



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**CALCULO E INTERPRETACION DE
ATRIBUTOS SISMICOS EN LA
GENERACION DE OPORTUNIDADES
EXPLORATORIAS DE UN CUBO SISMICO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

I N G E N I E R O G E O F I S I C O

P R E S E N T A:

HUGO AGUILAR RUIZ



DIRECTOR: ING. HECTOR RICARDO CASTREJON PINEDA

MEXICO,D.F.

DICIEMBRE 2007.



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 esta 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.

... el hombre no es nada sin los dioses, pero los dioses no pueden hacer por el hombre lo que él debe hacer por sí mismo...

-Homero, La Odisea.-

Dedicatoria:

A mi Jose, por enseñarme a navegar por tempestades sin naufragar...

A mi madre, Blanca Ruiz por enseñarme el valor del trabajo...

A mi padre, Luis Aguilar por enseñarme a plasmar los sueños en los lienzos de la vida...

Al amor de mi vida, Lilitana, por ser mi refugio en la adversidad y la sensatez en mis locuras...

A mi pequeño Ulises quien me mostró el camino de regreso a mi Itaca...

A Joaquín Tapia y Eugenia Cruz, mis segundos padres...

A mis sobrinos Luis Ángel, Luciano, Lalo, Damián, Quique y Erick por compartir mis neurosis y deseando de corazón que encuentren en su travesía el manto estelar que me trajo a esta constelación.

A Carlos Miguel y Dulce María por fundir sus corazones en ese crisol llamado amistad...

A Juan Carlos, Javier y Raúl por esos edificantes días en la mesa de ping pong...

A David Jiménez Cruz por ser el más pequeño de mis hermanos...

AGRADECIMIENTOS

A mi director de tesis el Ing. Ricardo Castréjon Pineda por su dedicación y consejos para la elaboración de esta tesis, al Ing. Del Valle Toledo, al Ing. Amador Terrazas, al Ing. Jaime León y al Dr. Sandoval Ochoa, por su apoyo y por las observaciones hechas al presente trabajo de tesis.

Al Dr. Martín Cárdenas Soto por permitirme dar mis primeros pasos en el campo laboral de la Geofísica.

A todos y cada uno de mis profesores de la Facultad de Ingeniería por sembrar la semilla del conocimiento en el campo de mi libertad.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme ser parte de ella.

A mis compañeros de clase y a los compañeros trabajadores de la Facultad de Ingeniería.

A mis hermanos rojos por todos esos viernes llenos de gloria que me dejaban con la frente en alto en cada ocaso.

INDICE

	RESUMEN.....	1
I	INTRODUCCIÓN.....	2
II	CONCEPTOS BÁSICOS.....	5
	2.1 Planificación y Ejecución de un Levantamiento Sísmico 3D.....	7
	2.1.1 Horizontes de Interés.....	7
	2.1.2 Secuencia de Eventos en Adquisición de Datos.....	8
	2.1.3 Consideraciones Especiales de 3D vs. 2D.....	10
	2.1.4 Definición de Términos 3D.....	10
	2.2 Zona de Estudio.....	15
	2.2.1 Formación Gumai.....	18
III	ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	19
	3.1 Traza Compleja.....	19
	3.2 Transformada de Hilbert	21
	3.3 Atributos Instantáneos.....	23
	3.3.1 Amplitud Instantánea.....	24
	3.3.2 Fase Instantánea	26
	3.3.3 Frecuencia Instantánea.....	27
IV	CÁLCULO DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS CON PAQUETE DE CÓMPUTO DE INTERPRETACIÓN.....	30
	4.1 Interpretación Sísmica en Tiempo.....	30
	4.2 Flujo de Trabajo.....	34
V	RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN	36
VI	CONCLUSIONES.....	41
	BIBLIOGRAFÍA.....	43

RESUMEN

El presente trabajo de tesis realiza la interpretación espacial de un horizonte productor dentro de un cubo sísmico, empleando un flujo de trabajo real sugerido dentro de la industria petrolera. Dicho flujo de trabajo se divide básicamente en dos partes, la primera etapa comienza con el análisis de la información sísmica 3D, donde se marcan eventos sísmicos asociados a rasgos geológicos de interés (horizontes, fallas), en la segunda etapa se procede a calcular los atributos sísmicos instantáneos, los cuales están basados en la traza sísmica compleja, y por último se da una interpretación basada en los atributos sísmicos.

El flujo de trabajo descrito en esta tesis y el uso de los atributos sísmicos instantáneos de amplitud, de fase y de frecuencia, no es la única metodología para la caracterización de yacimientos, pero para este caso en particular y con la información que se dispone para este proyecto, el proceso de interpretación dió resultados satisfactorios.

I. Introducción

En los años 20's del siglo pasado se empezó a recurrir al uso de los estudios sísmicos aplicados a la exploración de hidrocarburos, pero se tenía una limitante importante al no contar con herramientas de visualización que permitieran a los interpretes explotar este método al máximo. Fue hasta los años 70's del siglo pasado que con la creación de software apropiado se empezó a revolucionar el uso de los mismos.

En los 80's del siglo pasado Neidell y Koehler aplicaron la transformada de Hilbert para obtener la componente de la energía potencial y así nació el concepto de traza sísmica compleja. Con sus dos componentes, parte cinética y parte potencial, la traza sísmica pudo representarse de manera compleja, tratando la energía cinética como la parte real y la energía potencial como la parte compleja. Al dar a la señal un análisis analítico se pudieron extraer nuevos atributos los llamados instantáneos: amplitud, fase y frecuencia, los cuales fueron obtenidos muestra por muestra en el dominio del tiempo, por ello reciben el nombre de instantáneos.

Los 90's se caracterizaron por grandes cambios tecnológicos dentro del cálculo e interpretación de los atributos sísmicos, dichos cambios los causó el avance informático principalmente, lo cual se vio reflejado en una mejoría en la administración de la información y una mayor eficacia al generar flujos de trabajo para optimizar tiempo y recursos.

Los atributos sísmicos poseen un comportamiento que responden directamente a los cambios en las propiedades físicas del subsuelo. Lo cual justifica el uso de atributos sísmicos para predecir cuantitativamente dichas propiedades petrofísicas. Es por ello que se reconoce su valía dentro de la Geofísica y en especial en la industria petrolera ya que los atributos sísmicos son valores que se obtienen a partir de los datos sísmicos. Por lo tanto, corresponden a una manera diferente de representar la información sísmica.

Dentro de la industria petrolera los atributos sísmicos se emplean para, predecir, caracterizar y monitorear los yacimientos de hidrocarburos.

Aunque existen más de setenta tipos de atributos actualmente los atributos sísmicos se clasifican básicamente en dos:

Los basados en la onda cinética/dinámica y los basados en los rasgos del yacimiento

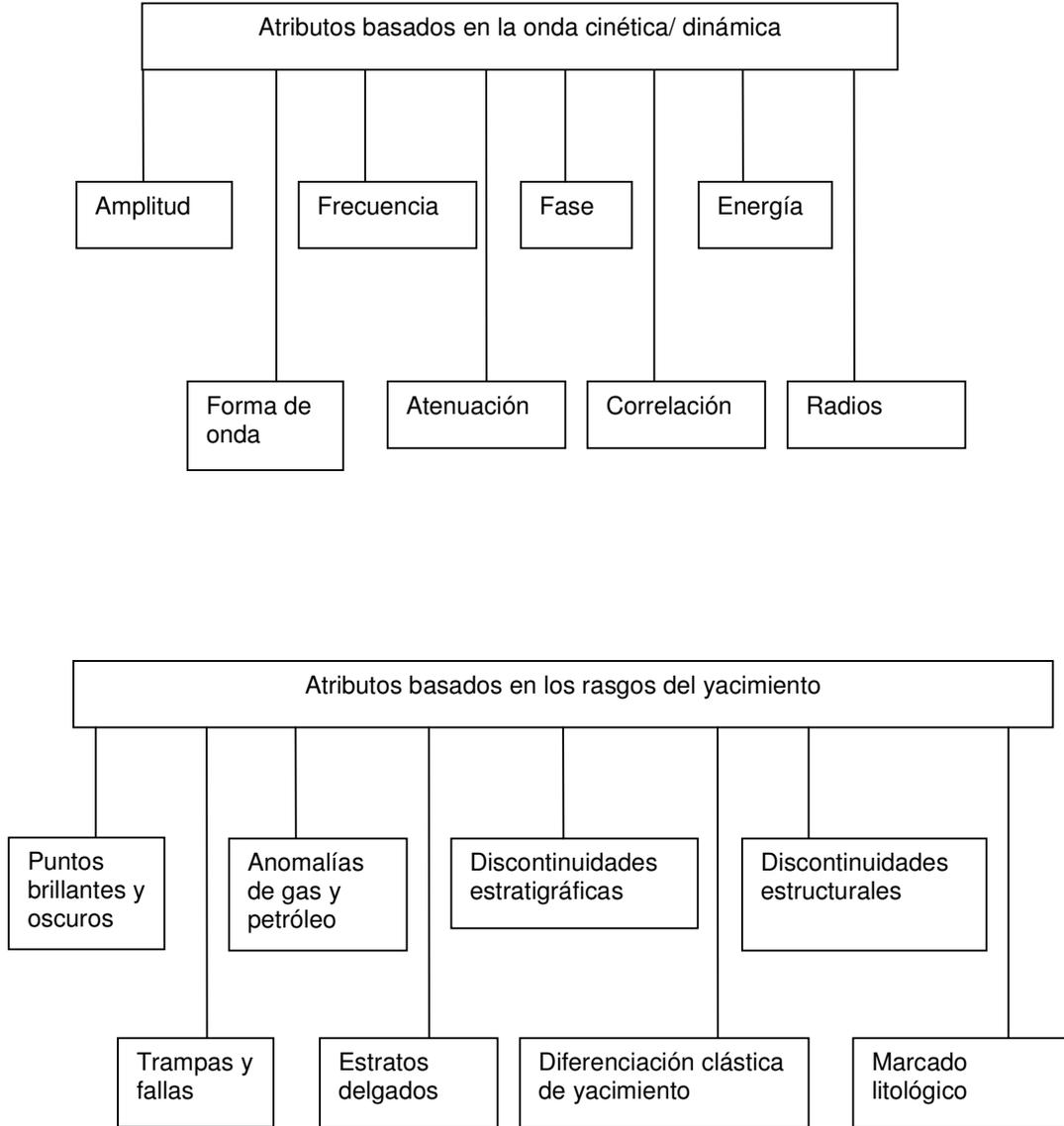


Fig. 1.1 Clasificación de los atributos sísmicos según QUINCY CHEN and STEVE SIDNEY.

Ya que el proceso del cálculo de atributos corresponde al proceso de interpretación dentro de un estudio Geofísico, hay que aclarar que el uso y aplicación del tipo de atributo sísmico a un análisis de caracterización de un

yacimiento petrolero depende básicamente de la litología y del intérprete del yacimiento y en especial a la propiedad que quiera resaltarse.

Actualmente lo que se está buscando a través del cálculo y modelado de los atributos sísmicos es establecer un valor preliminar de los volúmenes de los yacimientos, esto es posible combinando diversos tipos de atributos de amplitud para poder hacer una estimación con un grado de certidumbre aceptable. Se debe recordar que los algoritmos que se emplean para calcular los atributos sísmicos son en base a funciones de variables aleatorias que no dependen de parámetros desconocidos, es decir un estadístico, el cual se sabe que se puede calcular en base a un estimador para tener un operador de máxima verosimilitud y así obtener una estimación dentro de un rango de confianza.

Por ultimo se debe tener en cuenta que para poder desarrollar o aplicar cualquier flujo de trabajo, como el aplicado en la presente tesis se deben tener muy claros los objetivos y tener bien identificado tanto la información como las herramientas empleadas para su análisis, todo ello con el fin de presentar resultados concisos, rápidos y optimizando en mayor manera los recursos.

