritmo de ART está definido de la siguiente manera. Usando los principios, del trazado de rayos, se puede iniciar con la ecuación para tiempos de tránsito de un rayo  $t^i$ , a través de un píxel  $P_j$ , con la distancia de un segmento de rayo  $l_j^i$  como muestra la ecuación 1.1 (Stewart,1990).

entonces se tiene que:

$$\Delta t^i = \sum_j (\hat{\alpha}^i / \hat{\rho}_j) \Delta P_j \quad (II.7)$$

donde:  $\hat{\alpha}^i / \hat{\rho}_j = l_j^i$



**Tabla 7. Principales técnicas tomográficas de reconstrucción.**

ahora para el rayo  $i$ -ésimo,  $\Delta t^i$  es la diferencia en  $t^i = [t_k^i - t_{k+1}^i]$  correspondiente a un cambio en el parámetro  $P_j^i$  de el tiempo  $K + 1$ , y  $P_j^i$  de el tiempo  $K + 1$  y  $P_j^i$  está cambiando  $[\Delta P_j^i = P_{j,k+1}^i - P_{j,k}^i]$ .

$i$  es ahora usado con  $P_j^i$  porque el  $P_j$  puede ser actualizado para cada rayo.

$$\Delta t^i = \sum_j l_j^i \Delta P_j^i, \quad \text{en la } k+1 \text{ iteración} \quad (II.7)$$

Ahora supongase que se quiere resolver la ecuación debajo con la restricción de la magnitud de el cambio en  $P_j^i$  puede ser minimizado, por la siguiente relación.

$$M = \sum_j (\Delta P_j^i)^2 \quad (II.8)$$

El método de multiplicadores de Lagrange se usa en este caso. Intentando minimizar la nueva función.

$$K = \sum_j \left[ (\Delta P_j^i)^2 - \lambda d_j^i \Delta P_j^i \right] + \lambda \Delta t^i \quad (II.9)$$

con respecto a el cambio de parámetros.

$$\partial K / \partial \Delta P_j^i = 2 \Delta P_j^i - \lambda d_j^i = 0 \quad (II.10)$$

entonces.

$$\Delta P_j^i = \lambda d_j^i / 2 \quad (II.11)$$

sustituyendo (II.10) en (I.1) se obtiene:

$$\Delta t^i = \sum_j \lambda (l_j^i)^2 / 2 \quad (II.12)$$

ó

$$\lambda = 2 \Delta t^i / \sum_j (l_j^i)^2 \quad (II.13)$$

y ahora sustituyendo (II.13) en (II.11) se continua con la búsqueda de la solución.

$$\Delta P_j^i = \frac{\Delta t^i l_j^i}{\sum_j (l_j^i)^2} \quad (II.14)$$

Si consideramos el denominador como la medida de el cuadrado de la longitud del rayo  $L^i$  es entonces  $\Delta t^i/L^i$  es el error total de la lentitud. El siguiente factor  $d^i/l_j^i$  es la proporción del rayo en un pixel particular. El producto de estos dos factores da el error de lentitud proporcionalmente asignado al pixel. De esta manera esta es la ecuación que puede usarse para actualizar los valores del pixel, para ser consistente con los datos observados de un rayo dado.

Está técnica ofrece una alternativa para resolver los problemas cuando se tiene pocos datos de campo (escasa cobertura de rayos) y geometrías que no son regulares como es el caso de V.S.P. El método opera de la siguiente manera.

1.- La reconstrucción del medio (es el espacio entre las fuentes y el arreglo de detectores), se divide en una matriz de X por Y celdas (pixeles), y a cada pixel se le asigna un valor inicial de velocidad, generalmente es constante en toda la matriz.

2.- A partir del modelo inicial, la primera estimación de la lentitud (inverso de la velocidad) del campo, se usa para calcular los tiempos de tránsito teóricos. Estos tiempos se comparan con los tiempos de viaje observados, y entonces se aplican las correcciones necesarias al campo de velocidad.

3.- Nuevos tiempos de viaje se calculan usando el campo de velocidades ya corregidos, comparándose nuevamente con los tiempos de tránsito observados. El proceso se repite hasta cumplir con un criterio de convergencia en donde el error de los tiempos observados y calculados es mínimo, encontrado así el modelo final.

La diferencia entre el tiempo calculado y el tiempo observado, es el error residual, el cual se minimiza por el cálculo de pequeñas correcciones de velocidad en todos los pixeles o celdas, por los cuales atraviesa el rayo analizado. Este proceso continúa hasta que todas las ecuaciones han sido resueltas, considerándose esto como una iteración; todo el proceso puede ser repetido hasta que las diferencias entre los parámetros observados y calculados no varían significativamente.



La técnica funciona bastante bien en áreas en donde el espacio de reconstrucción tiene una pobre cobertura de rayos al incorporar información adicional a partir de datos de pozos, registros, geología, etc., estabilizando la reconstrucción de la imagen en dichas áreas.

### 5.1.2. TÉCNICA DE RECONSTRUCCION ITERATIVA SIMULTANEA (SIRT).

El algoritmo de reconstrucción iterativo simultáneo (SIRT), fue desarrollado por Gilbert en 1972, como una alternativa principal para resolver la reconstrucción de diversos problemas (Roger, 1979). El nombre de esta técnica se deriva de la idea de ejecutar ajustes iterativos en los datos a partir de todos los rayos simultáneamente.

La técnica resuelve un sistema de ecuaciones que en forma matricial sería  $t=dp$ , utilizando el principio de reconstrucción algebraica, esto es minimizando las diferencias entre las propiedades calculadas y las observadas (en nuestro caso velocidad longitudinal). La solución se actualiza después de que cada ecuación se resuelve (al igual que ART), entonces todas las soluciones del sistema se promedian, antes de comenzar el próximo ciclo a través del conjunto de ecuaciones.

El algoritmo de la técnica de reconstrucción iterativa simultánea (SIRT), está definido de la siguiente manera.

El SIRT calcula una estimación del tiempo de tránsito  $t$  a lo largo de cada trayectoria utilizando la ecuación para el tiempo de tránsito dada por la ecuación (1.1).

Las diferencias  $\Delta t_{nk}$  de los tiempos de tránsito observados y calculados a partir de las trayectorias de la suma de los rayos son determinados por:

$$\Delta t_{nk} = t_k - t_{nk} \quad (II.15)$$

La diferencia mínima se obtiene aplicando un conjunto de correcciones para valores de lentitud en el pixel ( $i$ ), definido por:

$$\Delta S'_i = \frac{\Delta t_i t'_i}{\sum (t'_i)^2} \quad (II.16)$$

Una vez analizadas todas las trayectorias se procede a aplicar la corrección simultánea donde el  $j$ -ésimo rayo dado por la corrección  $\Delta P_{ij}$  es entonces modificado aplicando la siguiente corrección:

$$\Delta S_j = \frac{1}{NN} \sum_{i=1}^{NN} \Delta S_i^j \quad (II.17)$$

a donde: NN es el número de rayos intersectando el "j"ésimo pixel.

Se implemento un programa en FORTRAN 77 (Apéndice), para realizar la inversión de las amplitudes, similar al realizado para tiempos de tránsito, en el cual se le realizaron algunas modificaciones, entre ellas se mencionan las siguientes.

1. Se optimizó el programa, para obtener menor capacidad de memoria de maquina y mayor rapidez en el cálculo de los resultados.
2. Se establecieron valores en la frontera para hacer más lógica la convergencia del método.
3. Se introdujo en el programa una subrutina de suavizado, para eliminar posibles ruidos y obtener una imagen de atenuación mejor definida.

