



# Universidad Nacional Autónoma de México

---

---

Facultad de Ingeniería

División de Ciencias de la Tierra

## Interpretación de un Domo Salino al Norte del Golfo de México a Partir de Atributos Sísmicos

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO GEOFÍSICO

P R E S E N T A

S E R G I O C A L L E S V A L A D É S



Director:  
Ing. Enrique del Valle Toledo

Ciudad Universitaria

2004



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-1220

**SR. SERGIO CALLES VALADÉS**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Enrique del Valle Toledo y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

**INTERPRETACIÓN DE UN DOMO SALINO AL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO, A PARTIR DEL ANÁLISIS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS**

- INTRODUCCIÓN**
- I FUNDAMENTOS TEÓRICOS**
- II GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO**
- III INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA A PARTIR DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS**
- CONCLUSIONES**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.


Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

Cd. Universitaria, D.F., a 25 de noviembre de 2003

EL DIRECTOR

  
**M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO**

**GFB\*JAGC\*gtg**

## Agradecimientos

*Al Ing. Enrique del Valle Toledo, que sus consejos y conocimientos fueron de gran ayuda para la afinación de este trabajo.*

*A Fernando García y Marcos Guler por su constante apoyo, preocupación y excelente disposición para el cumplimiento de los objetivos de este trabajo.*

*A Jean Pierre Bourge, Roberto Acosta, Jose Luis Ortiz, Jorge Granados por compartir su experiencia profesional.*

*A Carlos Pérez, Yuriri Rodríguez, Moisés Huicochea, Verónica Osorio, Mauricio Cruz, Tonacacíhuatl Pérez, Leonardo Meneses y Lidia Ramírez por su pequeña aunque grande aportación al trabajo escrito.*

## Dedicatorias

*A ustedes papás por apoyarme en mis estudios incondicionalmente, por ser el bastón que me sostiene en el camino de superación.*

*A ustedes Moni y Diego, por ser la base y la cima del sándwich que reúne sabores de momentos infinitos.*

*A ti Toto, por ser mi entrenador personal, compañero de risas, aventuras y confesiones, por tomar el papel de amigo al dar y recibir consejos.*

*A ustedes Chava, Bere y Adriel, por encargarse de levantarme el ánimo con papas y refresco y a ustedes Bugs y Fernando, por darle la sazón que lo complementa.*

*A ustedes mi familia, que sin saber la diferencia entre geólogo y geofísico, saben interesarse por conocer a donde voy.*

*A ustedes los del Mesón, por reunir distintas disciplinas de la ingeniería en un mismo coro de trivialidades y buen humor.*

*A ustedes UNICOS, por hacerme sentir parte de la Universidad en su grupo de becarios, y darme la oportunidad de dejar mi huella plasmada dentro de un logotipo.*

*A ustedes Fermacos, por ser mi primer contacto importante con la industria en un ambiente amigable, convirtiéndose al último en una visión de futuro profesional.*

*A ustedes colegas geofísicos, por el gran trabajo en equipo que desempeñamos, y la convicción que me dejaron para repetirlo.*

*A ustedes los del equipo Schlumberger, por acogerme en sus brazos y empujarme al éxito profesional y personal.*

*A ustedes amigos pasados, que aunque su resplandor se atenúa, el recuerdo y la esperanza de su regreso da brillo a su pequeña luz.*

*A ti, que aunque escondida de los ojos y oídos de los demás, logras ser la fuerza que me hace continuar mi vuelo al sol, que me hace soñar y sonreír.*

*A todos ustedes, Gracias.*

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>2</b>
<b>CAPÍTULO 1 - FUNDAMENTOS TEÓRICOS</b>	<b>5</b>
1.1 PROSPECCIÓN SÍSMICA	5
1.1.1 Principios Básicos	5
1.1.2 Tipos de Ondas	7
1.1.3 Propiedades Físicas	9
1.1.4 Reflexión y Refracción	13
1.1.5 Sísmica de Reflexión	15
1.1.6 Elementos de Interpretación	19
1.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS	22
1.2.1 Traza Compleja	22
1.2.2 Transformada de Hilbert	24
1.2.3 Atributos Instantáneos	26
1.2.3.1 Amplitud Instantánea	27
1.2.3.2 Fase Instantánea	29
1.2.3.3 Frecuencia Instantánea	30
<b>CAPÍTULO 2 – GEOLOGÍA DEL ÁREA DE ESTUDIO</b>	<b>33</b>
2.1 GEOLOGÍA GENERAL	33
2.2 GEOLOGÍA DEL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO	35
2.3 GEOLOGÍA GENERAL DE LOUISIANA, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	40
<b>CAPÍTULO 3 – INTERPRETACIÓN A PARTIR DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS</b>	<b>45</b>
3.1 ADQUISICIÓN DE DATOS Y PROCESAMIENTO	45
3.2 APLICACIÓN DE ATRIBUTOS	54
3.2.1 Cálculo e Interpretación de Atributos	54
3.2.2 Propuesta de Localizaciones	62
3.2.2.1 Análisis del Horizonte H	62
3.2.2.2 Análisis del Horizonte P	65
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>69</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>72</b>

## RESUMEN

En éste trabajo se realiza la interpretación espacial del límite de sal que describe la geometría del flanco derecho de un domo salino. Con ello se interpretan también 3 horizontes con importancia productora petrolera y 5 fallas que completan el modelo estructural capaz de describir trampas estructurales de hidrocarburos. Se desarrollan las interpretaciones con la herramienta de atributos sísmicos instantáneos, con base en traza sísmica compleja, a partir de un volumen de datos sísmicos procesados en el área costera de Louisiana, EUA al norte del Golfo de México y se apoya con información de núcleos de pozos.