II. Conceptos Básicos

El trayecto de una señal sísmica puede ser aproximado a través de un rayo. El rayo incidente, el rayo reflejado y la normal al reflector en el punto de incidencia están todos situados en el mismo plano; y el ángulo de reflexión r es igual al ángulo de incidencia i .

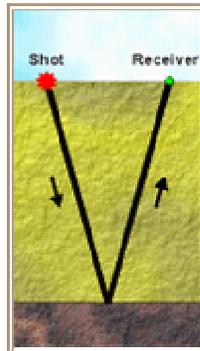


Fig. 2.1 Trayectoria de un rayo incidente y uno reflejado desde la fuente a un geófono.
(Figura tomada de: QUINCY CHEN and STEVE SIDNEY, Western Atlas International Inc., Houston, Texas)

La forma más fácil de construir el rayo incidente y el reflejado desde una fuente a un geófono en la figura 2.1, es construyendo la imagen de la fuente en el reflector, dibujando el rayo desde la imagen de la fuente al geófono y entonces el rayo desde la fuente al punto de reflexión.

Como una regla general, se puede decir que la longitud del tendido (*spread*) podría ser igual a la profundidad del objetivo más profundo de mayor interés. Esta situación es mostrada en la figura 2.2 para el caso de una velocidad constante y la figura 2.3, para el caso de velocidades de capas generalmente incrementándose con profundidad. En el primer caso, el rayo al geófono más lejano tiene un ángulo de incidencia (y reflexión) alrededor de 27° ; en el segundo caso, el ángulo puede ser un poco más grande, pero raramente mayor a 35° . Por consiguiente, el rango importante de ángulos de incidencia, en muchos trabajos de reflexión, es desde 0° (para el geófono más cercano) hasta alrededor de 30° (el geófono más lejano).

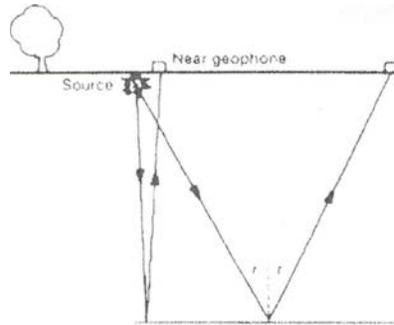


Fig. 2.2 *Offset* máximo igual a la profundidad del objetivo.

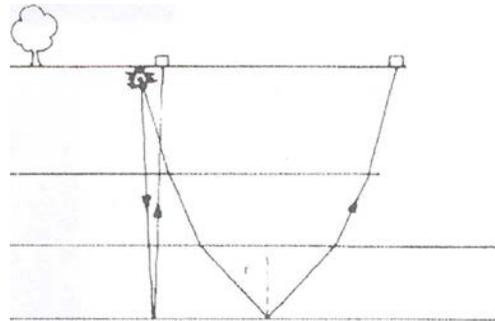
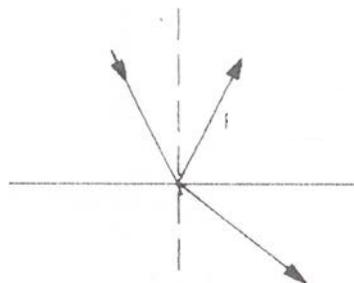


Fig. 2.3 Velocidad variable con respecto a la profundidad.

Implícitamente, en las dos figuras anteriores se asume que, para cada interfase de reflexión, parte de la energía sísmica es reflejada y otra parte es transmitida. Se habla de esto como una partición de la energía en la interfase. El caso más simple es el de una incidencia normal (figura 2.4) para los tres rayos (incidente, reflejado y transmitido), alineados todos a lo largo de la normal. Para grandes ángulos de incidencia, se tiene la situación de la figura siguiente, en la que el rayo reflejado tiene el mismo ángulo que el rayo incidente, pero ahora el rayo transmitido es flexionado por la refracción.

Incidente



Transmitido

Fig. 2.4 Incidencia normal.

2.1 Planificación y Ejecución de un Levantamiento sísmico 3D

2.1.1 Horizontes de Interés

El levantamiento sísmico 3D debe ser diseñado a partir de la principal zona de interés (objetivo primario). Esta zona determinará la economía del proyecto en un mayor grado y por lo tanto debe ser uno de los parámetros que afecten en la selección del levantamiento sísmico 3D. Cobertura, tamaño del bin y rango de offsets son utilizados para el apilamiento, todo lo necesario para ser relacionado al objetivo principal. La dirección del mayor rasgo geológico, tal como fallas o canales, pueden tener influencia en la dirección de las líneas receptoras y de fuentes.

Las zonas secundarias u otros objetivos regionales, pueden tener tanto impacto en el diseño 3D como un pozo. Un objetivo secundario somero, por ejemplo, puede requerir *offsets* muy cortos. Objetivos regionales profundos y consideraciones de migración, pueden estipular que los *offsets* lejanos de un levantamiento sean sustancialmente más grandes que el *offset* máximo para el apilamiento usado en el cálculo de la cobertura en el nivel objetivo, como se muestra en la figura 2.5

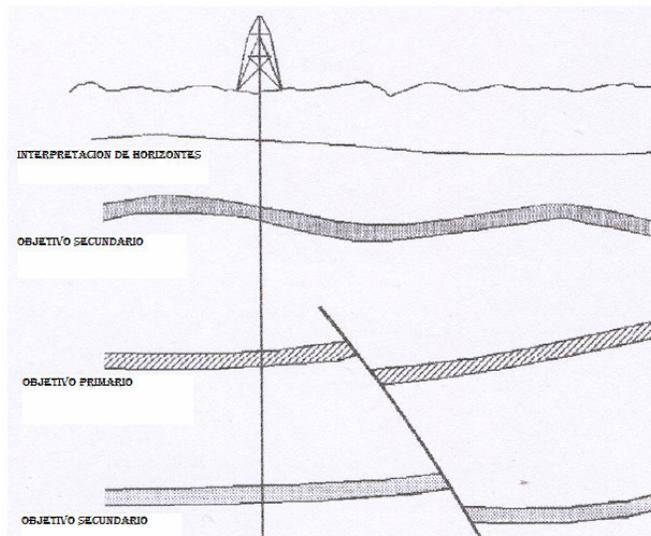


Fig. 2.5 Horizonte de interés.

El diseño de 3D para el objetivo primario, debe mantener en mente las zonas secundarias por encima y por debajo y algunos marcadores que se pueden necesitar para el cartografiado.

2.1.2 Secuencia de Eventos en Adquisición de Datos

Una vez que se ha decidido realizar una campaña de adquisición de datos sísmicos, independientemente de que sean 2D o 3D, es necesario pasar a través de una serie de etapas, desde la realización de un *scouting* del área en donde se realizará el levantamiento, pasando por la obtención de los permisos a que haya lugar (bien sea ambientales, con la Secretaría de Energía, Semarnat, etc.) hasta la realización del proceso de licitación del trabajo y luego la grabación de los datos como tal.

Un *scouting* al área donde se realizará el 3D, provee la información necesaria para el diseño del 3D. Por ejemplo, se podría decidir si realizar el estudio utilizando como fuente de energía camiones vibradores o explosivos, dependiendo de lo complicado que sea la zona topográficamente hablando. Incluso hacer pruebas de perforación, etc. El diseño del 3D se realiza manteniendo todos los parámetros técnicos en mente.

Para la obtención de los permisos necesarios, se debe establecer un estrecho contacto con los organismos gubernamentales para asegurar la operación. Es necesario verificar si la zona tiene algún tipo de protección especial por parte de alguna Secretaría, si tiene autorización de afectación de recursos y cumplir con todos los requisitos exigidos por la ley para la obtención de los permisos ambientales.

Es necesario tomar en cuenta requerimientos y costos de otros proyectos realizados en la zona tales como deforestación, daños, etc.

Preguntas críticas tales como “¿hay cuadrillas experimentadas en 3D?”, necesitan ser respondidas y tempranamente. Igualmente es necesario verificar que las cuadrillas disponen de los equipos y personal necesarios para la ejecución del levantamiento, según las especificaciones del que contrata el servicio.

Meses antes de este proceso, se ha tramitado la obtención de permisos a propietarios de terrenos que están dentro del área en la que se hará la

adquisición. En el caso de cualquier compañía, este trabajo lo realiza el departamento de Gestoría. Este aspecto es de gran importancia en este trabajo, ya que en algunos casos, puede condicionar la ejecución del levantamiento.

En la siguiente figura puede verse de manera resumida, cada una de las etapas que se deben llevar a cabo antes y hasta el momento de la ejecución del levantamiento sísmico.

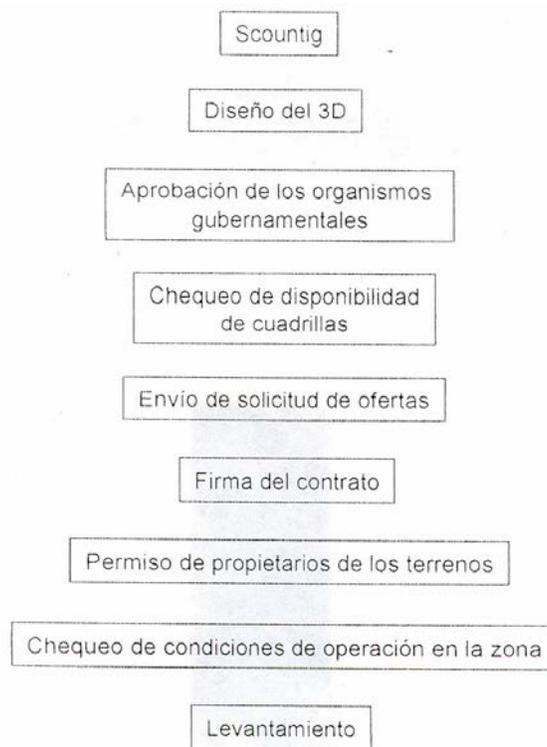


Fig. 2.6 Etapas previas a la ejecución de un levantamiento sísmico.

2.1.3 Consideraciones Especiales de 3D vs. 2D

Es necesario especificar los objetivos de un levantamiento 3D en forma más precisa que para un levantamiento 2D, debido a que los parámetros de adquisición son mucho más difíciles de cambiar en la mitad del programa

Con un levantamiento sísmico 3D (como opuesto al 2D) hay que cortar muchas más líneas en áreas forestales. Esto hace más difícil la obtención de permisos requeridos. En este tipo de levantamiento 3D, el equipo permanece mucho más tiempo que en un 2D. Esto expondrá el equipo a posibles daños.

Finalmente, las fuentes y los receptores son colocados sobre un área y la grabación tiene una componente azimutal que no está presente en un 2D. Es necesario destacar que las contribuciones de diferentes azimut son usualmente deseables. Si algún evento fuera del plano existe en 2D, por lo general es difícil determinar la dirección de su causa. La migración 3D tiene una mejor oportunidad de posicionar tales anomalías.

2.1.4 Definición de Términos 3D

Línea Fuente: es una vía a lo largo de la cual los puntos fuente son colocados de manera regular. La separación de fuentes en éstas líneas es por lo general igual a 2 veces la dimensión del bin en la dirección *crossline*. Esto asegura que los puntos medios (*midpoints*) asociados con cada fuente, caerán exactamente en un *midpoint*, fuera de aquellos asociados con la fuente previa de la línea.

Línea Receptora: Es un línea en el cual son colocados los receptores (geófonos) a intervalos regulares, que están usualmente separados dos veces la dimensión *inline* del CMP bin. Los cables de grabación de campo son colocados a lo largo de estas líneas y los geófonos son fijados de ser necesario, esto varía de acuerdo a las condiciones del terreno.