## **CAPITULO III**

### **1. APLICACIONES A DATOS SINTETICOS (Tomografía de Tiempos de Tránsito).**

*Para la reconstrucción de una imagen de velocidad se uso la técnica de reconstrucción algebraica (ART). Esta técnica fue aplicada a un modelo sintético. Con esta técnica de reconstrucción se pretende obtener los parámetros que ayuden a estimar la estructura interna del subsuelo, a partir de la inversión de los tiempos de tránsito, para determinar una aproximación de un modelo de velocidad.*

#### **1. Adquisición de datos.**

*Se usaron dos geometrías en la adquisición de datos que son : pozo a pozo y P.S.V. (Fig.III.1).*

#### **2. Características del Modelo.**

*El modelo utilizado se muestra en la figura III.2. Las dimensiones son 500 m de separación entre pozos y de 500 m de profundidad. El medio es isotrópico y está discretizado en celdas cuadradas de 20 x 20 metros, dentro de las cuales la velocidad se considera constante. El medio entre pozos incluye una velocidad de fondo constante con un valor de 2500 m/s y tres anomalías de velocidad. Una cruz con una velocidad de 3300 m/s, un rectángulo con una velocidad de 1800 m/s y una figura romboidal con una velocidad de 3000 m/s. (Mendoza y Ramirez, 1992).*

#### **3. Reconstrucción Tomográfica con ART.**

*Para reconstruir el modelo de velocidad, se uso la técnica de reconstrucción algebraica (ART). El cálculo de los tiempos de tránsito se efectuó aplicando el algoritmo de trazado de rayos rectilíneo, obteniéndose dos conjuntos de datos correspondientes a cada una de las geometrías de adquisición de datos mencionadas. Para el caso de pozo a pozo, se colocaron 25 fuentes espaciadas a 20 m y 25 detectores espaciadas también a 20 m. Para la segunda geometría se colocaron 25 detectores de 20 m. Por simplicidad, el trazado incluyó trayectorias rectilíneas únicamente.*

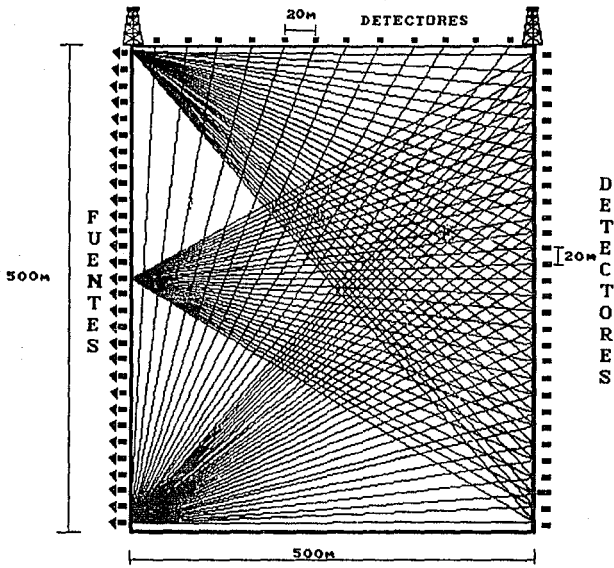


FIG. III.1. Geometría para adquisición de datos.  
P.S.V. y Pozo a Pozo.

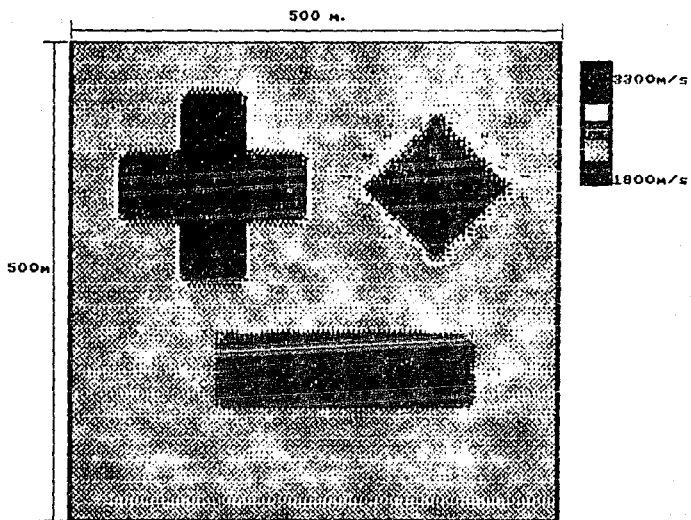


FIG. III.2. Tomograma que muestra un modelo sintético de velocidad para reconstruir con la técnica ART (Mendoza y Ramírez, 1992).

*Se realizó en dos partes la reconstrucción del modelo. La primera parte del experimento consistió en realizar el modelado numérico considerando tiempos de tránsito libres de ruido. Los resultados del proceso tomográfico utilizando la técnica de reconstrucción algebraica de pozo a pozo (625 rayos) se presentan en las figuras III.3 y III.4, que muestran las imágenes obtenidas después de 2 y 3 iteraciones, con un criterio de error de 0.001 (Mendoza y Ramírez, 1992).*

*En la segunda parte del experimento se usó la geometría de pozo a pozo combinada con PSVR, bajo los mismos criterios y condiciones de convergencia que el experimento anterior, se observa (Figs. III.5-III.7) que la imagen reconstruida recupera con mayor aproximación las anomalías del modelo propuesto.*

#### **4. Interpretación.**

*La diferencia entre las imágenes reconstruidas en los dos experimentos, se debe al mayor cubrimiento del subsuelo en la segunda parte del experimento (1250 rayos) que está en relación directa con la resolución de la imagen. Por lo que se puede decir que la técnica ART es un algoritmo muy eficiente, ya que permite representar anomalías de velocidad dentro de un medio, las cuales se pueden relacionar con las características estructurales y litológicas del subsuelo.*

*TOMOGRAMA POZO A POZO*



FIG. III.3. Tomograma Obtenido con ART usando una geometría pozo a pozo (2 iteraciones).

*TOMOGRAMA POZO A POZO*



FIG. III.4. Tomograma Obtenido con ART utilizando una geometría pozo a pozo (3 iteraciones).

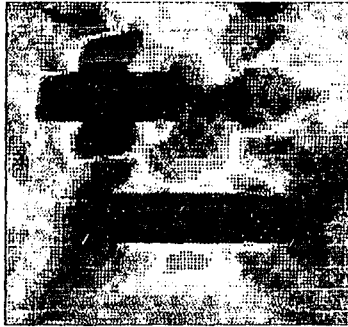


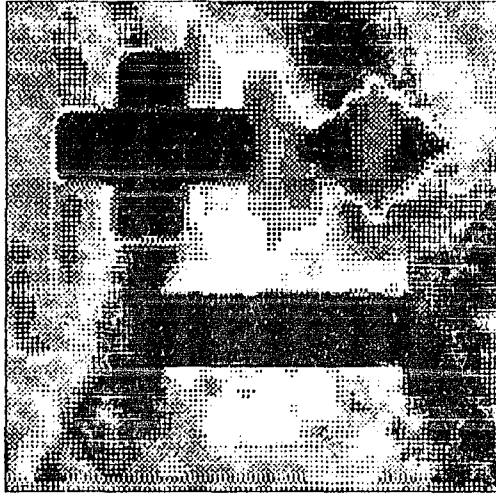
FIG. III.5. Tomograma Obtenido con ART usando una geometría Pozo a Pozo PSVR (5 iteraciones).



FIG. III.6. Tomograma Obtenido con ART, usando una geometría Pozo a Pozo PSVR (6 iteraciones).



*TOMOGRAMA POZO A POZO - P.S.V.*



**FIG. III.7.** Tomograma obtenido con ART para una geometría Pozo a Pozo - PSVR (10 iteraciones).

## **2. APLICACION A DATOS SISMICOS DE POZOS (Tomografía de Atenuación).**

### **1. Localización del Area.**

Los datos para realizar esta parte de este trabajo fueron obtenidos de un experimento realizado en un campo petrolero (productor), denominado Monahans, localizado en la Plataforma Central en la Cuenca Pérmica del Oeste de Texas, E.U.A. (Fig. III.8 y III.9). El campo en estudio se localiza en la parte suroriental del condado de Winkler.