Usando los atributos sísmicos instantáneos de amplitud, frecuencia y fase se proponen 2 localizaciones, con potencial para la acumulación de hidrocarburos, con el motivo de seguirlos evaluando con otros estudios posteriores a esta tesis.



## Introducción

El estudio del subsuelo por métodos indirectos nace de la necesidad de localizar yacimientos con recursos naturales y de reducir el riesgo en perforación de pozos. Éste trabajo explica y aplica uno de los procesos sísmicos más importantes de la industria petrolera para el estudio del subsuelo: el de los atributos sísmicos. Derivados de la prospección sísmica los atributos sísmicos, han mostrado ser una herramienta útil desde hace más de 30 años, como un método indirecto para la búsqueda de hidrocarburos. El atributo, como tal, se define como un elemento extraído de la señal de la energía sísmica inducida y registrada, llámese velocidad, amplitud, periodo, incluso tiempo de arribo entre otros, y cuyo análisis ayuda a describir y ubicar ambientes geológicos tanto en su estructura como en su litología.

El cálculo y el uso de atributos sísmicos se remontan a los orígenes de los métodos de la exploración sísmica. Con el paso del tiempo se hizo análisis de tiempos de llegada, así como de echados, sonogramas y recepción direccional. Mas tarde se usaron correlogramas y auto convolugramas y se analizó la velocidad NMO, puntos brillantes y AVO. Todos estos procesos han ayudado a la descripción de estructuras geológicas, a la mejora de técnicas de deconvolución, a encontrar yacimientos de gas y en general a entender el subsuelo y a aclarar las dudas que se tienen de lo que realmente existe debajo de la superficie, es decir a la interpretación del subsuelo. Luego, se introdujeron a la teoría, las técnicas de atributos sísmicos y se reconocieron como funcionales y efectivas para la prospección sísmica.

Desde mediados de los 70's se han usado los atributos sísmicos de incidencia normal propios de la traza sísmica. Según Taner (Taner, 2001), en 1979, al trabajar en la propagación de la onda y en el movimiento armónico simple, Taner, Koehler y Anstey, observaron que el registro de la señal sísmica

representaba la energía cinética del total de la energía inducida. Luego, 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 2 componentes, cinética y potencial, la traza sísmica pudo representarse de manera compleja, tratando la energía cinética como la parte real y la potencial como la imaginaria. Al tratar a la señal como analítica se extrajeron nuevos atributos: amplitud, frecuencia y fase, los cuales fueron obtenidos muestra por muestra en el dominio del tiempo, por lo que se les calificó de instantáneos. Éstos atributos instantáneos han representado una herramienta útil como ayuda para la interpretación litológica y estructural de los datos sísmicos de manera cualitativa. El objetivo del estudio continuo de los atributos es traer la interpretación de éstos de un modo cualitativo a uno más cuantitativo.

El objetivo de ésta tesis es la interpretación espacial de un domo salino con la información sísmica de un campo ubicado al norte del Golfo de México cerca de las costas de Louisiana, EUA, a partir de la utilización de la técnica de atributos sísmicos instantáneos. Con esto, se pretende mostrar una herramienta de interpretación poderosa, actualmente usada en la industria petrolera. Además, se pretende usar esta interpretación para la localización de 2 yacimientos posiblemente productores.

Como primer capítulo, se mencionan los fundamentos teóricos que han llevado al conocimiento actual de los atributos sísmicos, conocimientos que abarcan desde los principios básicos que rigen la energía en forma de una onda sísmica, hasta la extracción de los atributos instantáneos mostrados en una imagen de trazas sísmicas. Se diferencian los 2 métodos de prospección sísmica, la reflexión y la refracción. Se explica el método directo de reflexión sísmica, mostrando la forma en que los reflejos sísmicos definen una manera de presentar los contrastes de los coeficientes de reflexión entre dos medios y los criterios cualitativos que se toman en cuenta en una interpretación real. Se

explica el origen de la traza sísmica compleja y la manera de extraer atributos sísmicos instantáneos de ella.

Por otro lado, la Geología nos enseña que los hidrocarburos son acumulados debajo del suelo en trampas geológicas. Dichas trampas pueden ser estratigráficas, estructurales o una combinación de ellas. Un ejemplo de las trampas mixtas, es el domo salino. En el segundo capítulo, se describe el origen de los domos salinos al norte del Golfo de México y se da a conocer también, la Geología general del estado de Louisiana.