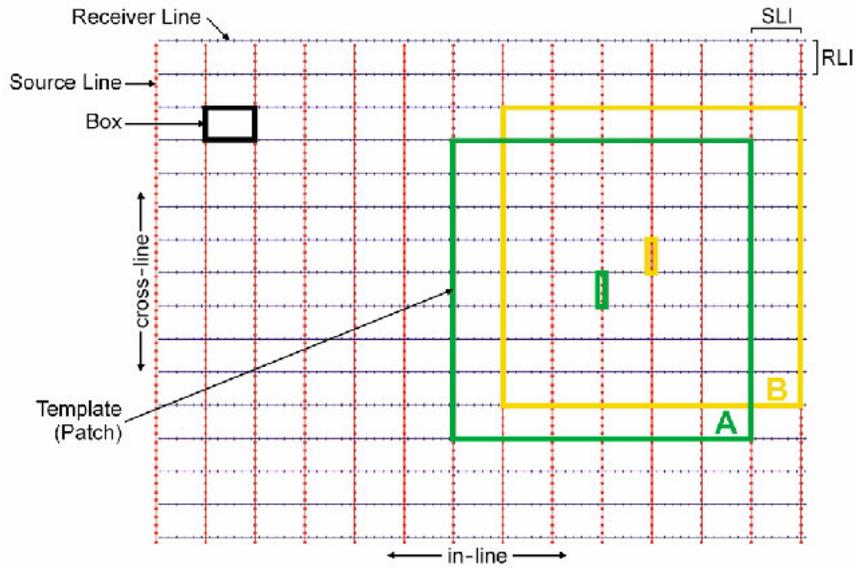


Fig. 2.7 Términos utilizados en un estudio 3D.

Dirección Inline: Paralelo a las líneas receptoras.

Dirección cross-line: Perpendicular a las líneas receptoras.

Box: En levantamientos 3D de líneas rectas, este nombre aplica al área comprendida por dos líneas fuentes adyacentes y dos líneas receptoras adyacentes. Por lo general representa el área más pequeña de un 3D que contiene las estadísticas completas de un levantamiento.

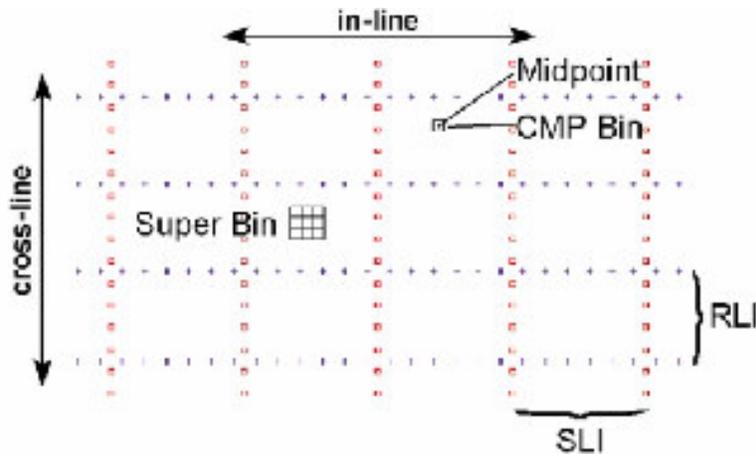


Fig. 2.8 Términos relacionados con el bin en un Estudio 3D.

Patch: Esto se refiere a todas las estaciones vivas para una fuente en un levantamiento 3D. Esto usualmente forma un rectángulo de varias líneas receptoras paralelas. El patch se mueve alrededor del levantamiento hasta ocupar las diferentes posiciones del *template* (figura 2.9).

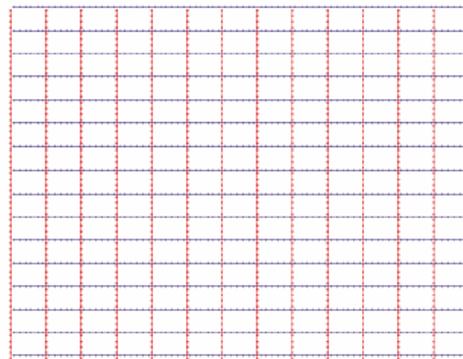


Fig. 2.9. Definición de *Patch*.

Template: Es una combinación de un *patch* particular de receptores dentro del cual es grabado un número de fuentes. Estos puntos fuente pueden estar dentro o fuera del patch.

$$\text{Template} = \text{patch} + \text{puntos fuente asociados}$$

Swath: Define el conjunto de templates que se grabarían en la dirección *inline* en un levantamiento sísmico 3D.

Zipper: Es el conjunto de 2 *swaths*.

Midpoint: Es un punto localizado exactamente en la mitad del camino entre un fuente y un receptor. Si un *patch* de receptores de 1920 canales, como el caso de este estudio, es colocado cada fuente generará 1920 *midpoints*.

CMP Bin: Es un área rectangular pequeña en la cual todos los *midpoints* que están situados dentro de ésta, también llamada solamente bin, son asumidos como pertenecientes al mismo CMP. En otras palabras, todas las trazas que están situadas en el mismo bin, serán sumadas al CMP y por consiguiente contribuirán a la cobertura (fold).

Súper Bin: Este nombre aplica a un grupo de *CMP bins* vecinos. Estos son usados para la determinación de velocidades, soluciones de estáticas residuales, atenuación de múltiples y algunos algoritmos de atenuación de ruido.

Fold o cobertura: Es el número de *midpoints* que están siendo sumados a u *CMP bin*. Aunque usualmente se da un número promedio de cobertura para algún levantamiento.

Relación señal / ruido: la relación de la energía de la señal sobre la energía del ruido. Usualmente se abrevia S/N.

Densidad de la fuente: Es el número de puntos fuente por unidad de área.

Apertura de migración: La calidad de las imágenes logradas por la migración 3D es la más importante ventaja de un 3D vs 2D. La apertura de la migración es el ancho del área margen que es necesario agregar para que el levantamiento 3D permita una migración apropiada de algún evento buzante. El ancho de esto no tiene por que ser igual en todos los lados del levantamiento (figura 2.10).

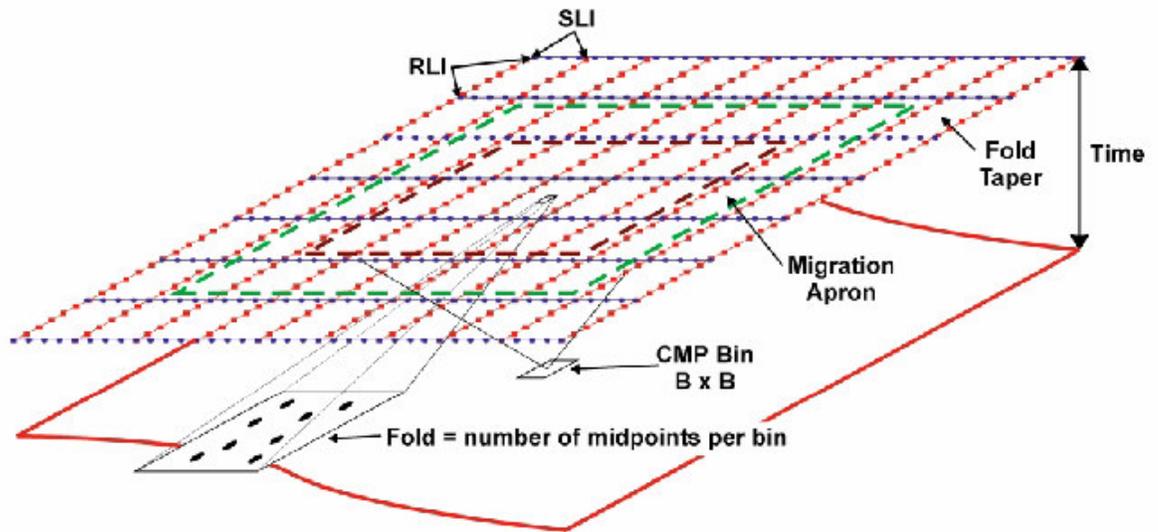


Fig. 2.10 Fold ó Cobertura y Apertura de la Migración.

Fold Taper: Es la superficie adicional que se necesita para la acumulación de full cobertura. Muchas veces hay varias superposiciones entre el fold taper y la apertura de migración, debido a que uno puede tolerar un fold algo reducido en los bordes externos de la apertura de la migración (figura 2.11).

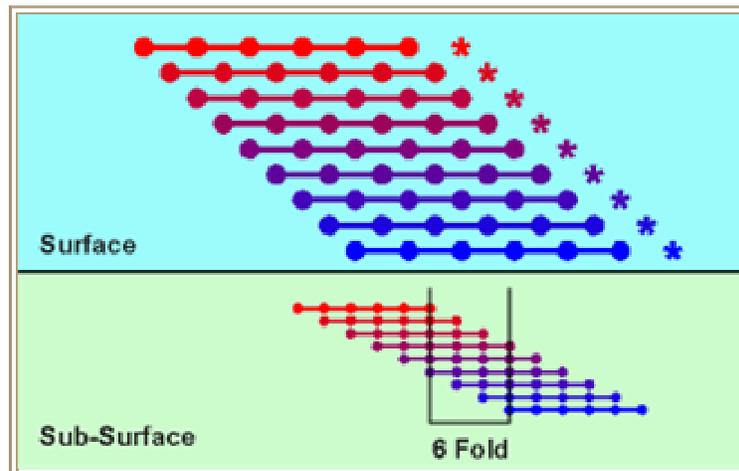


Fig 2.11 *Fold taper.*

2.2 Zona de Estudio

Indonesia (nombre oficial, República de Indonesia) es una república insular del sureste de Asia, que engloba la mayor parte del archipiélago Malayo y todas las antiguas Indias Holandesas. El país está formado por 13,677 islas, de las cuales casi la mitad están habitadas y se extiende sobre el mar a lo largo de 5,150 km, en la región del ecuador. La República comparte la isla de Borneo con Malasia y Brunei Darussalam. También comparte la isla de Nueva Guinea: la sección occidental, conocida con el nombre de Papúa (Irian Jaya), se haya bajo el gobierno de Indonesia y la parte oriental bajo el de Papúa-Nueva Guinea. Las fronteras marítimas de Indonesia son el mar de la China meridional, el mar de Célebes y el océano Pacífico al norte, y el océano Índico al sur y al oeste. El país posee una superficie de 1,904,443 km². La capital y la mayor ciudad de Indonesia es Yakarta.

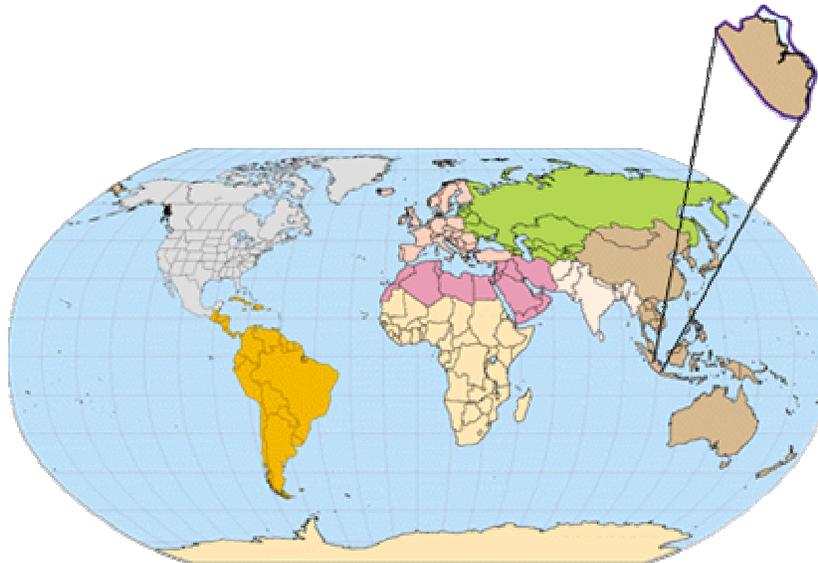


Fig. 2.12 Ubicación geográfica de Indonesia.

La zona de estudio se encuentra ubicada al sur de Sumatra, en la cuenca denominada provincia 3828, la cual está constituida por sedimentos Terciarios principalmente.

Se encuentra ubicada en la posición 60 en reservas de hidrocarburos (según Klett Etal., 1997-2000 EE.UU.) con un estimado de 4.3 mil millones de barriles de petróleo.