### **2. Datos Geológicos.**

Este campo pertenece a una cuenca compuesta de una secuencia de carbonatos marinos de plataforma, conocida como serie Leonardiana (Fig. III.10), presentando una variación lateral menor a los 600 m aproximadamente y cuya edad es del Pérmico. Estas secuencias están compuestas de anhidrita e interdigitación de areniscas y limolitas de origen eólico con un espesor menor o igual a 750 m, que se han acumulado en zona de plataforma de aguas someras en el oeste de Texas y Nuevo México durante el Pérmico medio. Originalmente la zona de interés del experimento de tomografía sísmica consistió en las formaciones Glorieta y Clear Fork superior, sin embargo, debido a obstrucciones en los pozos, la adquisición de datos se limitó a la formación San Andrés sobreyacente (Mendoza, et al., 1993).

La formación San Andrés tiene un espesor promedio de 366 m, cuya edad es del pérmico medio. Esta formación es una secuencia de rocas altamente cíclicas (cinco unidades cíclicas) debido a un proceso continuo de transgresión y regresión, compuesta de carbonatos y evaporitas.

En una área cercana del Sureste de Nuevo México, E.U.A., la parte inferior de la formación San Andrés, existen interdigitaciones de areniscas y limolitas de origen eólico característicos de grandes acumulaciones de hidrocarburos (Holtz, et al., 1992). La complejidad de estos depósitos es el alto grado de heterogeneidad observados en las secuencias estratigráficas presentándose variaciones laterales y verticales de las facies ocasionadas por la combinación de los siguientes fenómenos.

- a) Sedimentación Cíclica.
- b) Paleo-topografía
- c) Diagénesis

De esta manera la formación San Andrés proporciona una variedad de litología muy interesante para estudios Geofísicos (Link, et al., 1993). Bajo estas circunstancias, los estudios de tomografía estarían encaminados a obtener imágenes que ayudarían en la optimización de la exploración y recuperación de hidrocarburos dentro del campo petrolero.

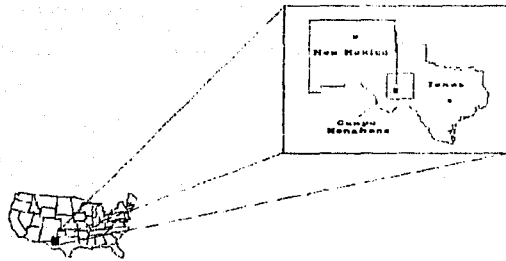


FIG. III.8. Croquis de localización del campo Monahans.

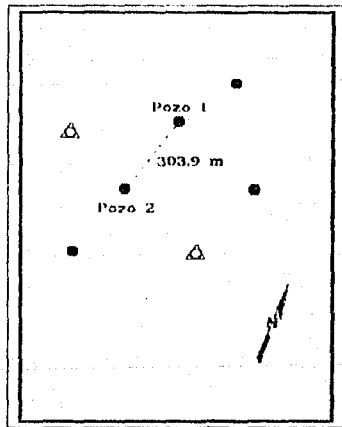


FIG. III.9. Croquis de localización de los Pozos utilizados en la adquisición de datos en Tomografía. El pozo 1 es el pozo de emisión y el pozo 2 es el pozo de recepción.

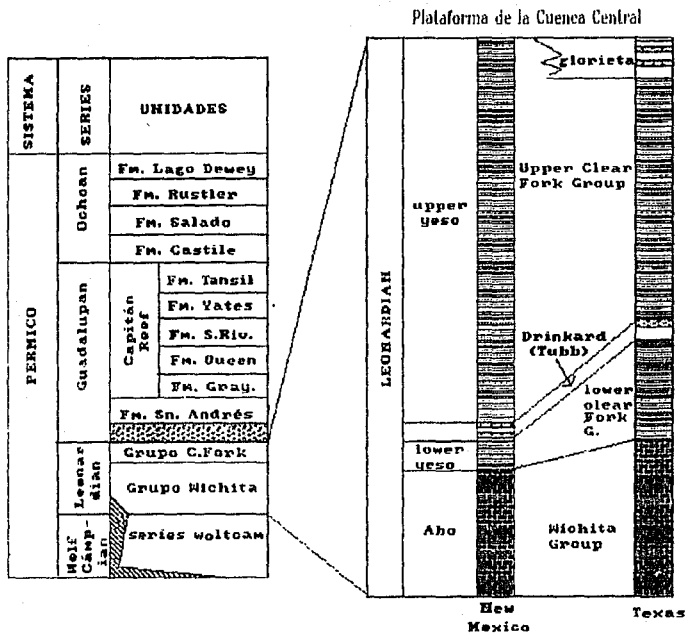


FIG. III.10. Modelo idealizado de facies en la serie Leonard (Holtz, et al., 1992).

*La producción de aceite se concentra sobre una estructura anticlinal recumbente. La cantidad estimada de aceite in situ es de 83 MMbbl y la producción acumulada desde el inicio de la explotación del yacimiento es de 14.5 MMbbl, lo cual otorga una eficiencia de únicamente del 17%.*

### **3. Adquisición de datos.**

*La adquisición de datos se llevó a cabo mediante la tomografía de transmisión pozo a pozo (Fig. III.11 ). La profundidad máxima de ambos pozos es de aproximadamente 1585 m, y la zona de exploración tomográfica comprende entre 1113.4 m a 1417.3 m, dando intervalos de 303.9 m, la cual constituye un medio cuadrangular. Las posiciones de las fuentes en el pozo emisor fueron de 1120.1 m a 1417 m con intervalos de 7.6 m. El rango de posiciones de los receptores fue de 1118.3 m a 1415.5 m, con intervalos de 7.6 m. Los registros construidos en campo fueron de detector común, dando la cantidad de 40 registros con 40 trazas cada uno, para una totalidad de 1600 trayectorias de rayos cruzados.*

*Se usarán transductores piezoeléctricos idénticos para fuentes y detectores. Este tipo de transductores se conoce como "bender cilíndrico" (Balog, et al., 1988). La fuente consiste de dos elementos bender, mientras que el cable de detectores contiene tres transductores, de dos elementos bender cada uno, iguales a los de la fuente. La separación entre los receptores en el cable es de 3.05 m.*

*El bender como fuente de emisión de energía acústica es capaz de generar desde señales monofrecuenciales hasta barridos de frecuencias límites superiores a los 3000 Hz (Mendoza et al., 1992). En nuestro caso, la señal emitida consistió en un barrido lineal de frecuencias de 300 a 3000 Hz , la duración del barrido fue de 300 ms , con un intervalo de muestreo de 0.15 ms. La longitud de registro fue de 614 ms (4096 muestras), para las trazas no correlacionadas, mientras que el registro correlacionado en campo quedó con una longitud de 314.4 ms. Frecuencias de corte bajo y corte alto se establecieron en 250 y 300 Hz. respectivamente. Debido a las características litológicas del medio, fue posible la recepción de la señal con contenido de frecuencias superiores a 2400 Hz.*

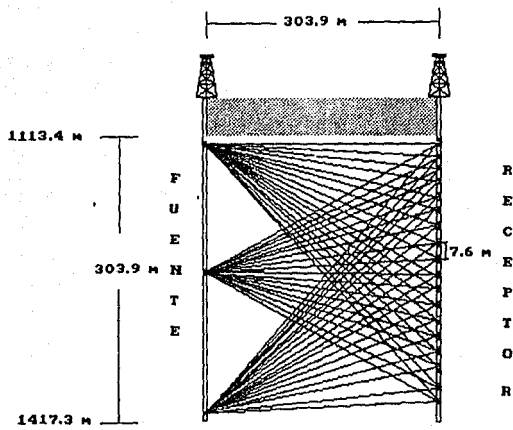


FIG. III.11. Geometría usada para adquisición de datos.

#### **4. Secuencia de Proceso.**

Debido a la calidad de los datos de campo (Fig. III.12), fue necesario realizar un análisis y preconditionamiento a partir de los datos correlacionados para incrementar la relación señal-ruido.