Los métodos de prospección Geofísica contienen 3 etapas. En el tercer capítulo se mencionan dos referentes a la técnica de atributos: adquisición de datos y procesamiento, y se hace énfasis en la tercer etapa, la interpretación. El objetivo de la interpretación es describir espacialmente las estructuras entorno al domo salino perteneciente al campo de estudio. Aquí se aplican los tres atributos instantáneos antes mencionados, para la delimitación de elementos geológicos como son interfaces, fallas y el domo mismo. Se analiza el ambiente interpretado, comparándolo con datos obtenidos de pozos ya perforados y se propone la localización de 2 pozos para producción.

Al final, se presentan las conclusiones, la discusión de todo el desarrollo de este trabajo, las contribuciones propias y las referencias que se usaron.

# Capítulo 1 - Fundamentos Teóricos

## 1.1 Prospección Sísmica

El principal objetivo de la prospección sísmica es el estudio del subsuelo por medio del estudio de velocidades de onda. Siempre que se genera un impacto en el suelo, se produce una onda capaz de trasladar la energía inducida en numerosas direcciones por las capas del subsuelo y regresar a la superficie con menor intensidad. A ésta onda se le conoce como onda sísmica y es la base para la explicación de éste trabajo. Dependiendo de las propiedades físicas de cada medio, la onda sísmica viaja con distintas trayectorias afectadas por la pérdida de su energía y son éstas trayectorias, la clave para ubicar en el espacio los distintos medios. Existen 2 métodos para determinar estas trayectorias: reflexión y refracción. Sin embargo, antes de entrar en detalle con relación a éstos métodos, se describen algunos principios básicos aplicables a las ondas sísmicas y a sus trayectorias.

### 1.1.1 Principios Básicos

Fermat propuso el principio de la teoría de ondas que dice que la trayectoria de una onda entre dos puntos es aquella en la que el tiempo de recorrido es mínimo (Figura 1.1). Es por eso que la onda no sigue la trayectoria de distancias cortas, sino la que se tarda menos tiempo en recorrerla dentro de distintos medios. Por lo que el trazo de la trayectoria dependerá de las propiedades físicas de los medios por donde cruza la onda. Es decir, en un medio homogéneo e isótropo la trayectoria de la onda es simplemente una recta.

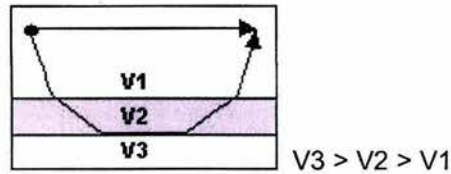


Figura 1.1 Principio de Fermat

El principio de Huygens es importante para comprender el viaje de la onda y con frecuencia es útil para dibujar posiciones sucesivas de frentes de onda, es decir, la extensión de las ondas en un momento específico, después del estímulo que propició la propagación en primer lugar. Éste principio establece que cada punto sobre un frente de onda se puede contemplar como una nueva fuente de ondas. En la figura 1.2, se representa el principio de Huygens para un medio homogéneo e isotrópico, de aquí se observa que la forma de los frentes de onda para tiempos iguales es esférica; la forma de los frentes de onda dependerá del material del medio. El razonamiento físico que respalda ésta teoría, para el caso de ondas sísmicas, es que cada partícula situada sobre un frente de onda se ha movido de su posición de equilibrio inicial. Aproximadamente de la misma manera, las fuerzas elásticas aplicadas sobre las partículas circundantes cambian su posición de equilibrio. Entonces, la resultante de los cambios de fuerza debida al movimiento de todos los puntos sobre el frente de onda, produce el movimiento que forma el siguiente frente de onda.

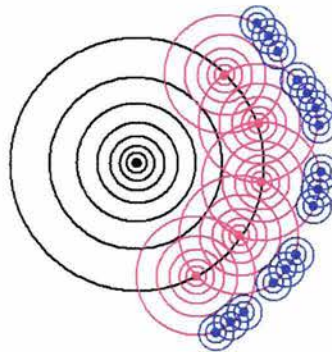


Figura 1.2 Principio de Huygens

De ésta manera el principio de Huygens ayuda a explicar cómo se transmiten las perturbaciones sísmicas en la Tierra a partir de la respectiva información. Específicamente, dada la localización de un frente de onda en cierto instante, es posible encontrar posiciones futuras del frente de onda, considerando cada punto sobre el primer frente de onda como una nueva fuente de onda.

Es posible trazar trayectorias rectas de onda con base en éste principio, tomando un punto sobre el frente de onda y dirigiendo la dirección de la trayectoria perpendicularmente a la superficie propia del frente de onda.

### 1.1.2 Tipos de Ondas

Las ondas sísmicas se separan en 2 grupos: ondas superficiales y ondas de cuerpo. Las primeras, como su nombre lo indica son aquellas que viajan sobre las capas más someras de la Tierra. Éstas se caracterizan por tener su máxima amplitud cerca de la fuente y en la interfase con el aire libre y disminuir al alejarse de la fuente y al aumentar la profundidad. (Leon Silva, 2003)

De las ondas de superficie, se conocen 2 tipos de onda (Sheriff y Geldart, 1991) las ondas Rayleigh que propician un movimiento elíptico vertical a las partículas afectadas conforme se van propagando (figura 1.3) y las ondas Love que provoca movimientos transversales paralelos a la superficie y perpendiculares a la dirección de propagación.