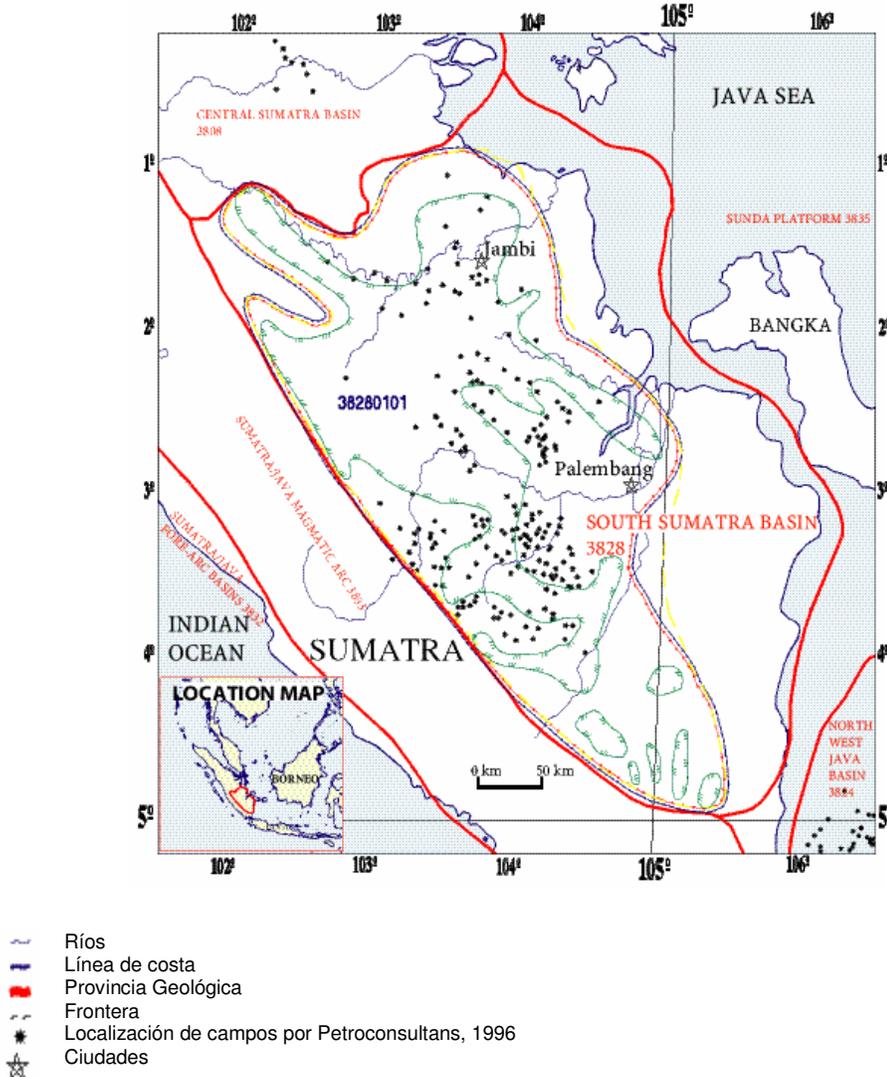
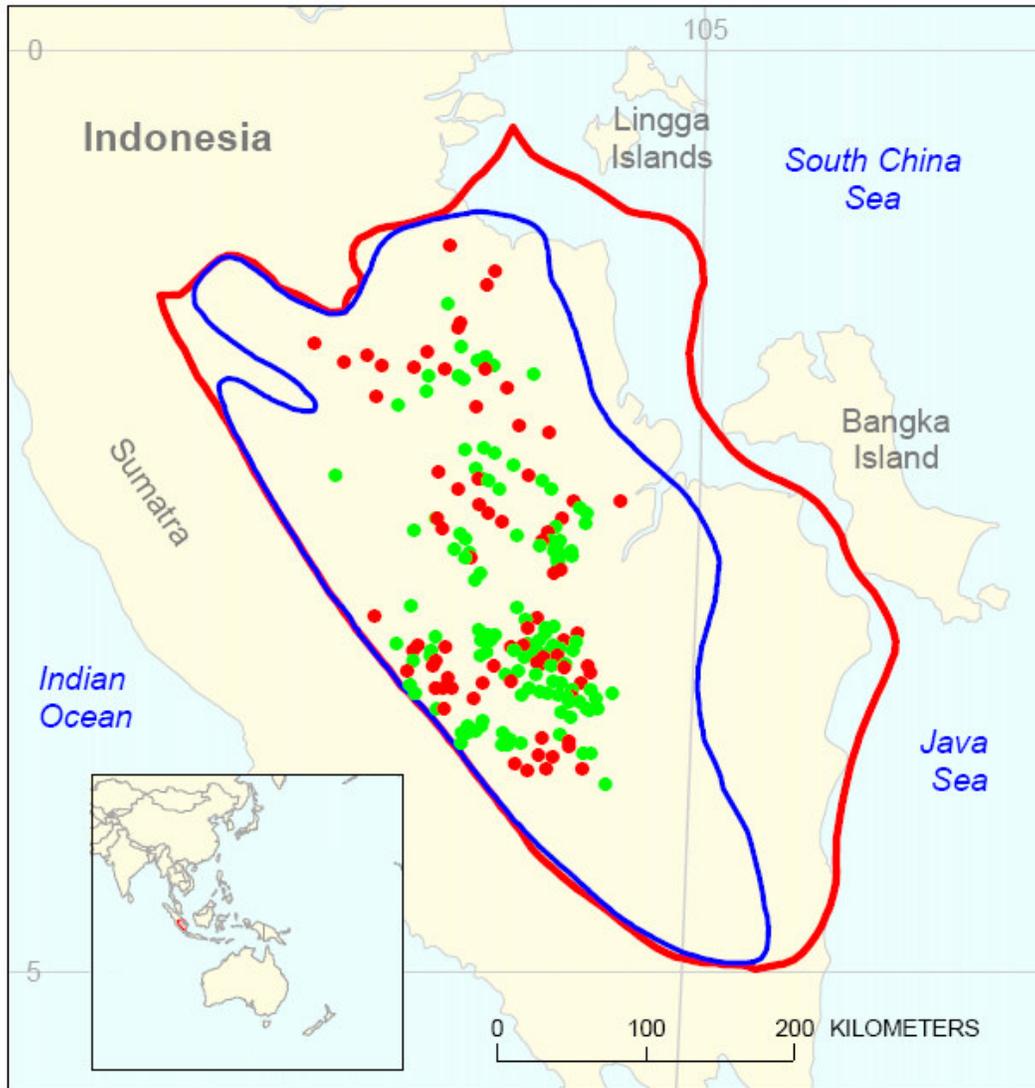


Fig. 2.13 Descripción de la cuenca sur de Sumatra.

El único sistema petrolero que fue identificado (382801) (Fig. 1) son:
Lahat/Talang Akar-Cenoico; está compuesto por la parte de Lathat, por arcilla lacustre, Talang Akar por sedimentos lacustre como fuente y por clastos Cenozoicos y carbonatos como trampa y sello.



-  Lahat/Talang Akar-Cenozoico, Sistema petrolero 382801
-  Provincia geológica sur de Sumatra 3828

Fig. 2.14 Sistema petrolero.

2.2.1 Formación Gumai

Durante el Oligoceno y el Mioceno Inferior la formación Gumai es conocida como la formación Telisa. Este periodo es importante para el desarrollo de esta tesis, pues es el tiempo que se empleo para generarse cuentas tipo rift, las cuales tienen una gran relevancia en la industria petrolera por ser el producto de cambios laterales en la litología o en la calidad del almacén, lo cual puede ser objeto de estudio para localizaciones de producción de hidrocarburos.

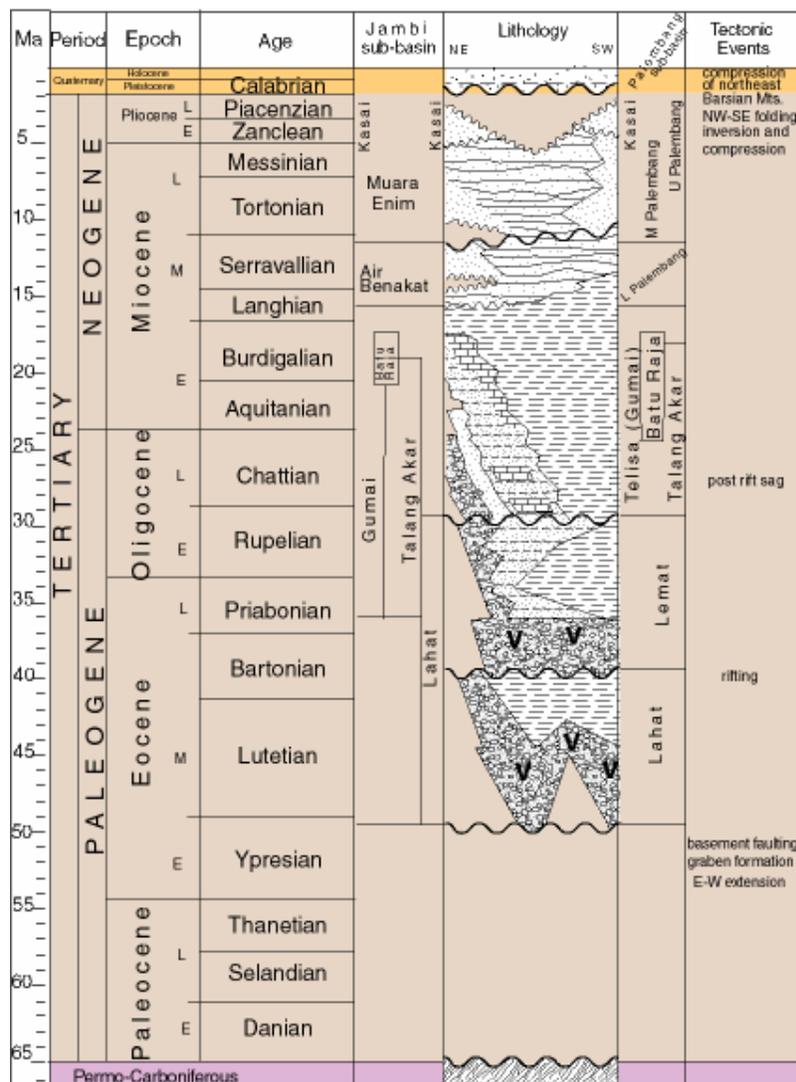


Fig. 2.15 Columna estratigráfica de la cuenca sur de Sumatra.

III. Atributos Sísmicos

Ahora que ya se tiene una idea general de lo que se hace en prospección sísmica y de lo que es la traza sísmica, se puede identificar estructuras en el subsuelo, es decir, discordancias, secuencias de capas, etc., con base en las amplitudes y longitudes de onda de las trazas en una imagen sísmica. Sin embargo, existen más herramientas para la identificación de estructuras, tal es el caso de los atributos sísmicos que parten del concepto de la traza compleja o señal analítica y de los procesos que la calculan.

3.1 Traza Compleja

La traza sísmica registrada es la representación de la señal discreta medida en campo. Las amplitudes que contiene, representan, de manera cualitativa, los coeficientes de reflexión que tiene una capa con respecto a otra, sin excluir el proceso de ganancia que se le hace a la traza. Sin embargo, la energía que es registrada proporciona sólo la parte cinética de la energía total generada por la fuente sísmica. Para poder describir un evento sísmico en su totalidad, es necesario encontrar la señal con las amplitudes que representan la parte potencial. Es por eso que, se explica el concepto de traza compleja (Barnes, 1998), como un traza de dos componentes, real e imaginaria. El proceso de encontrar la parte imaginaria o potencial de la señal, nace cuando se quiere describir la traza sísmica como una función seno y se logra resolviéndolo con análisis de Fourier.