El objetivo consistió en diseñar una secuencia de proceso adecuada para enfatizar los eventos directamente transmitidos tanto de ondas  $p$  como de ondas  $s$ , y aplicar algún criterio para determinar los tiempos de arribo de dichos eventos. A continuación se menciona el proceso seguido en los datos de campo (Tabla 8).

a) Se realizaron las modificaciones en los encabezados de los datos, para incluir la información de la geometría de adquisición y aplicar la transformación de coordenadas en los datos sísmicos (conversión de formatos y ordenamientos).

b) Se realizó el análisis de los datos, para incrementar la relación señal-ruido, aplicando procesos por ondícula y filtrado.

La figura III.13 muestra la sección sísmica procesada para mejorar la relación señal-ruido. Las siguientes etapas mencionan el proceso seguido hasta obtener una imagen tomográfica.

c) Se efectuó la etapa de determinación automática de tiempos de arribo de las señales transmitidas directamente a partir de la información de campo reordenada y procesada.

d) Se generó la geometría del medio discretizado entre los pozos para realizar el trazado de rayos e inversión.

e) Se generó un modelo inicial como un medio estratificado a partir de información geológica.

f) Se aplicó una técnica de reconstrucción numérica (SIRT), para la inversión de parámetros (amplitudes).

g) Se obtuvieron imágenes Tomográficas de atenuación preliminares.

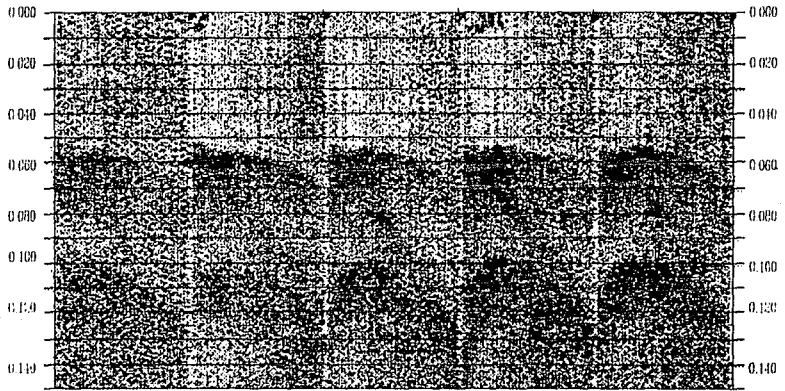
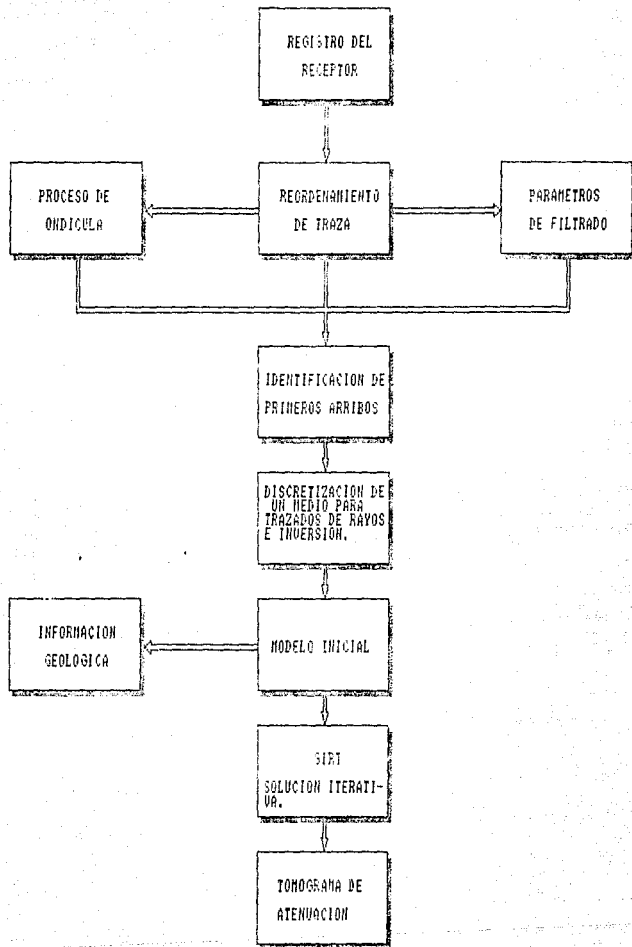
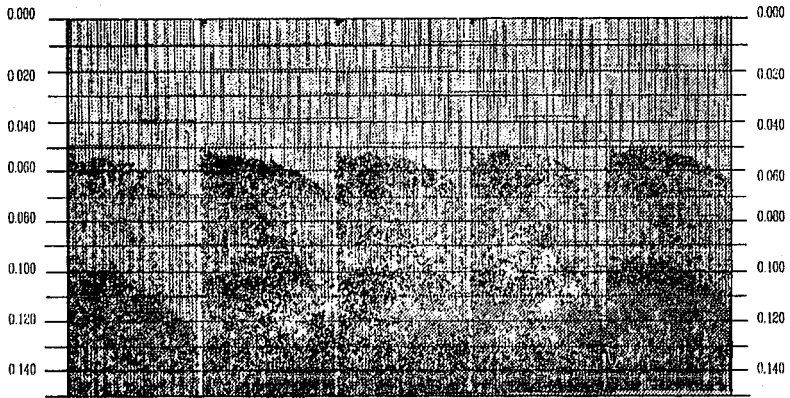


FIG.III.12. Registros de receptor común en los que se observa alta influencia de ruido.





**Tabla 8. Proceso común de análisis de datos reales hasta la obtención de una imagen tomográfica.**



**FIG.III.13. Datos reales de campo después del proceso enfocado a clarificar los eventos p y s directamente transmitidos.**

## **5. Reconstrucción Tomografica con SIRT.**

*Los primeros análisis usando el método para tomografía de atenuación, fueron realizados con la técnica SIRT (Simultaneous Iterative Reconstruction technique) que utiliza el principio de reconstrucción algebraica minimizando las diferencias entre las amplitudes calculadas y observadas, ejecutando ajustes iterativos de atenuación en los datos a partir de todos los rayos simultáneamente.*

*Se realizaron dos experimentos. El primer experimento se llevo a cabo usando un punto de suavizamiento, después de efectuadas 20 iteraciones (Fig III.14). Las imágenes muestran zonas de atenuación en donde la estructura no se encuentra bien definida. Además que en la iteración 10 se estabiliza el error es decir que ya no converge al error mínimo establecido de 0.0001. Por lo que la imagen de la iteración 10 se considera la imagen de reconstrucción propuesta para el área de estudio.*

*En el segundo experimento (Figs. III.15-III.19), se muestran las imágenes de la segunda corrida del programa, en este caso se consideraron 3 puntos de suavizamiento y también se realizaron 20 iteraciones. Estas imágenes muestran una estructura de atenuación mejor definida que en el experimento anterior y de igual manera se estabiliza el error de convergencia en la iteración 10, lo que indica que no es necesario tomar en cuenta las iteraciones posteriores, por lo que se puede decir que la imagen reconstruida en la iteración 10 es la que se propone como la imagen que muestra las características del subsuelo.*

*Los tomogramas anteriores se obtuvieron utilizando una versión optimizada en tiempo de computo y eficiencia en los resultados del algoritmo SIRT aplicado en la fase II del proyecto de tomografía sísmica (Mendoza y Ramírez, 1992). En este caso se consideraron 10 iteraciones para la imagen final. Cabe mencionar que el nuevo programa de SIRT (ver apéndice), tuvo una reducción en el tiempo de computo de 1 hr. por iteración, a 10 seg. por iteración, permitiendo así llevar a cabo mayor número de iteraciones en el proceso de inversión. Además el programa acepta la inclusión de restricciones de acuerdo a la geología del campo en estudio y los datos de atenuación de pozo. De esta forma se obtiene un modelo inicial mejor condicionado para la inversión tomográfica.*