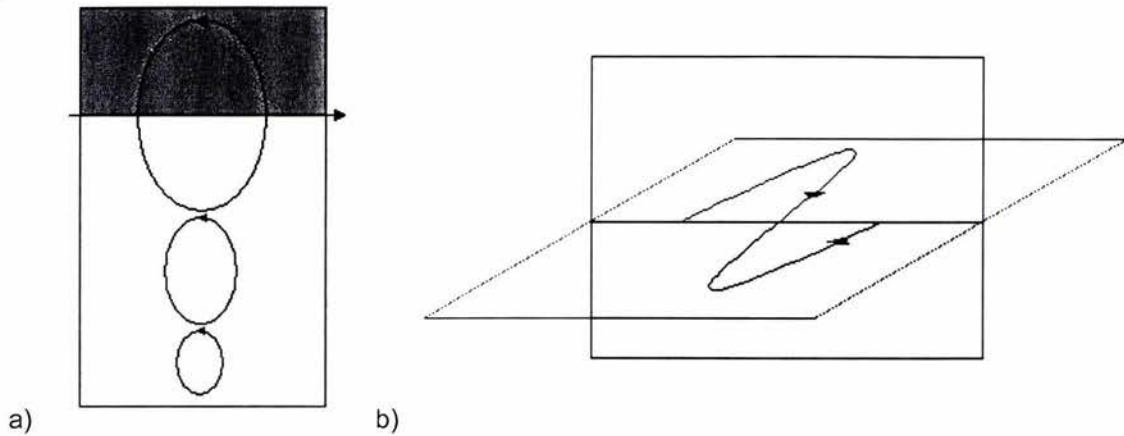


Figura 1.3 a) Ondas Rayleigh b) Ondas Love

En el segundo grupo de ondas, ondas de cuerpo, la propagación llega a profundidades mayores en el subsuelo, por lo que son de gran interés para la exploración petrolera. Las ondas de cuerpo se componen de 2 tipos, la onda P y la onda S. El primer tipo se conoce como *onda longitudinal, compresional* u *onda P*; el último nombre se debe al hecho de que usualmente es el primer evento registrado en un sismo. El movimiento que causa a las partículas afectadas por su efecto siguen un movimiento longitudinal, es decir, en la misma dirección que la propagación de la onda. La onda P es la clave de éste estudio de reflexión y más adelante se explica el importante papel que juega. El segundo tipo se denomina *onda cortante, transversal* u *onda S* (puesto que usualmente es el segundo evento observado en registros de sismos). Las partículas afectadas por la propagación de la onda S, siguen un movimiento transversal o perpendicular a la dirección de la propagación de la onda.

En el registro de un evento sísmico, es posible ver, tanto las ondas superficiales como las ondas de cuerpo, sin embargo, para éste trabajo se enfocará la aplicación de las segundas, específicamente la onda P.

### 1.1.3 Propiedades Físicas

Los principios y conceptos anteriores ayudan al entendimiento y descripción de la trayectoria de la onda P, sin embargo para poder describirla de la mejor manera, es necesario conocer la velocidad que obtiene al atravesar los materiales a los que fue inducida. Es decir, la energía de la onda compresional, cambia el estado estático de las partículas de la roca, haciéndolas vibrar en dirección de la propagación. Éstas ejercen presión sobre las partículas siguientes, ocasionándoles un movimiento longitudinal y así afectar a las que siguen, lo cual ocasiona una cadena de esfuerzos de compresión y extensión al material, revelando la velocidad de propagación.

La facilidad con que se comprime y extiende el material, está descrita por las propiedades elásticas de deformación al aplicarle un esfuerzo. Primero, la compresibilidad  $k$  de un medio, está dada por la relación que guarda el cambio volumétrico  $\Delta V$  con la presión ejercida  $p$ , y está dada por,

$$k = -\frac{P}{\Delta V} \quad (1.01)$$

Segundo, Hooke dijo en su ley que la deformación es directamente proporcional al esfuerzo ejercido, por lo que las relaciones entre esfuerzo y deformación para la dirección de propagación de la onda P están descritas por las constantes elásticas que se definen como:

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} \quad (1.02)$$

$$\sigma = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = -\frac{\varepsilon_z}{\varepsilon_x} \quad (1.03)$$



donde  $\sigma_x$  es la deformación del material cuando se aplica algún esfuerzo en la dirección de propagación y el cuerpo conserva su volumen, y  $\varepsilon$  es la componente en cada dirección, del esfuerzo. A la constante E, se le denomina módulo de Young, y a  $\sigma$  relación de Poisson. Otra forma de representar las constantes es:

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{(\lambda + \mu)} \quad (1.04)$$

$$\sigma = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)} \quad (1.05)$$

$$k = \frac{3}{3\lambda + 2\mu} \quad (1.06)$$

llamándose  $\lambda$  y  $\mu$  constantes de Lamé.  $\mu$  también, se define como una medida de la resistencia a la deformación cortante o de cizalla y a menudo se le conoce como *módulo de rigidez* del medio o *módulo cortante*.