La representación de la traza en serie de Fourier es

$$f(t) = \sum_{n=0}^{\infty} \alpha_n' \cos(nt) + \sum_{n=0}^{\infty} b_n' \text{sen}(nt)$$

$$f(t) = \frac{1}{2} a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(nt) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \text{sen}(nt)$$

$$a_0 = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(nt) dt$$

$$a_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(nt) \cos(nt) dt$$

$$b_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} f(nt) \text{sen}(nt) dt$$

El análisis de traza compleja (Taner, et al 1979) trata una traza sísmica $f(t)$ como la parte real de una señal analítica o traza compleja $F(t)$, donde

$$F(t) = f(t) + if^*(t) \dots\dots\dots \text{ec. 3.1}$$

La parte imaginaria $if^*(t)$ o cuadratura, que representa la energía potencial, tiene que calcularse y la única manera posible de determinarla, por medio de $f(t)$ es si $f(t)$ es linealmente convolucionada y si se trata a $f^*(t)$ como una señal girada 90 grados alrededor del eje t, al representar a $f(t)$ como una función sinusoidal

$$f(t) + A \cos(\omega t + \theta) \dots\dots\dots \text{ec. 3.2}$$

esto es que,

$$f^*(t) + A \sin(\omega t + \theta) \dots\dots\dots \text{ec. 3.3}$$

Para $\omega > 0$ y todos los valores reales de A y θ . Esto permite determinar $f^*(t)$ para cualquier $f(t)$ que puede ser representada como una serie o integral de Fourier.

Normalmente, para explicar de mejor manera, se usa la forma polar de la traza compleja, por lo cual queda definida por,

$$F(t) + A(t)e^{i\theta(t)} \dots\dots\dots\text{ec. 3.4}$$

Esta representación de la traza permite evaluar las características de la amplitud $A(t)$ y la fase $\theta(t)$ muestra a muestra, o sea, a cada instante.

La manera más común en que se calcula la $f^*(t)$ es por medio de la transformada de Hilbert, proceso que se explica en el siguiente apartado.

3.2 Transformada de Hilbert

La transformada de Hilbert permite extraer la parte imaginaria de la traza compleja usando la parte real. La parte imaginaria es calculada de la parte real usando convolución lineal. Si $f(t)$ es periódica, sin singularidades en $t = 0$ y si usando convolución lineal. Si $f(t) = 0$ cuando $t < 0$, entonces el par de transformadas de Hilbert de una función $f(t)$ está definida por

$$g(\tau) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{f(t)}{\tau - t} dt \dots\dots\dots\text{ecs. 3.5 y 3.6}$$

$$f(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{g(\tau)}{\tau - t} d\tau,$$

o bien:

$$g(\tau) = H[f(t)], \dots\dots\dots\text{ecs. 3.7 y 3.8}$$

$$f(t) = H^{-1}[g(\tau)].$$

La transformada directa de Hilbert representa la convolución de $f(t)$ con $1/\pi$. Por lo tanto y a través del teorema de convolución, es posible escribir la relación entre la transformada de Fourier y la transformada de Hilbert:

$$F[g(\tau)] = -i \operatorname{sgn}(w) F[f(t)] = HF[f(t)] \dots \dots \dots \text{ec. 3.9}$$

donde

$$\operatorname{sgn}(w) = \frac{w}{|w|} = \begin{cases} +1 & \text{para } w > 0 \\ 0 & \text{para } w = 0 \\ -1 & \text{para } w < 0 \end{cases}$$

y

$$H = -i \operatorname{sgn}(w)$$

donde $i = \sqrt{-1}$.

Así, H es el operador de la transformada de Hilbert en el dominio de la frecuencia, y $\operatorname{sgn}(w)$ es la función signo.

La obtención de la parte imaginaria de la traza compleja es muy importante ya que de ahí se obtendrán los elementos que representan y describen mejor la litología y las estructuras del subsuelo. Tales elementos son los atributos sísmicos propiamente dichos, que son tratados en el siguiente apartado.

3.3 Atributos Instantáneos

Los atributos sísmicos son derivados de medidas básicas realizadas sobre la ondícula sísmica, es decir se puede desplegar la información de cada una de éstas medidas por separado. Dicha información básica es amplitud, frecuencia y fase de la ondícula, que extraídas de la información sísmica, resultan los atributos instantáneos. Al denominar a los atributos sísmicos instantáneos, se quiere enfatiza que esos han sido calculados muestra por muestra en el dominio del tiempo, es decir, a cada instante.

Ninguna nueva información fundamental es creada por el manejo de éstos elementos, sin embargo, se pueden identificar aspectos asociados a la Geología que han sido enmascarados en la sección sísmica convencional. De manera general, se puede decir que los atributos derivados de tiempo proveen información estructural, los de amplitud proveen información de la estratigrafía y del yacimiento, y los de frecuencia proveen información importante para la caracterización de yacimientos. Sin embargo, muchas de estas relaciones son meramente indicativas y la calibración con las observaciones de los pozos es necesaria para dar una conclusión firme. La interpretación a partir de los atributos sísmicos ha sido manejada de manera cualitativa.

El tratamiento de los atributos sísmicos principales se aplica tanto a la imagen sísmica apilada como preapilada. En estos métodos, existe un principio físico relativo a las rocas para anticipar las relaciones que se han encontrado. Por ejemplo, el efecto de la resonancia de frecuencias dominantes (*tuning*) es responsable de la relación entre amplitud de la traza sísmica y el espesor de capas delgadas. A continuación se describen los tres principales atributos, los atributos instantáneos: amplitud instantánea, fase instantánea y frecuencia instantánea.

3.3.1 Amplitud Instantánea

La amplitud instantánea, también llamada amplitud envolvente (*reflection strength*), es una descripción de la forma de la ondícula y corresponde a la muestra de la envolvente total de energía en un instante dado a lo largo de la traza sísmica. Está dada por,

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + f^{*2}(t)} = |F(t)| \dots\dots\dots \text{ec 3.10}$$

Como la traza sísmica $f(t)$ es una señal discreta y la $f^*(t)$ también, se puede decir que igualmente la amplitud instantánea. Se calcula este atributo a cada instante en el tiempo, obteniéndose así, una matriz de valores de $A(t)$ para cada CDP en una línea de registro sísmico. Al final, superponiendo las líneas sísmicas con las matrices de valores $A(t)$, se tiene un volumen de datos de amplitud instantánea.

La amplitud envolvente es independiente de la fase. Puede tener su máximo en cualquier punto que no sea una creta o valle de la traza real, especialmente donde un evento es el conjunto de varias reflexiones. Es decir, el máximo de la envolvente asociada a un reflejo puede ser diferente a la amplitud del mayor valle o la mayor creta.

Desde 1960 se ha sabido que la amplitud de reflexión es sensible al espesor de las capas delgadas. En los años 70's, se descubrió que los puntos brillantes proporcionaban una posible presencia de arenas con gas. Actualmente, los valores altos en amplitud instantánea están comúnmente asociados con cambios litológicos mayores entre capas de roca adyacentes, como son discordancias y fronteras asociadas a cambios agudos en las secuencias o ambientes de depósito; están también asociadas con acumulaciones de gas.

Las variaciones laterales del espesor de las capas cambian la interferencia de las reflexiones; estos cambios usualmente ocurren sobre distancias apreciables y por lo tanto producen cambios laterales graduales en la envolvente. Los cambios agudos locales pueden indicar acumulación de hidrocarburos donde las condiciones de entrapamiento son favorables. Las acumulaciones de hidrocarburos, especialmente gas, se pueden mostrar como reflexiones de gran amplitud o como puntos brillantes. Sin embargo, las acumulaciones de gas no siempre producen puntos brillantes y los puntos brillantes no siempre representan zonas de interés económico.

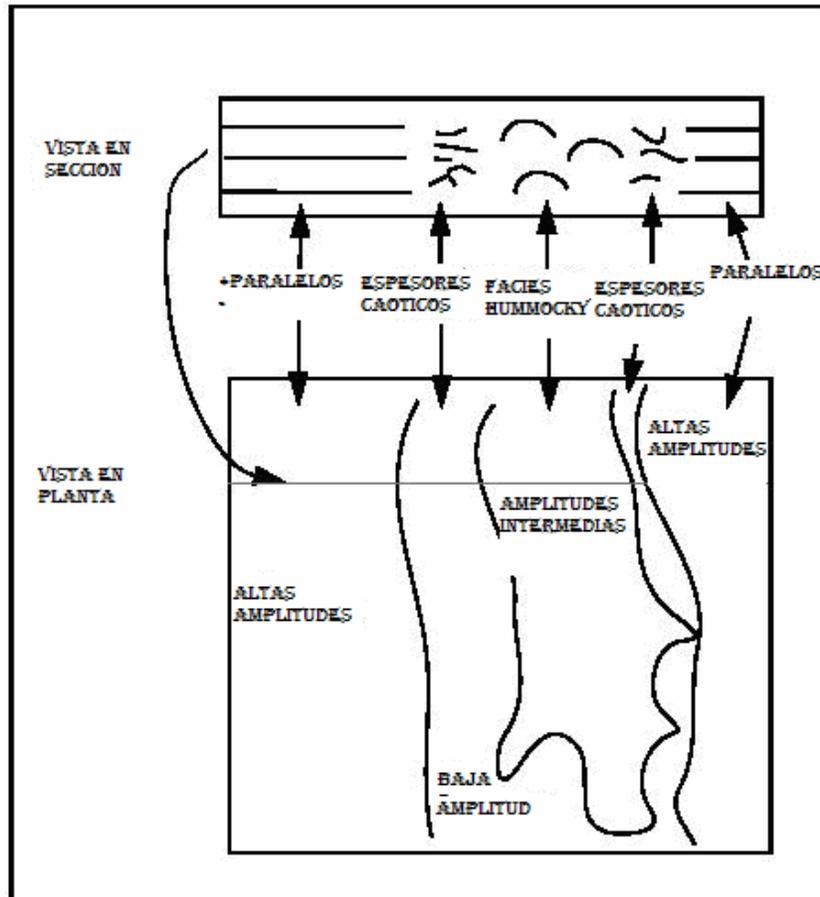


Figura 3.1 Amplitudes correspondientes a diferentes eventos geológicos.

En este estudio, se usó la escala -20,0 dB, donde dB está en escala logarítmica. Ésta escala es más conveniente para desplegar un rango mayor de amplitudes y delineación de anomalías de amplitudes. Usualmente las relaciones de intensidad, potencia o, como en este caso energía, se expresan en decibeles (dB); su valor en dB es $10 \log$ de la relación de energía. Debido a que ésta varía con el cuadrado de la amplitud, dB está mejor expresado como $20 \log$ de la relación de amplitud. (Sheriff y Geldart, 1991).

3.3.2 Fase Instantánea

La fase instantánea, definida por,

$$\theta(t) = \tan^{-1} \left[\frac{f^*(t)}{f(t)} \right] \dots\dots\dots \text{ec. 3.11}$$

enfatisa la continuidad de eventos. El rango de valores va desde -180 a 180 grados. La fase instantánea es un valor asociado con un punto en tiempo y por eso es un poco diferente a la fase en función de la frecuencia, como la que resulta de la transformada de Fourier.

El cálculo de éste atributo es sencillo, debido a que es instantáneo. Similarmente a la amplitud instantánea, la resultante $\theta(t)$, es una señal discreta con dominio en el tiempo para cada CDP en cada línea sísmica, es decir, se tiene un cubo con valores de fase instantánea.

Las imágenes sísmicas de fase contra tiempo, ayudan a mostrar rasgos estructurales como discontinuidades, fallas, y discordancias, ya que es estas imágenes, destaca la continuidad de los eventos sedimentarios asignados a los reflectores sísmicos.

La importancia de la fase instantánea está en la facilidad con que se pueden identificar las fronteras de secuencia sísmica, es decir, los patrones de depósito de capas y la geometría que muestran después de algún evento geológico y otros, llámense plegamiento, erosión, o como el levantamiento de un domo salino.

Para desplegar la información de fase como imagen sísmica se usa una escala de colores cíclica donde el valor para 180 grados es el mismo que para -180, -360, etc.