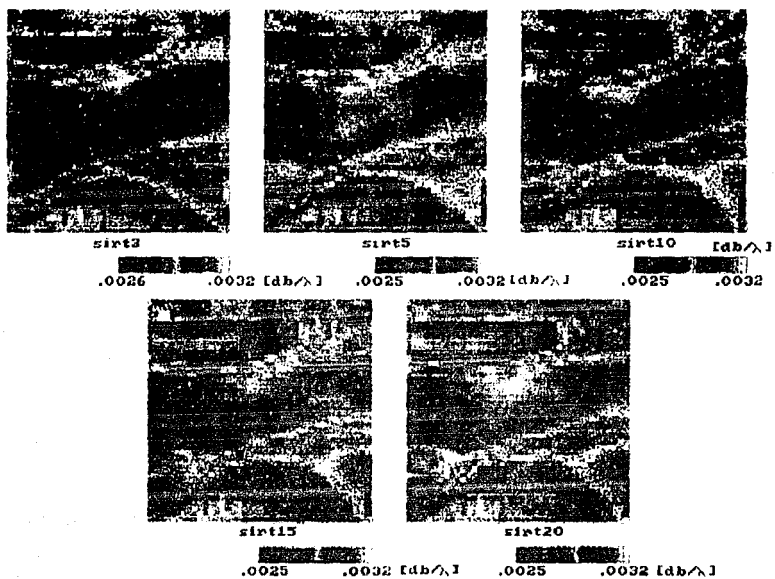


FIG. III.14. Tomogramas de Atenuación Obtenidos con un algoritmo SIRT y 1 punto de suavizamiento.

TOMOGRAMA PUERTO A PUERTO



FIG. III.15. Tomograma de atenuación Obtenido con SIRT (3 iteraciones).

TOMOGRAMA PUERTO A PUERTO



FIG.III.16. Tomograma de Atenuación Obtenido con SIRT (5 iteraciones).

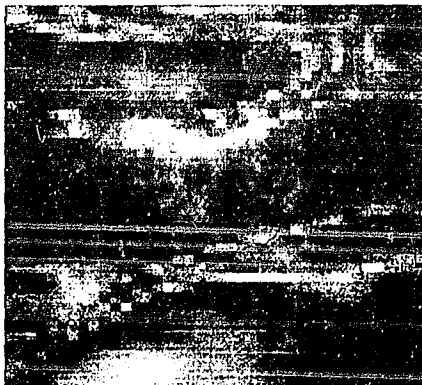
TOMOGRAFIA POZO A POZO



Atenuación [db/m] 0.00255 0.00326

FIG.III.17. Tomograma de Atenuación Obtenido con SIRT (7 iteraciones).

TOMOGRAFIA POZO A POZO



Atenuación [db/m] 0.0025 0.0032

FIG. III.18. Tomograma de Atenuación Obtenido con SIRT (10 iteraciones).

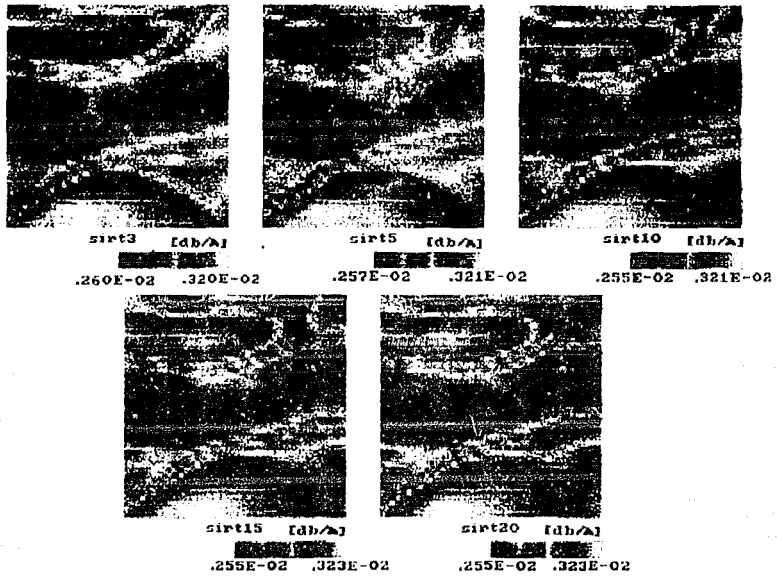


FIG.III.19. Tomogramas de Atenuación Obtenidos con un algoritmo SIRT, hasta 20 iteraciones y con 3 puntos de suavizamiento.

## **6. Interpretación Geológica.**

*Se realizó la interpretación geológica de la imagen reconstruida con la técnica sirt en la iteración 10 (Fig. III.18), en el que se usó el método de Tomografía de Atenuación, establecido en este trabajo.*

*En esta imagen podemos observar que se trata de una secuencia estratificada, con una ligera inclinación, en donde se muestra una marcada heterogeneidad tanto lateral como vertical, esto debido al proceso continuo de transgresión y regresión, siendo la causa principal de una sedimentación cíclica de la secuencia estratigráfica. En la parte baja del tomograma final obtenido a la profundidad de 1400 m aproximadamente, se observa un alto estructural posiblemente de una estructura anticlinal, encontrándose en esta zona valores altos de atenuación, indicación posible del contenido de fluidos, pero no hay seguridad en afirmarlo, debido a que es una de las zonas de menor cubrimiento de rayos, por lo que la reconstrucción en esas zonas y en la parte superior del modelo con bajo cubrimiento de rayos es poco confiable en la interpretación.*



### 3. PERSPECTIVAS.

*La tomografía sísmica tiene una amplia aplicación en áreas de Geofísica y Geología, pero puede tener mayor proyección y ser de más utilidad si se calculan nuevos parámetros para reconstruir imágenes como es la atenuación sísmica y se pueden tener grandes expectativas hacia el futuro.*

*En el área de ingeniería civil la tomografía sísmica es de gran utilidad, para la detección de cavernas (Fig.III.20), fisuras, fracturamientos, formaciones poco consolidadas, que pudieran ocasionar problemas en la construcción de estructuras, edificios, presas, plantas nucleares etc.*

*En la minería es factible aplicarse la Tomografía Sísmica para localizar y definir cuerpos mineralizados (Fig. III.21).*

*La idea de establecer un proceso para tomografía de atenuación es obtener un método que ayude determinar imágenes de atenuación probados en modelos sintéticos. A pesar de que se trabajó con datos de campo, no fue posible contar con toda la información requerida para aplicar la metodología implementada de tomografía de atenuación como es la frecuencia dominante y la amplitud de referencia en la fuente. Por lo que se tuvieron que hacer suposiciones de estos datos. A partir de datos conocidos como la velocidad se calcularon los valores del factor Q de atenuación y los valores de amplitud máximos y mínimos. Con esta información, fue posible obtener imágenes de atenuación de datos sintéticos, dado el momento que se cuenta con toda la información requerida, podremos disponer de la metodología para tomografía de atenuación establecida en este proyecto, aumentando con ello nuestra capacidad de interpretación.*

*Las imágenes obtenidas con tomografía de atenuación pueden servir de base para generar imágenes de otras características petrofísicas como la porosidad y densidad. Estos parámetros serán de gran utilidad para determinar estructuras con contenido de fluidos, variaciones laterales y verticales desde el punto de vista litológico, así como realizar monitoreo, interpretación y caracterización de yacimientos (Figs. III.22 y III.23).*

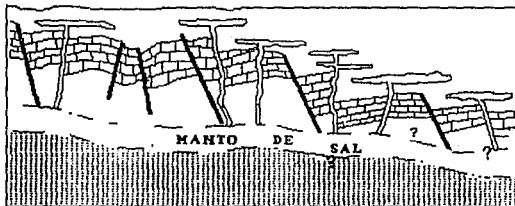
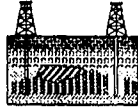
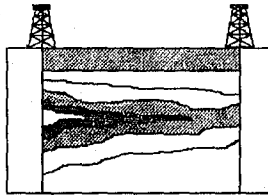


FIG.III.20. Localización de cabernas, fallas y rasgos estructurales.