Partiendo de las propiedades elásticas de la roca, se llega a las constantes elásticas y de éstas, combinadas con la densidad  $\rho$  propia de cada roca, y tomando la segunda ley de Newton que establece que toda fuerza en movimiento se debe a una masa y una aceleración, se puede obtener la velocidad de la onda P.

$$\bar{V}_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (1.07)$$

Las propiedades elásticas de las rocas dependen de muchos factores, incluyendo la porosidad, la litología, la cementación, la profundidad, la edad, el régimen de presión, los fluidos intersticiales, compresibilidad, etc. Estos factores afectan directamente las constantes elásticas de cada medio e indirectamente la velocidad en los materiales como se muestra en la tabla 1.1. Por ejemplo, la

velocidad de rocas sedimentarias saturadas de agua aumenta su valor con la cementación, profundidad, edad y con la pérdida de porosidad. La onda P disminuye su velocidad, a veces marcadamente, cuando un gas reemplaza al agua como fluido intersticial. (Sheriff y Geldart, 1991) Con la variación de la velocidad, existen también cambios en la cantidad de energía con que viaja dicha onda, y ésta energía verse influenciada en la amplitud de la onda.

<b>Material</b>	<b><math>\vec{V}_p</math> en km/s (porosidad en %)</b>
Petróleo	1.20 – 1.40
Agua	1.50
Lodo	1.50 – 1.80
Lutita	1.60 (40%) – 4.10 (5%)
Arenisca	1.90 (40%) – 4.90 (5%)
Caliza	1.90 – 3.50
Carbón	3.90 (20%) – 6.10 (0%)
<b>Sal</b>	<b>4.50 – 4.60</b>
Dolomita	4.90(20%) – 7.10 (0%)
Yeso y anhidrita	5.70 – 6.20
Granito	5.20
Basalto	6.40

Tabla 1.1 Velocidad de P en distintos medios. (Apuntes de Geología de la Universidad de Atacama, <http://plata.uda.cl> y Sheriff y Geldart, Exploración Sísmológica, Vol. 1, pag. 103)

Un medio puede ser descrito con la multiplicación del valor de su densidad  $\rho$  y la velocidad de propagación de la onda compresional  $\vec{V}$ , llamando a éste concepto como impedancia acústica  $Z$ , definido como,

$$Z = \rho \vec{V} \quad (1.08)$$

donde cada material tiene una impedancia acústica característica.

Para analizar la relación de las características físicas de dos o más medios acústicos se ocupa el coeficiente de reflexión el cual es una relación entre las velocidades y densidades de dos medios distintos. Éste coeficiente está definido por la siguiente expresión:

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}, \quad (1.09)$$

donde  $Z_1$  y  $Z_2$  son las impedancias acústicas del material 1 y 2 respectivamente.

El coeficiente de reflexión  $R$  es un parámetro relacionado con la facilidad de un medio de reflejar las ondas acústicas, relacionando el contraste de las impedancias entre 2 capas. Es muy importante conocer  $R$ , ya que a partir de éste se pueden determinar los límites de las capas en el subsuelo. Esto, se hace observando la relación entre una roca de impedancia  $Z_1$  y otra subyacente de impedancia  $Z_2$ . Por ejemplo, si  $Z_2 \ll Z_1$ , se estaría sugiriendo la probable presencia de gas en la segunda capa, porque los fluidos como el gas, tienen la propiedad de atenuar la velocidad de las ondas y disminuir la densidad promedio de la roca saturada con gas. El rango del coeficiente de reflexión está establecido entre valores de  $-1$  a  $+1$ .

Al llegar a la interfase de 2 medios, la onda pierde energía que se ve influenciada en la amplitud de dicha onda. Entonces, el registro de una onda  $P$  reflejada en una interfase e interpretada, no sólo contiene información del coeficiente de reflexión de los 2 medios involucrados, sino también contiene pérdidas de energía, que provienen de efectos de divergencia esférica, absorción, transmisión, dispersión y de la partición de energía en una interfase gobernada por las ecuaciones de Zoeppritz. (Ramirez García Cano, 2002) Tales efectos, se consideran para la recuperación de la amplitud verdadera en la traza sísmica registrada.

### 1.1.4 Reflexión y Refracción

De los conceptos anteriores y regresando al objetivo inicial de ubicar elementos geológicos en el subsuelo, prediciendo las trayectorias que tomaría una onda sísmica, y tomando en cuenta la energía perdida de la onda de su fuente, se exponen los 2 métodos de la sismología de exploración, reflexión y refracción.

Se entiende que la onda sísmica, por ser eso mismo, una onda, cumple con las leyes de Snell. La primera ley, la de reflexión, dice que el ángulo de incidencia  $\alpha$  de una onda que viaja en un medio y choca en una superficie lisa y plana, es igual al ángulo de reflexión  $\beta$ . Y se define por,

$$\text{sen}\alpha = \text{sen}\beta \quad (1.10)$$

El método de análisis sísmico de atributos de éste trabajo, parte de la primera ley, es decir, se usan los reflejos de ondas P. Se parte de la afirmación de que la fuente genera ondas P, éstas son reflejadas en una superficie, que es llamada reflector, y regresan para ser registradas por sensores en la superficie. Se sabe la distancia entre fuente y receptor y se mide el tiempo que tarda la onda en llegar. Con éstos datos, es posible encontrar el punto aproximado del reflejo. Más adelante se explicará con detalle éste método.