3.3.3 Frecuencia Instantánea

La frecuencia instantánea depende de los valores de fase, ya que está definida por,

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \omega(t) \dots\dots\dots \text{ec. 3.12}$$

que es un valor asociado con un punto en el tiempo, como la fase instantánea. La señal analítica puede ser descrita como una amplitud $A(t)$ girada alrededor del eje del tiempo, por lo que la frecuencia instantánea se considera el rango angular de rotación $\omega(t)$.

La mayoría de los eventos de reflexión son el conjunto de reflexiones individuales provenientes de un número de reflectores separados por una distancia mínima que se mantienen constantes en contraste y separación de sus impedancias acústicas. La superposición de reflexiones individuales puede producir un patrón de frecuencias que es característico de este tipo de conjunto de capas, además en algunas ocasiones es una buena herramienta de correlación. La variación del conjunto de capas será gradual y de acuerdo al cambio de espesores y litología de toda la secuencia. En los lugares donde se acuñan las capas y donde se acumulan los hidrocarburos, las frecuencias tienden a tener cambios abruptos en su valor. Es por eso que a cambios rápidos de frecuencia en las secciones sísmicas se le asocia la posibilidad de hidrocarburos. (Taner, 2001).

La ocurrencia del cambio a bajas frecuencias se ha observado en imágenes con reflexiones de estratos debajo de arena con gas, en zonas con gas condensado y en yacimientos de petróleo. Al cambio a bajas frecuencias se le llama sombra de bajas frecuencias, y se le conoce así porque ocurren solamente debajo de zonas petrolíferas (zonas que tienen una reflexión bien definida). Esta observación es empírica y no se conoce el mecanismo influyente. Se han propuesto 2 explicaciones, una menciona el hecho de que el gas filtra las altas frecuencias gracias a una absorción dependiente de la

frecuencia o resonancia natural; y otra que el tiempo de viaje de onda a través de una arena con gas aumenta por la baja velocidad y esto ocasiona que las reflexiones de los estratos inferiores no son sumadas apropiadamente. Estas explicaciones no son del todo aceptadas ya que provienen de observaciones. Además se ha observado que las sombras de baja frecuencia se presentan también en rocas fracturadas.

En sismología de exploración, generalmente el intervalo de frecuencias registradas con energía apreciable es de cerca de 2 a 120 Hz, mientras que las frecuencias dominantes están en un intervalo más estrecho de 10 a 50 Hz.

En resumen se puede decir que los atributos pueden ayudar a mostrar la petrofísica que subyace la superficie, como se muestra en la tabla 3.1.

Atributos Instantáneos	Petrofísica
Amplitud	Morfología, contraste de litología, continuidad de eventos, espaciamiento entre capas, porosidad de capa
Frecuencia	Espesor de capas, contenido de fluido
Fase	Continuidad de eventos, textura estratigráfica.

Tabla 3.1 Petrofísica que describen los atributos sísmicos.

Con los elementos que se han descrito aquí, se analiza más adelante un campo petrolero donde se observan los datos de sísmica convencional ya procesados y se comparan con la sísmica basada en la traza compleja. Se identifican algunos elementos estructurales y litológicos, y se da una posible localización de una nueva zona para seguir evaluando con estudios posteriores.

IV. Cálculo de los Atributos Sísmicos con Paquete de Cómputo de Interpretación

4.1 Interpretación Sísmica en Tiempo

Los sismogramas contienen muchas variaciones en la señal, generadas por una infinidad de elementos. Muchas de estas irregularidades de la señal sísmica ayudan a encontrar, por ejemplo yacimientos de petróleo y gas. Dentro de estas anomalías se encuentran las interferencias constructivas y destructivas, las zonas brillantes (*bright spot*) y las zonas planas (*flat spot*).

La interferencia constructiva (*tuning*) es la resonancia de frecuencias dominantes que ocasionan 2 reflectores cuando están muy cerca uno del otro (figura 4.1). Gracias a éste efecto, los lóbulos laterales de las ondículas se suman, o sea las crestas y valles aumentan de amplitud. Éste fenómeno ocasiona que se interpreten dos horizontes o superficies reflectoras como una sola. Estructuralmente, se puede mostrar como acuñamiento de dos reflectores en una imagen sísmica y significaría una condición para proponer en esta localidad una posible trampa de hidrocarburos.

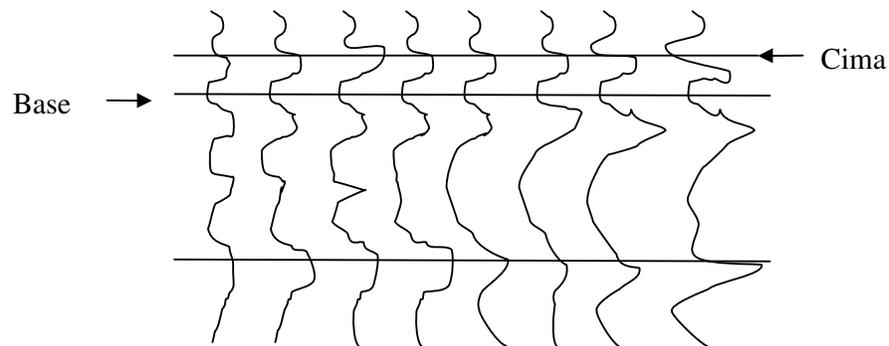


Figura 4.1 Interferencia Constructiva.

El incremento máximo de amplitud se presenta cuando los 2 reflectores están separados a una distancia de un cuarto de la longitud de onda de la ondícula $\lambda/4$, reflejándose en una ganancia de 22% en la amplitud verdadera tanto de la cima como de la base que conforman los límites de la capa. Cuando es

posible interpretar toda la zona del yacimiento es un reflector afectado por esta interferencia, se puede calcular el área ocupada por el yacimiento, considerando de un 15% a un 20% adicional debido a que los espesores verdaderos son ocultados por la interferencia constructiva.

La interferencia destructiva se presenta de igual manera que la constructiva, cuando los reflectores se encuentran muy cerca uno del otro, sin embargo ocasiona un efecto contrario. En éste caso en lugar de tener un efecto anómalo positivo para ambos reflectores, se tiene un efecto negativo en la amplitud de uno y positivo en la del otro, es decir, se restan, anulando su efecto. De éste modo, pueden llegar a cancelarse las amplitudes entre dos reflectores cercanos y aparentar que no existe cambio de material en esa zona.

Otra limitante para el estudio de las capas del subsuelo es la resolución vertical. El límite de resolución vertical $\lambda/4$, se relaciona con la capa más delgada, que puede ser inferida de los datos de reflexiones entre cima y base, dado a que la longitud de onda depende de la velocidad y la frecuencia.

$$\lambda = \frac{\vec{V}}{f}$$

Conforme la onda viaja a profundidad, se va dando el fenómeno de absorción, es decir, una forma de pérdida de energía; también la velocidad aumenta y las frecuencias bajas predominan, entonces la longitud de onda aumenta considerablemente haciendo más complicado distinguir cuerpos de dimensiones muy pequeñas.

En una sección de reflexión sísmica apilada podemos tener, entre otras, las siguientes anomalías: punto brillante y zona plana. El punto brillante indica un contraste muy fuerte entre capas de diferente impedancia acústica, como es el caso de una roca compacta o sello y una roca con gas, y se distingue porque el periodo de la señal aumenta. El caso especial entre capas de gran espesor que contienen diferentes fluidos recibe el nombre de zona plana, ya que comúnmente suele ser horizontal.

Durante el análisis de las secciones sísmicas, comparativamente en éstas, se obtienen mejores resultados al ser desplegadas en intensidad de amplitudes usando escalas de colores, que por medio del modo de representación de amplitudes usan ondículas. El análisis sísmico por medio de ondículas puede ayudar a definir estructuras desde un punto de vista regional, pero para un trabajo a detalle no es lo más adecuado. La diferencia está, en que en la forma de ondículas se muestran gráficamente las amplitudes, mientras que en intensidades se usa la apreciación de tonos (figura 4.2), además que para amplificar la resolución de las imágenes los datos son interpolados. En éste trabajo se muestran las imágenes sísmicas en modo de intensidad de amplitudes usando escala de colores, ya que facilita la visualización de diferentes eventos sísmicos.

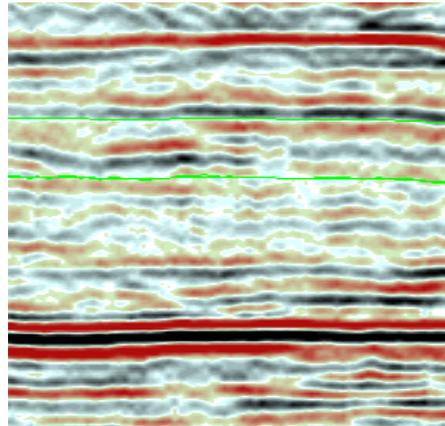


Figura 4.2 Forma de la ondícula e intensidad de amplitudes.

Se debe recordar que el trabajo realizado en esta tesis se desarrolla en un cubo sísmico, el cual está formado por *Inline* (paralelo a las líneas receptoras) y *crossline* (perpendicular a las líneas receptoras).

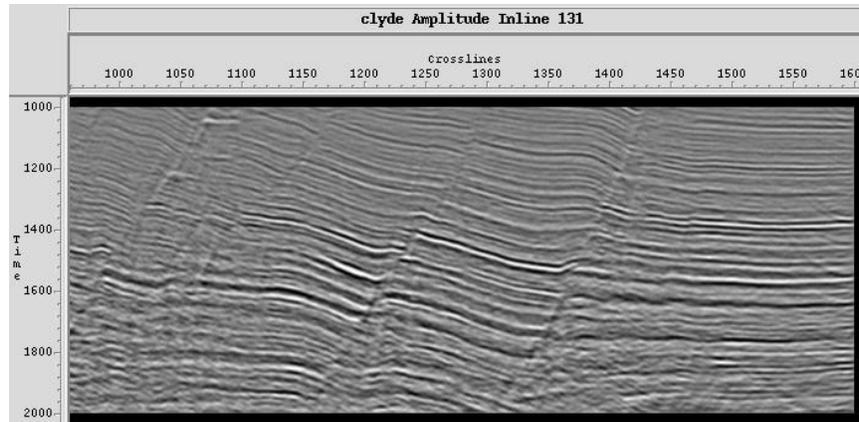


Fig. 4.3 Sección inline del cubo sísmico.

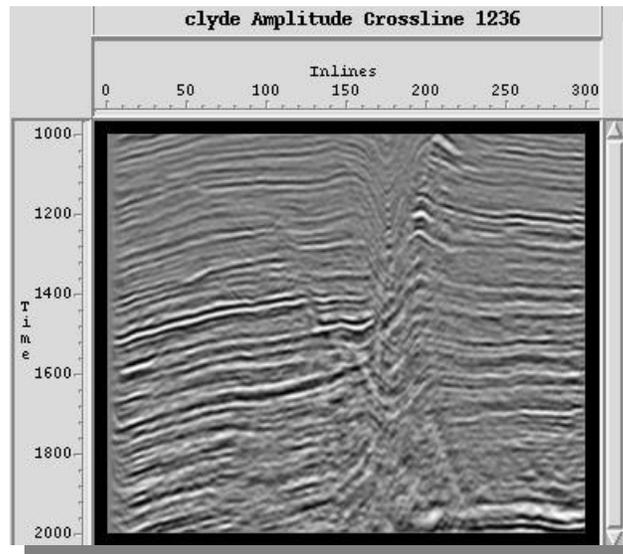


Fig. 4.4 Sección crossline del cubo sísmico.

De esa forma se puede analizar la información sísmica desde la perspectiva de una línea o de una traza y así de esta manera poder caracterizar diferentes contrastes de impedancias acústicas, los cuales tendrán características que podrán ser asociadas a diferentes estructuras geológicas de importancia.

4.2 Flujo de Trabajo

En primer lugar lo que se busca al analizar la información sísmica son cambios en cualquiera de los parámetros físicos de la señal sísmica, que se verán reflejados como cambios en la forma de la traza sísmica.