**FIG. III.21. Localización de cuerpos mineralizados.**



**FIG. III.22. Monitoreo de reservorios.**

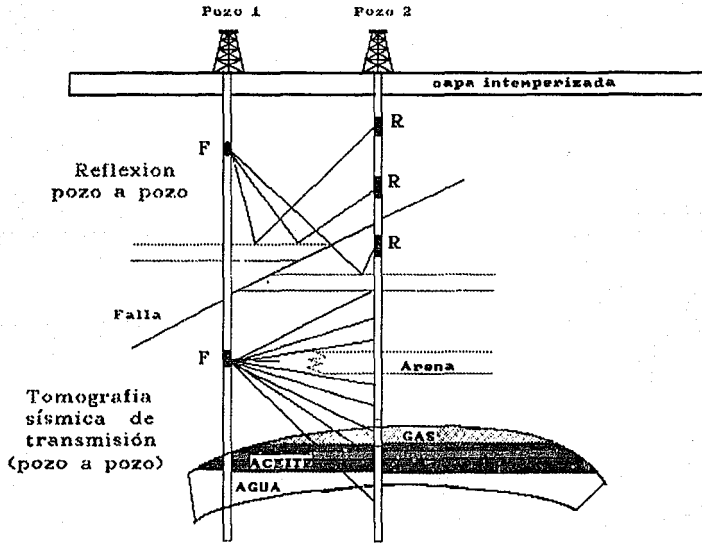


FIG.23. Caracterización de yacimientos (Bjorn et al., 1992).

## CONCLUSIONES

*De este trabajo se puede concluir que la tomografía de tiempos de tránsito y tomografía de atenuación se pueden usar como herramientas alternativa para solucionar problemas en la exploración de recursos naturales, ya que permiten reconstruir imágenes del subsuelo, proporcionando información de la distribución de velocidad, características de la atenuación sísmica, parámetros físicos (como la absorción, densidad, módulos elásticos y relación de Poisson), así como determinar el comportamiento estructural de un medio analizado. En este trabajo se usarán dos algoritmos para reconstruir imágenes.*

- 1.- Técnica de reconstrucción algebraica (ART).*
- 2.- Técnica de reconstrucción iterativa simultánea (SIRT).*

*La metodologías ofrecieron la solución al problema de reconstrucción tomográfica para diferentes casos y geometrías fuente-receptor en V.S.P. y pozo a pozo, obteniendo buenos resultados, teniendo la alternativa de escoger la más conveniente según los objetivos planteados. Considerandose que la tomografía pozo a pozo es mejor que en superficie ya que se tiene menos pérdida de energía.*

*La técnica de reconstrucción algebraica (ART), es una técnica que ofrece buenos resultados y estabilidad en las imágenes, aún con pocos datos. Este método, puede ser adaptado para varias configuraciones de fuente-receptor.*

*La técnica de reconstrucción iterativa simultánea (SIRT), es un algoritmo que puede considerar inhomogeneidades tanto laterales como verticales y se puede incluir restricciones en el proceso, como fronteras (valores límites) impuestas por la información a priori o límites físicos de los parámetros del modelo, con la finalidad de una mejor y más lógica convergencia del método.*

*Con respecto a los resultados obtenidos con estos métodos de reconstrucción numérica, se observó que la calidad de la imagen recuperada está directamente relacionada con el cubrimiento del área de interés. Pero con la ayuda de los métodos de inversión lineal se podrá amortiguar la solución por mínimos cuadrados, para ayudar a obtener una mejor reconstrucción de la imagen tomográfica.*

*La posible desventaja de estos métodos de inversión matricial, comparados con las técnicas de reconstrucción numérica, consiste en la mayor demanda de capacidad de memoria, ya que las matrices que se generan durante el proceso tomográfico, puede llegar a ser muy grande.*

*De los resultados obtenidos con modelos sintéticos y bajo la suposición de rayos rectos y tiempos de tránsito libres de ruidos se puede concluir que las técnicas de reconstrucción numérica son algoritmos eficientes. Los resultados obtenidos con tomografía de tiempos de tránsito, muestran la resolución del método para representar anomalías de velocidad dentro de un medio estudiado; las cuales se pueden relacionar con las características estructurales y litológicas del subsuelo, por lo que estas técnicas pueden ser aplicadas a la solución de problemas como detección y monitoreo de yacimientos.*

*Para tomografía de atenuación, se ha tenido que hacer ciertas restricciones principalmente para el funcionamiento de la técnica de reconstrucción iterativa simultánea, en donde se han establecido valores límites para hacer más lógica la convergencia del método.*

*De los resultados obtenidos con tomografía de atenuación se puede concluir, que se obtendrán buenas resoluciones en las imágenes reconstruidas cuando el programa SIRT contenga una subrutina de suavizamiento, ya que permite definir mejor la estructura de atenuación. De los resultados se observa que son muy satisfactorios, ya que con la técnica utilizada, se pueden observar las variaciones tanto laterales como verticales de una secuencia estratigráfica, así como los cambios de facies presentados por la ciclicidad en la sedimentación, además fue posible identificar rasgos estructurales como la localización de una estructura anticlinal, que se podría considerar como almacenadora de hidrocarburos, por encontrarse en esta zona valores altos de atenuación, posibles indicadores de contenido de fluidos.*

*Todos los aspectos y aplicaciones mencionados anteriormente son muy importantes cuando los objetivos de estudio en tomografía consisten en la precisa localización de un yacimiento de hidrocarburos, o yacimientos mineros, trabajos geotécnicos realizados a detalle o de Ingeniería civil.*

## **RECOMENDACIONES**

**1.- Para obtener imágenes resolutivas, la cantidad de datos (arreglo fuente-receptor) debe ser siempre mayor que el número de incógnitas o píxeles.**

**2.-Para tener imágenes con mayor resolución se recomienda, hacer una incorporación o tener conocimiento, acerca de la zona estudiada con otro tipo de información como son los registros de pozos, geología, etc., la cual trae como consecuencia de una mejor resolución en la imagen final del modelo.**

**3. Para hacer más confiable la presentación de los resultados de reconstrucción de una imagen, es recomendable realizar dos aspectos.**

**a) Realizar una correlación entre la matriz del modelo propuesto y la matriz del modelo reconstruido para determinar el error entre la imagen propuesta y la reconstruida.**

**b) Hacer un análisis de rayos que atraviesan cada una de las celdas del modelo.**

## REFERENCIAS BASICAS.

BALOGH, W. T., OWEN, T. E. Y HARRIS, J. M., 1988. *New piezoelectric transducer for hole-to-hole seismic applications: 58th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstract, 155-157.*

BISHOP, T., N., K., P., BUBE, R. T. CUTLER, R., T., LAGAN, P., LLOVE J.R. RESNICK, R. T. SHUEY, D. A. SPINDLER AND H., WYLD, 1985. *Tomography Determination of Velocity and Depth in Laterally Varying Media: Geophysics, vol. 50, No. 6, 903-906.*

BJORN N. P. PAULSON, MICHAEL E. SMITH, KARLA E. TUCKER, JOHN W. FAIRBORN, 1992. *Characterization of a steamed oil reservoir using cross-well seismology. Geophysics: The Leading Edge of Exploration, 24-32.*

BOIS, P., M., LA PORTE M. LAVERGNE AND THOMAS, 1972. *Well to Well Seismic Measurements: Geophysics, vol. 37, No. 3, 471-480.*

BORDING, R. PHILLIP A. GERSZTENKORN L. R. LINE J. A. SCALES AND S. TRIETEL, 1987. *Application of Seismic Travel Time Tomography: Geophys. J. R. Astr. Soc., Vol. 90, 285-303.*

BREGMAN N. D., R. C. BAILEY AND C. H. CHAMPAN, 1989. *Crosshole Seismic Tomography: Geophysical, vol. 54, No. 2, 200-215.*

\_\_\_\_\_, 1989. *Traveltime and amplitude inversion in crosshole seismology: J. Geophys. Res. 94, 7577-7587.*