La segunda ley, menciona la relación que existe entre las velocidades de onda de dos medios, el ángulo de incidencia y el ángulo de refracción. Esta ley se define por,

$$\frac{\text{sen}\alpha}{\vec{V}_1} = \frac{\text{sen}\beta}{\vec{V}_2} \quad (1.11)$$

En la figura 1.4, se observan tres trayectorias de ondas sísmicas incidentes refractadas por la interfase entre dos medios. La tercer trayectoria incide con un ángulo que ocasiona que la onda refractada siga su curso exactamente paralela a la interfase, éste ángulo es el ángulo crítico. La onda refractada es la clave para el análisis de éste método ya que la función seno del ángulo refractado es 1, lo cual facilita el cálculo de velocidades.

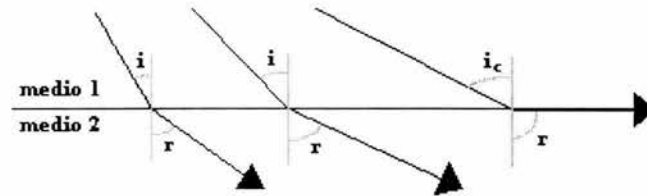


Figura 1.4 Segunda Ley de Snell

Una onda sísmica P, por enfoque de éste trabajo, siguiendo los principios de Fermat y Huygens y las leyes de Snell, al incidir en una interfase profunda en el subsuelo, es capaz de reflejarse o refractarse como se muestra en la figura 1.5.

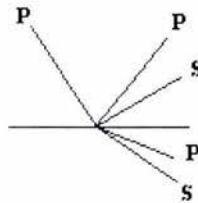


Figura 1.5 Reflexión y refracción

Como éste trabajo está basado en la sísmica de reflexión de ondas P, sólo se analizará el reflejo donde una onda P es reflejada como onda P, con su debida pérdida de energía.

Los regresos de las ondas sísmicas después de haberse generado el impacto llegan a receptores que registran amplitudes de la onda sísmica contra tiempo. Así, con los datos de amplitudes y frecuencias en éstos registros, y utilizando el

método de refracción, se pueden obtener velocidades de onda en las capas someras; de donde se calculan distancias de la superficie a los materiales encontrados y la naturaleza de dichos materiales del subsuelo.

### 1.1.5 Sísmica de Reflexión

Como se mencionó en el apartado anterior, la sísmica de reflexión, al igual que la sísmica de refracción, se usa para la descripción de trayectorias de ondas sísmicas en el subsuelo. Tomando en cuenta el principio de Fermat y de Huygens, se tomarán para éste método, las llegadas de onda de tiempo mínimo, es decir los primeros arribos de la onda P reflejada. En la figura 1.6, se muestran 3 tipos de reflejos que comúnmente se encuentran en un estudio sísmico, tomando como onda P, la incidente y la reflejada. El primero es el reflejo primario que además de seguir la primera ley de Snell, no toma en cuenta refracciones ni generaciones de ondas S. Se produce cuando una onda incidente P viaja por un medio y es reflejada en la interfase con el segundo medio. El segundo tipo muestra un múltiple que es cuando el segundo medio atrapa la onda ocasionando que se refleje en sus límites hasta volver a salir. Y por último en el tercer reflejo se muestra la reverberación, que es un efecto que se produce cuando se presenta una serie de múltiples.

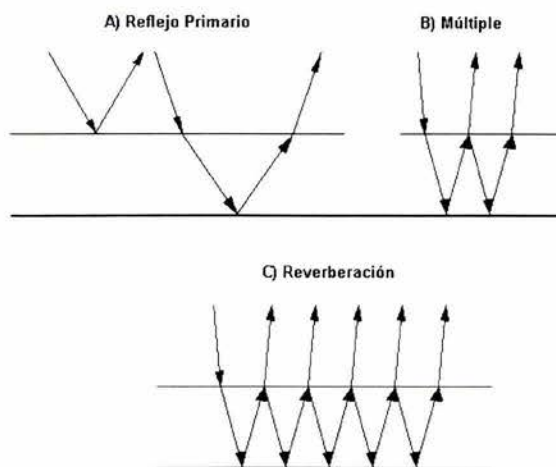


Figura 1.6 Tipos de reflejos

Los receptores que registran el regreso de las ondas a la superficie, se clasifican de acuerdo a su naturaleza de medición; pueden ser geófonos, que se utilizan para estudios dentro del continente, o hidrófonos que se utilizan en estudios de mar afuera. La traza sísmica consiste en las amplitudes registradas durante el transcurso del registro que normalmente es de 3 a 8 segundos.

Para efectos de una buena interpretación del subsuelo se debe de trabajar con aquellos arribos de energía que corresponden a los reflejos primarios, teniendo cuidado de no utilizar aquellos que correspondan a reverberaciones, múltiples o arribos de ondas S.

En la prospección sísmica, se asume que el subsuelo está dispuesto de manera de capas horizontales, homogéneas con extensión lateral ilimitada, por lo que cada material por el que está compuesto la Tierra está representado de esa forma. Así, a cada capa le corresponde una impedancia acústica característica que sirve para diferenciar cada medio.