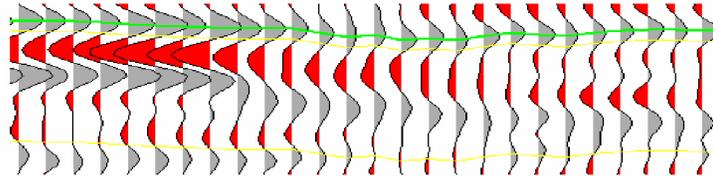


Fig. 4.5 Parámetro físico en la señal sísmica.

Esto nos permitirá marcar los reflectores o evidencias geológicas más importantes y de esa manera al marcar un reflector con un determinado color se genera un horizonte, el fin de generarlo es la creación de un modelo geológico del área.

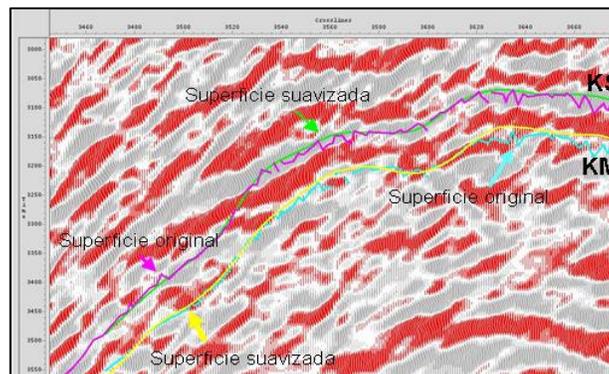


Fig. 4.6 Generación de horizontes a partir del marcado de reflectores.

De la misma manera y según la información Geofísica y Geológica del área de estudio se pueden generar mapas de atributos sísmicos que nos permitan aportar mayor información para la generación de dicho modelo geológico

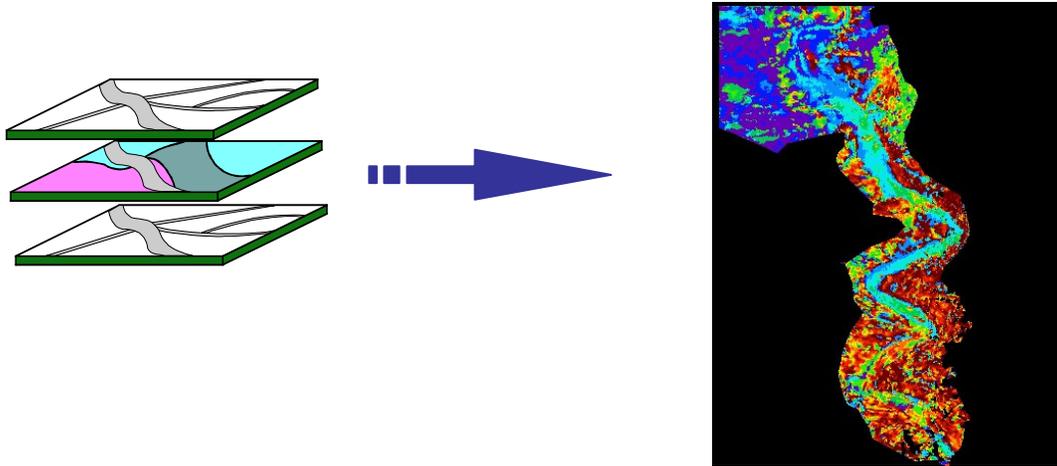


Fig. 4.7 Generación de información combinando diferentes mapas de los atributos sísmicos.

Existen 3 maneras de generar mapas de atributos:

- a) Al aplicar el proceso de cálculo de atributos a un cubo sísmico.
- b) A través del área que se genera entre 2 horizontes interpretados, es decir entre una cima y una base.
- c) Al interpretar un horizonte y crear una ventana que no es mas que un valor en tiempo sobre y por debajo del horizonte interpretado.

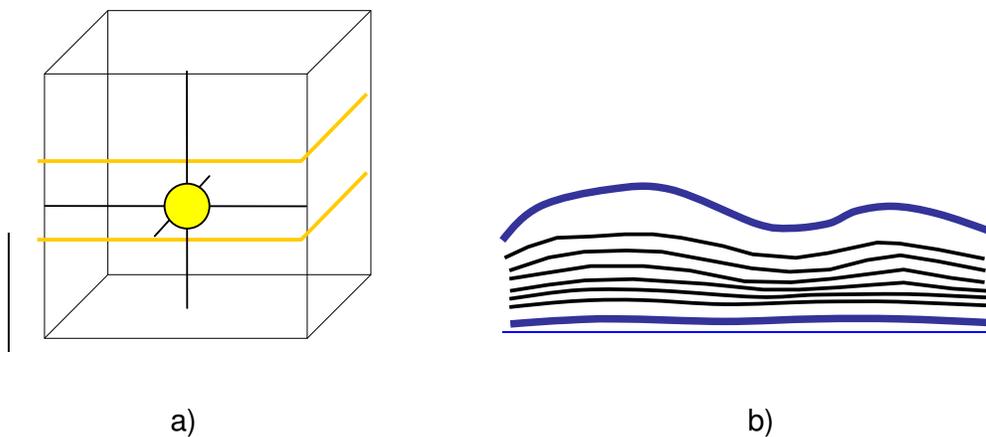


Fig. 4.8 Generación de mapas de atributos sísmicos. a) en un cubo sísmico, b) entre una cima y una base

V. Resultados de la Interpretación

El cubo sísmico que se empleó para el estudio es un cubo a 16 bits con un buen contenido de frecuencia y una buena relación señal ruido, está constituido por:

- *Inline*: 1-300
- *Crossline*: 301-1600
- Tiempo: 1000 ms-2000 ms
- Muestreo de 4 ms y un bin de 12.5 m.

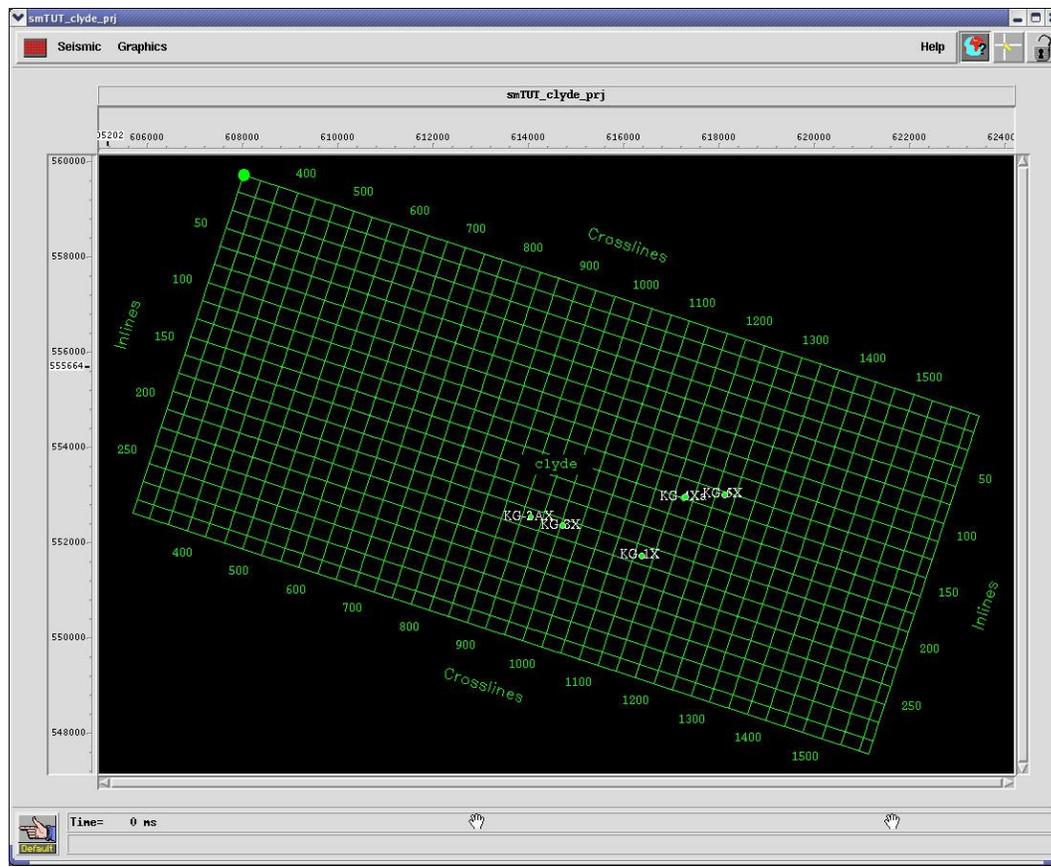


Fig.5.1 Mapa base del cubo sísmico.

Al estar analizando el cubo sísmico se encontró una anomalía sísmica en un reflector, ubicado en la *crossline* 1300, *inline* 18 y en un tiempo de 1582 ms, esta información nos permitió establecer como horizonte objetivo aquel que contiene a dicha anomalía.

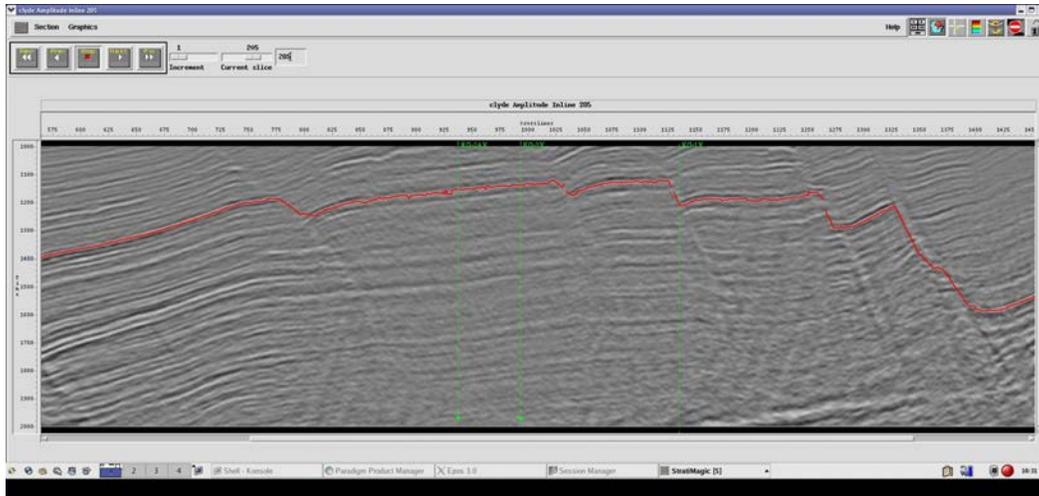


Fig.5.2 Vista en *inline* 205 del horizonte interpretado.

Para poder resaltar el sistema de fallas se aplicó al cubo sísmico el atributo de la fase instantánea, el cual se basa en la ec. 3.11 del capítulo III; la fase instantánea sirve para identificar fallas ya que acentúa la continuidad lateral de las capas del subsuelo, la figura 5.3 muestra esta propiedad.