CHIU S., KANASEWICHE R. AND PHADKE, 1986. *3D Determination of Structure and Velocity by Seismic Tomography: Geophysics, vol. 49, 1559-1571.*

FAWCETT, J. A. AND CLAYTON, R. W. 1984. *Tomographic Reconstruction of velocity anomalies: Bull. Seismic. Soc. Am., Vol. 74.*

HAUGE S. P., 1981. *Measurements of Attenuation from Vertical Seismic profile. Geophysics, v.46, No. 11, 1548-1558.*

HO-LIU, P., MONTAGNER, J. AND KANAMORI, H. 1989. *Comparison of iterative backprojection in inversion and generalized inversion without block: case studies in attenuation Tomography: Geophys. J. R. Astr. Soc. 97, 19-29.*

\_\_\_\_\_, et al., 1988. *Applications of attenuation tomography to Imperial Valley and Coso Indian Wells Region, Southern California. Journal of Geophysical Research, vol. 93, No. 89, 10,501-10520.*

IVANSSON SVEN, 1985. *A study of methods for tomographic velocity estimation in the presence of low - velocity zones. Geophysics, vp. 50, No. 6, 969-988.*



\_\_\_\_\_, 1986. Seismic borehole tomography - theory and computational methods. *Proceedings of the IEEE*, V. 74, No. 2, 328-338.

**LINK, C. A., MCDONALD, J. A. Y EBROM, D. A. 1993.** *Vp/Vs analysis using cross-hole seismic data: 63rd Ann. Mtg. and Internat. Expo. Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstract*, 723-726.

**LINES R. LARRY, 1989.** *Tomographic modeling of a cross-borehole data set. Geophysics*, vol. 54, No. 10, 1249-1257.

\_\_\_\_\_, 1991. *Applications to tomography to borehole and reflection seismology. Geophysics: The Leading Edge of Exploration*, 11-16.

**MANCHON A. ANTONIO, 1982.** *Tomografía Computarizada. Nociones Básicas. Ed. Salvat*, 1-13.

**MATTEU A. BROSTOWSKI AND GEORGE A. MC. MECHAN, 1992.** 3 - D tomography imaging of near-surface seismic velocity and attenuation. *Geophysics*, vol. 57, No. 3, 396-403.

**MATTS GUSTAVSSON, SEVEN IVANSSON, PER MOREN AND JORGEN PIHL, 1986.** *Seismic Borehole Tomography - Measurement System and Field Studies: Proceedings of the IEEE*, vol. 74, No.2, 339-346.

**MENDOZA A. JORGE Y RAMIREZ C. L. 1992.** *Tomografía Sísmica. fase II. Reporte final del proyecto CAO-1201. Instituto Mexicano del Petróleo. Para Pemex (Inedito)*.

**MENDOZA AMUCHASTEGUI J., CURTIS A. LINK Y HUA-WEI ZHOU 1992.** *Tomografía Sísmica de Pozo a Pozo en un yacimiento elástico somero. Memorias, V Simposium de Geofísica A.M.G.E.*

**MENDOZA, A. J., RAMIREZ, C. L. Y DEL VALLE G. R., 1993.** *Tomografía sísmica. fase III: Reporte final del proyecto CAC-2101. Instituto Mexicano del Petróleo. Para Pemex. (inedito)*.

**MCMECHAN A. GEORGE, 1983.** *Seismic Tomography in Bprchole: Geophys. J. R. Astr. Soc., Vol. 74, 601-612.* \*

**MENKE W. 1984.** *The resolving power of Cross-Borehole Tomography: Geophys. Res. Lett., vol. 11, 105-108.*

\_\_\_\_\_. 1984. *Geophysical Data Analysis: Discrete Inverse Theory. College Oceanography Oregon State University, Corvalls Oregon. Ed. Academic Press.*

**NEWMAN, G. 1981.** *Determination of lateral inhomogeneities in reflection seismics by inversion of traveltimes residuals. Geophysical Prospecting, V. 29, No. 2, 161-167.*

\_\_\_\_\_. **AND WORTHINGTON, M. H., 1982.** *In-situ investigation Seismic Body wave attenuation in heterogeneous media: Geophys. Prosp., vol. 30, 377-400.*

**PETERSON E. JHON, BJORN, N. P. PAULASSON AND THOMAS V. MC. EVELLY, 1979.** *Application of algebraic Reconstruction Techniques to Crosshole Seismic Data: Geophysics, Vol. 50, No. 10, 1566-1580.*

**RAMIREZ, C. LUIS 1991.** Tomografía Sísmica. Fase I. Reporte final del Proyecto CAO-6514. Instituto Mexicano de Petróleo. Para Pemex. (Inedito).

**RUSSEL, BRIAN, 1988.** Introduction to Seismic Inversion Methods.

**STEWART R. ROBERT, 1990.** Exploration Seismic Tomography: Fundamentals. Department of Geology and Geophysics. The University of Calgary, Canada.

**STORK, C. AND R. W. CLAYTON, 1991.** Linear aspects to tomographic velocity analysis. Geophysics, vol. 56, No. 4, 483-495.

**VAZQUEZ, C.A., 1981.** Caracterización de velocidades sísmicas dentro de un maciso rocoso. Curso: Métodos Geofísicos en el Exploración Geotécnica. División de Educación Continua, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.

**WHITE J. D., 1989.** Two- dimensional seismic refraction tomography. Geophysical Journal, vol. 97, 223-245.

**WONG J., NINA BREGMAN AND PETER HURLEY, 1987.** Cross-Hole seismic scanning and tomography. Geophysics: The Leading Rdge of Exploration, 36-41.

**WORTHINGTON, M. H., 1984.** An Introduction to Geophysical to Tmography: First Break, 20-26.

#### **REFERENCIAS COMPLEMENTARIAS.**

**BRACEWELL R. N. , 1956.** Strip integration in radio Astronomy: *Australian J. of Physics*, vol. 9, 198-217.

**CARAZZONE J. JAMES, 1986.-** Inversion of P-SV seismic data. *Geophysics*, v. 51, No.5, 1056-1068.

**CARRION M. PHILLIP AND DOUGLAS J. FOSTER, 1985.** Inversion of seismic data using precritical reflection and refraction data. *Geophysics*, v. 50, No.5, 759-765.

\_\_\_\_\_, 1987. *Inverse Problems and Tomography in Acustics and Seismology.*

**COMER, R. P. & CLAYTON, R.W., 1984.** Tomographic reconstruction of lateral velocity heterogeneity in the Earth mantle, *EOS*, V. 65, p.236.

**D. C. GANLEY, 1981.** A method for calculating synthetic Seismograms Whach include the Effects of Absortion and Dispersion. *Geophysical*, vol. 46, No. 8, 1100-1107.