El problema directo de la sísmica de reflexión se resuelve tomando la densidad y la velocidad de propagación de ondas P de cada medio dentro de una secuencia vertical de diferentes capas, es decir una impedancia acústica, y se calcula un coeficiente de reflexión R para cada uno de los límites entre capas. Situando cada R en su tiempo correspondiente, se crea una serie de coeficientes de reflexión resultando una serie en tiempo  $R(t)$  discreta.

Cuando la serie discreta de coeficientes de reflexión, se convoluciona con una ondícula de fase cero, se puede obtener como resultado la señal sísmica sintética parecida a la que proporcionaría un sismograma, tal como se muestra en la figura 1.7.

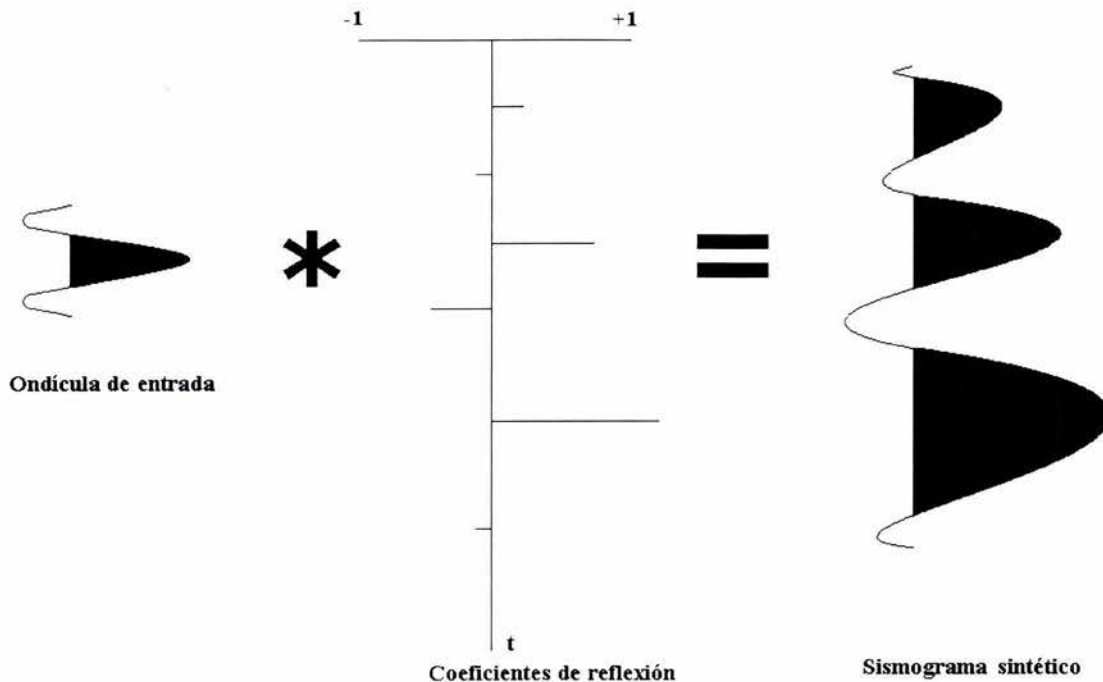


Figura 1.7 Sismograma sintético

Las amplitudes de la señal sintética, además de representar energía propagada, proporcionan los límites de cada capa.

Ahora, en un estudio sísmico solo se tiene el sismograma, por lo que en la solución al problema inverso de la reflexión sísmica, se requiere inferir la disposición de las capas observando los cambios en las amplitudes, frecuencia y fase de esta señal; de ahí se extrae información de las características de las rocas y espesores de las capas. Obviamente, en la realidad los sismogramas no son tan ilustrativos como los sintéticos, las capas no son horizontales, existen pliegues, fallas y otras estructuras. También, las rocas no son homogéneas, ni de longitud lateral ilimitada, además, la respuesta sísmica de un reflector o superficie reflectora puede cambiar de fase. Una solución que se dio al problema de representar la realidad, fue tomar otros datos a una distancia muy cercana, y luego mas adelante, creando una serie de trazas para una línea trazada en la superficie del terreno, luego se indujo otro impacto en otra posición, creando otra serie de trazas como se muestra en la figura 1.8.



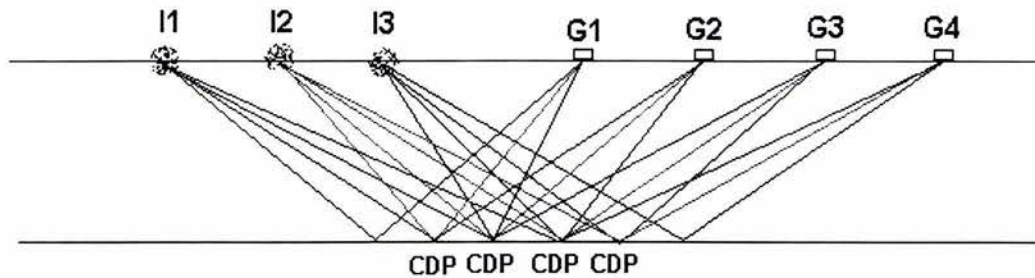


Figura 1.8 Línea Sísmica (I – Impacto, G – Geófono).