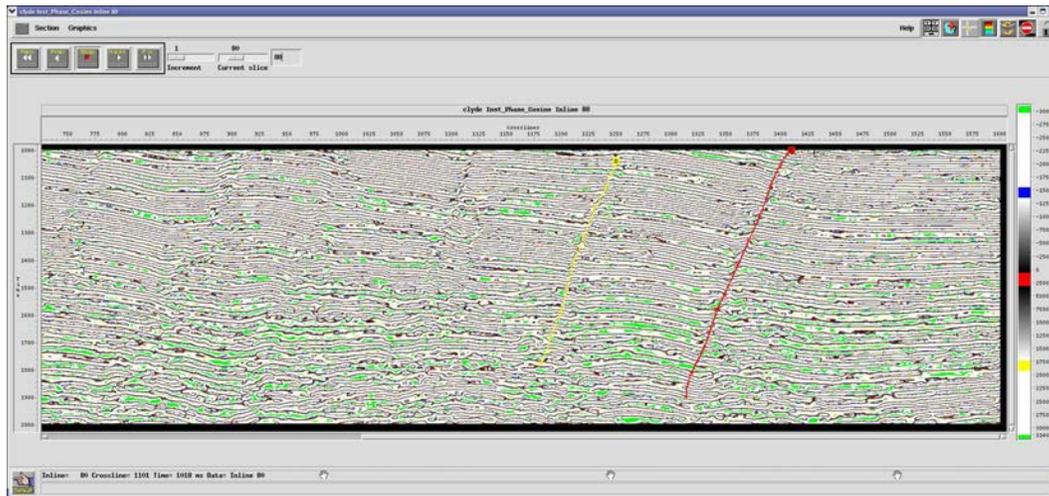
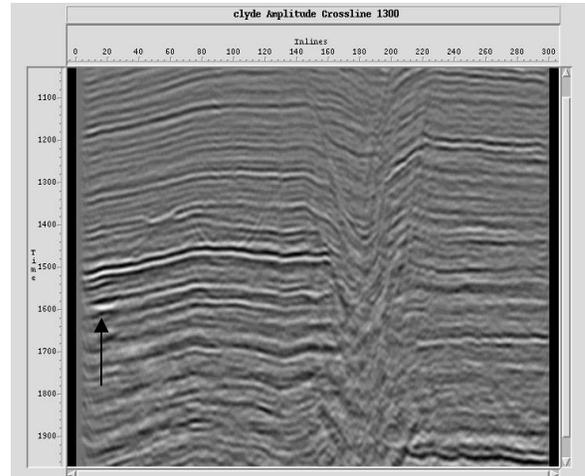
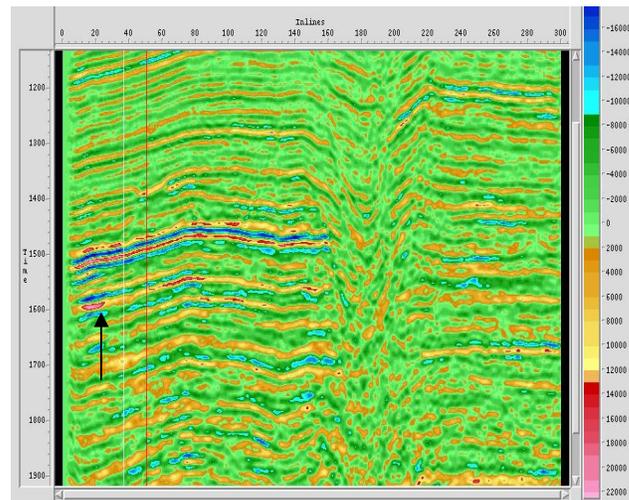


Fig. 5.3 Fallas en fase instantánea en *inline* 80.

En la dos imágenes de la figura 5.4 se encuentra la misma sección una con amplitud sísmica y la otra con frecuencia Instantánea, en ellas podemos observar como la anomalía sísmica detectada con anterioridad puede ser resaltada a través del cálculo de este atributo sísmico con la ec. 3.12 del capítulo III.



a)



b)

Fig. 5.4 Muestra la anomalía sísmica, a) amplitud sísmica, b) con el atributo de frecuencia instantánea.

Una vez interpretado el horizonte se crea un *time slice* para tener una vista de planta del horizonte interpretado y hacer un barrido en tiempo y tener una idea de la zona que la anomalía de amplitud abarca.

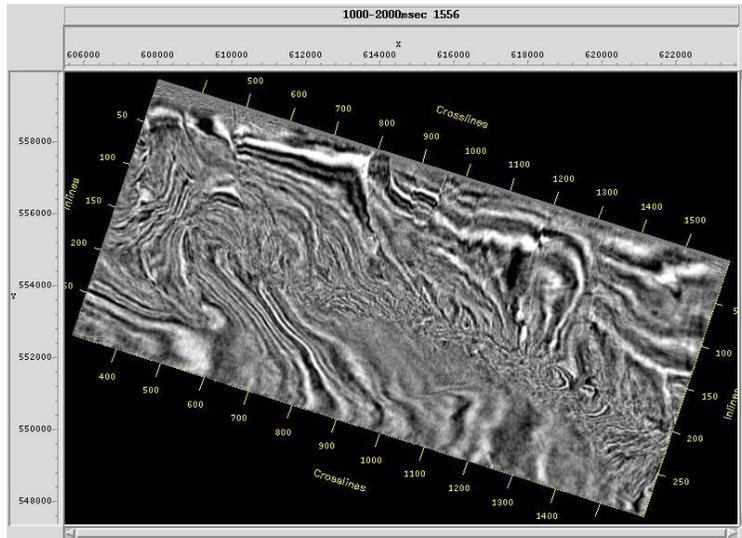


Fig. 5.5 Time slice 1556.

También se aplicó al estudio un atributo llamado del geometría reflector cercano o NRG (*Near Reflector Geometry*), esta atributo nos permite identificar de la menor a la mayor distancia entre reflectores, lo cual nos permite establecer áreas de truncamiento como *onlaps* o *downlaps*, lo cual se puede asociar a una variación en la relación arenas/arcillas, por ejemplo.

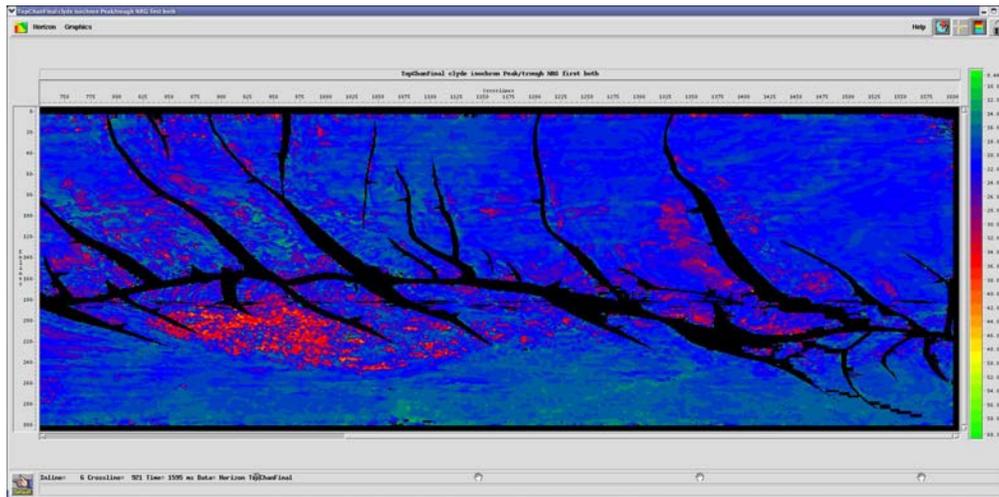


Fig. 5.6 Cálculo del atributo NRG, el cual nos permite observar un área de variación en el horizonte.

La anterior metodología permitió suponer que en el área de estudio se encontraba una anomalía sísmica asociada a una estructura geológica cercana a los pozos KG-3X, por lo cual se terminó aplicando el atributo de amplitud instantánea, para ver si era posible a través de él resaltar un contraste de litologías.

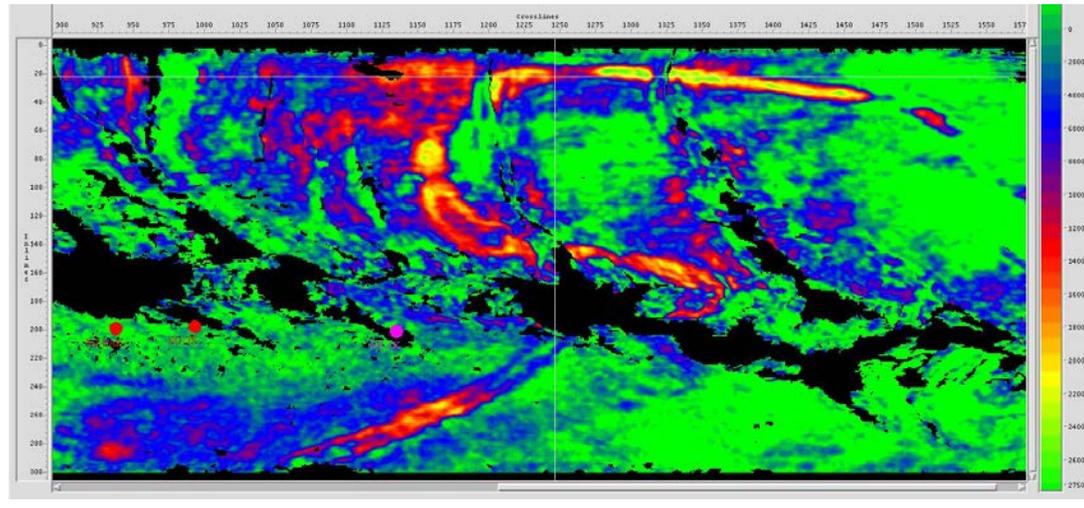


Fig. 5.7 Atributo de amplitud instantánea, donde se puede observar un contraste de litologías en la zona de estudio

VI. Conclusiones

A través del desarrollo de esta tesis se mostró que el flujo de trabajo planteado para la generación de la información fue adecuado, se empleó de manera satisfactoria la teoría que lo respalda, tanto en la parte de interpretación sísmica como en la de la aplicación de los atributos sísmicos instantáneos.

Como resultado del flujo de trabajo se pudo detectar un canal, que en base a la información estratigráfica de la zona, dicho canal es el resultado de una cuenca tipo rift.

Dichas cuencas tienen gran importancia tanto en la investigación, como en la industria petrolera. Desde el punto de vista científico se le considera una estructura fundamental de la Tierra por el periodo que implica su formación que generalmente comienza en el Paleozoico tardío y el aporte de sedimento termina en el Terciario. Al estar generalmente las cuencas tipo Rift dentro o en la cercanía de los cratones o zonas de escudos, se pueden hacer buenas descripciones de las estructuras geológicas primarias que lo forman.

Desde el punto de vista petrolero, y es el que aborda esta tesis, las cuencas tipo rift reciben el nombre de valles de incisión, consideradas trampas estratigráficas asociadas a discordancias o por truncación.

Recordando que una trampa es un rasgo geológico que permite la acumulación del petróleo que migra y su preservación por un cierto intervalo de tiempo. La clasificación de las trampas estratigráficas se basan en los fenómenos que causan la pérdida de la porosidad. Los canales o valles de incisión son excelentes trampas, pues son producto de cambios laterales en la litología o en la calidad del almacén. Estas estructuras almacén se producen por el cambio de las unidades porosas primarias, por solución o fracturamiento a rocas compactas (sellos). El cambio puede ser depositacional, erosional o diagenético.

Estos canales tienden a ser relativamente fáciles de mapear, pero predecir la distribución de las facies almacenadoras y sellos en ellos, suele ser más complicado.

Al estar alojado la estructura geológica dentro de una zona productora es muy probable que dicha estructura pueda ser una oportunidad económicamente viable de explotar y llegar a ser considerada como un buen prospecto para localización.

BIBLIOGRAFÍA

American Association Of Petroleum Geologists, 1989. Seismic Stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration, Tulsa Oklahoma.

Dobrin, Milton B., 1969; Introducción a la Prospección Geofísica, Ediciones Omega, S.A.

Fagin, Stuart W., 1991; Seismic Modeling of Geologic Structures, Applications to Exploration Problems, Geophysical Development Series Vol. 2, Society of Exploration Geophysicists.

H. Douglas Klemme, 1980. Types of Petroliferous Basins Week Petroleum Limited Westport, Conn., USA.

Noel R. Holguín Quiñones, 2001. Apuntes de Geología del Petróleo PEMEX, Exploración y Producción, México.

Paradigm Geotechnology B. V., 2006. Seismic Interpretation and Facies Análisis, Stratimagic 3.1.

QUINCY CHEN and STEVE SIDNEY, Western Atlas International Inc., Houston, Texas

Sheriff, R.E. y Geldart, L.P., 1991; Exploración Sismológica, Noriega Limusa, Primera Edición, Volúmenes 1 y 2.

Sam Boggs, Jr., 2001. Principles of Sedimentology and Stratigraphy, 3^o edición Prentice-Hall.