**DINES , K. A. AND LYTLE, R. J., 1979.** Computerized Geophysical Tomography: *Proc. IEEE*, Vol. 67, 1065-1067.

- DEROSIER, D. J. AND KLUG A., 1986.** Reconstruction of three dimensional images electron micrographs: *Nature*, vol. 217, 130-134.
- FARR, J. B. , 1977.** High-resolution seismic methods improve stratigraphic exploration: *Oil and Gas J.*, V. 75, November 21, 182-188.
- HARDAGE, B.A. 1992.** *Cross well seismology and reverse VSP: Geophysical Press, seismic, application, series, V. 1.*
- HORN, B. K. P., 1979.** Density Reconstruction using arbitrary Ray Sampling Schemes, *Proc. IEEE*, vol. 66, 551-562.
- KRIS A. DINES AND R. JEFFREY LYTLE, 1989.** *Computerized Geophysical Tomography: Proceedings of the IEEE*, vol. 67, No. 7, 1065-1067.
- KROHN CHRISTINE, 1992.** Cross-Well continuity logging using guided seismic waves. *Geophysics: The Leading Edge of Exploration*, 39-45.
- LINES, L., R. SCHULTZ, A. K. AND TRIETEL, S., 1988.** Cooperative inversion of Geophysics data: *Geophysics*, vol. 53, 8-20.
- LAUTERBUR, P. C., 1983.** Image Formation by induced local Interaction Examples employing nuclear magnetic resonance: *Nature: Vol. 242*, 190.
- LYTLE R. JEFFREY AND KRIS A. DINES, 1980.** Iterative ray tracing between borehole for underground image reconstruction. *IEEE transaction on geoscience and remote sensing*, v. GE-18, No. 3, 234-240.
- MIN LOU AND STUART CRAMPIN, 1992.** Guided - wave propagation between boreholes. *Geophysics: The Leading Edge of exploration*, 34-37.
- NOLET GUUST 1985.** Solving or resolving inadequate and noise tomographic systems. *Journal of Computational Physics*, v. 61, p. 463-482.
- PRATT GERHARD R. AND M. H. WORTHINGTON, 1988.** The application of diffraction tomography to cross-hole seismic data. *Geophysics*, v. 53, No. 10, 1284-1294.
- RADCLIFF D. ROGER, 1979.** Reconstruction Algorithms for Geophysical Applications in Noisy Enviroments: *Proceedings of the IEEE* v. 67., 1060-1064.
- RADON, J., 1917.** *Über Bestimmung von Funktionen durch ihre integralwerte langs langs gewisser Mannigfaltigkeiten*, *Bu. Sueches. Akad. Leipzig: Phys. K.* 69, 262.
- RAMIREZ L. ABELARDO, 1986.** Experiments Using Geophysical Tomography In Fractured Granite: *Proceedings of the IEEE*, vol. 74, No. 2, 347-352.
- ROGER, D. RADCLIFF, 1979.** Reconstruction Algorithms for Geophysical Applications in Noisy Enviroments: *Proceedings of the IEEE*, Vol. 67, 1060 -1064.
- SHERIFF, E.R. AND GELDART P.L. 1991.** *Exploración Sismológica, Vol. I y II. Ed. Limusa.*

# APENDICE

## PROGRAMA SIRT (versión optimizada)

Este programa realiza la reconstrucción numérica de imágenes tomográficas a partir de la inversión de amplitudes.

```
dimension d(1600,1600),t(1600),s(1600),ss(40,40)
dimension nn(1600),tc(1600),dt(1600),ds(1600,1600)
real*4 u(100)
character*20 amplitud,matriz,salida1,alfa
```

c Lectura de datos de entrada

c

```
write(*,*) 'número de rayos'
read(*,*) m
write(*,*) 'número de celdas'
read(*,*) n
write(*,*) 'número de renglones del modelo'
read(*,*) nren
write(*,*) 'número de columnas del modelo'
read(*,*) ncol
write(*,*) 'archivo de la matriz de trayectorias'
read(*,*) matriz
open(unit=10,file='matriz',form='unformatted')
do 5 j=1,n
  read(10) (d(i,j),i=1,m)
  num=0
  do 10 i=1,m
    if(d(i,j).ne.0.0) num=num+1
10  continue
  nn(j)=num
5  continue
close(10)
write(*,*) 'amplitud de referencia'
read(*,*) aref
write(*,*) 'archivo de amplitudes observados'
read(*,*) amplitud
open(unit=20,file='amplitud')
read(20,*)(tt(i),i=1,m)
do 15 i=1,m
  t(i)=alog(tt(i)/aref)
15  continue
close(20)
write(*,*) 'número de iteraciones'
read(*,*) iter
write(*,*) 'cuantos puntos de suavizamiento'
read(*,*) nps
```

```

write(*,*) 'velocidad mínima permitida '
read (*,*) vmin
write(*,*) 'velocidad máxima permitida '
read(*,*) vmax
write(*,*) 'frecuencia dominante'
read(*,*) frec
write(*,*) 'archivo de salida'
read(*,*) salida1
do 25 while ((itype.lt.1).or.(itype.gt.2))
write(*,*) 'tipo de modelo inicial ? (1=cte., 2=estr.)'
read(*,*) itype
25 continue
open(unit=40,file='salida1')
if(itype.eq.1)then
write(*,*) 'alpha inicial '
read(*,*)vi
do 30 j=1,n
s(j)=1.0*vi
write(40,*)vi
30 continue
end if
if(itype.eq.2) then
write(*,*) 'nombre del archivo de alpha 1-D ?'
read(*,*) alfa
open(unit=7,file='alfa')
read(7,*)(s(j),j=1,n)
close(7)
do 35 j=1,n
write(40,*)s(j)
s(j)=1.0*s(j)
35 continue
end if

```

c *Cálculo de valores en la frontera (valores límite).*

```

pi=4.0*atan(1.0)
qmin=vmin*0.05
qmax=vmax*0.05
amax=pi*frec/(qmin*vmin)
amin=pi*frec/(qmax*vmax)
write(*,*) amin
write(*,*) amax

```

c *Inicia ciclo de iteraciones*

```

do 50 k=1,iter
err=0.0
do 55 i=1,m
tc(i)=0.0
dt(i)=0.0

```

```

dsum=0.0
do 60 j=1,n
  tc(i)=(t(i)+s(j))*d(i,j)
  dsum=dsum+d(i,j)*d(i,j)
60  continue
  dt(i)=t(i)-tc(i)
  err=err+dt(i)*dt(i)
  do 65 j=1,n
    ds(i,j)=dt(i)*d(i,j)/dsum
65  continue
55  continue
  err=sqrt(err/float(m))
  ix=k-1
  write(*,*) 'iteración:',ix,' error:',err
  if(err.le.0.0001) then
    write(*,*) 'se alcanzó la precisión deseada'
    write(*,*) 'ciclo de iteraciones interrumpido'
    stop
  end if
  do 80 j=1,n
    sum=0.0
    do 85 i=1,m
      sum=sum+ds(i,j)
85  continue
      delta=sum/float(nn(j))
      s(j)=s(j)+delta
      if(s(j).gt.amax) s(j)=amax
      if(s(j).lt.amin) s(j)=amin
80  continue
  c
  c  limpia arreglo para proxima iteración
  c
  do 90 i=1,m
    do 95 j=1,n
      ds(i,j)=0.0
95  continue
90  continue
  c
  c
  c  proceso de suavizado
  c
  kk=0
  do 100 i=1,nren
    do 105 j=1,ncol
      kk=kk+1
      ss(i,j)=s(kk)
105  continue
100  continue

```

```

call smooth(ss,nren,ncol,nps)
kk=0
do 110 i=1,nren
do 115 j=1,ncol
kk=kk+1
s(kk)=ss(i,j)
vx=1.0*s(kk)
write(40,*)vx
115 continue
110 continue
50 continue
end

c
subroutine smooth(v1,nrow,ncol,nps)
dimension v1(40,40),v2(40,40)
npth=nps
nptv=nps
Ls=npth/2
LI=-LS

c
c Promedio en la direccion horizontal.
c
do 600 i=1,nrow
do 610 j=1,ncol
sum=0.0
cont=0.0
do 620 k=LI,LS,1
J2=J+K
if(J2.GE.1.AND.J2.LE.NCOL) then
sum=sum+v1(i,J2)
cont=cont+1.0
endif
620 continue
V2(i,J)=sum/cont
610 continue
600 continue

c
c Promedio en la direccion vertical.
c
if(nptv.GE.3) then
Ls=nptv/2
LI=-LS
do 630 j=1,ncol
do 640 i=1,nrow
sum=0.0
cont=0.0
do 650 K=LI,LS,1
I2=I+K

```



```
      if(I2.GE.1.AND.I2.LE.nrow) then
        sum=sum+v1(I2,J)
        cont=cont+1.0
      endif
650   continue
      v2(I,J)=(v2(I,J)+sum/cont)/2.0
640   continue
630   continue
      endif
      do 660 i=1,nrow
        do 670 j=1,ncol
          v1(i,j)=v2(i,j)
670       continue
660     continue
      return
      end
```