Al final, para cada punto medio de reflejo entre fuente y receptor, se apilan las trazas y se obtiene una sola para cada punto medio, que se denomina punto medio común (CDP por sus siglas en inglés, common depth point). Como se tiene una serie de CDP's, se tienen una serie de trazas y juntas se forma una sección o imagen sísmica, simulando la continuidad lateral de las superficies reflectoras que separan los medios acústicos.

El procesamiento es fundamental para el análisis posterior de interpretación sísmica, sin embargo, se tiene que tomar en cuenta que contiene procesos que mejoraron la señal para la capaz interpretación cualitativa de las imágenes sísmicas. Tales procesos involucran recuperación de ganancia inicial para eliminar el efecto de la divergencia esférica, remoción de trazas inservibles, filtrado multicanal para eliminar ruido de impacto, corrección NMO (normal move out), remoción de múltiples de largo periodo, deconvolución, migración, filtro pasa bandas, entre otros. En otras palabras, las imágenes sísmicas muestran reflexiones que se alejan de ser verdaderos coeficientes de reflexión.

### 1.1.6 Elementos de Interpretación

Los sismogramas contienen muchas variaciones en la señal, generadas por una infinidad de elementos. Muchas de éstas irregularidades de la señal sísmica ayudan a encontrar yacimientos de petróleo y gas. Dentro de éstas 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 1.9). 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.

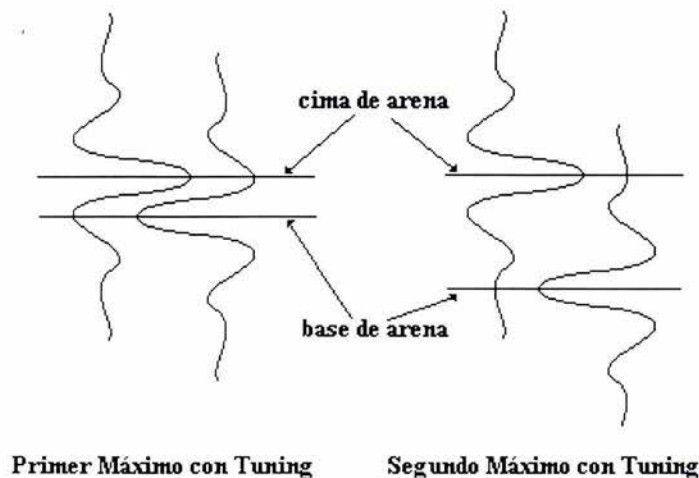


Figura 1.9 interferencia constructiva.

El incremento máximo de amplitud se presenta cuando los 2 reflectores están separados 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.

$$\lambda = \frac{\vec{V}}{f} \quad (1.12)$$

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 o 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 usando 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 mas 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 1.10), 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 atributos.

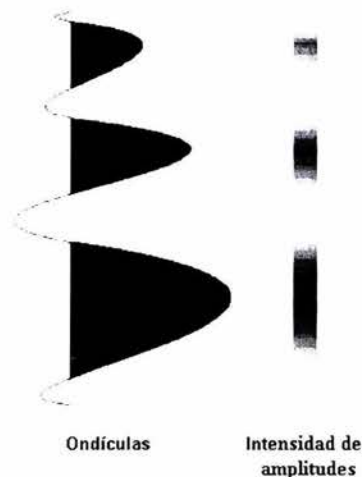


Figura 1.10 Forma de la ondícula e Intensidad de amplitudes

## 1.2 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.

### 1.2.1 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 una 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

$$f(t) = \sum_{n=0}^{\infty} a'_n \cos(nt) + \sum_{n=0}^{\infty} b'_n \text{sen}(nt) \quad (1.13)$$

$$f(t) = \frac{1}{2} a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(nt) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \text{sen}(nt) \quad (1.14)$$

$$a_0 = \frac{1}{\pi} \sum_{-\pi}^{\pi} f(nt) \quad (1.15)$$

$$a_n = \frac{1}{\pi} \sum_{-\pi}^{\pi} f(nt) \cos(nt) \quad (1.16)$$

$$b_n = \frac{1}{\pi} \sum_{-\pi}^{\pi} f(nt) \operatorname{sen}(nt) \quad (1.17)$$

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

$$F(t) = f(t) + if^*(t) \quad (1.18)$$

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

$$f(t) = A \cos(\omega t + \theta) \quad (1.19)$$

esto es que,

$$f^*(t) = A \sin(\omega t + \theta) \quad (1.20)$$

para  $\omega > 0$  y todos los valores reales de  $A$  y  $\theta$ . 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,

$$F(t) = A(t)e^{i\theta(t)} \quad (1.21)$$

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.

### 1.2.2 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  $f(t) = 0$  cuando  $t < 0$ , entonces el par de transformadas de Hilbert de una función  $f(t)$  está definida por

$$g(\tau) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{f(t)}{\tau - t} dt \quad (1.22)$$

$$f(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{g(\tau)}{\tau - t} d\tau, \quad (1.23)$$

o bien:

$$\begin{aligned} g(\tau) &= \mathcal{H}[f(t)], \\ f(t) &= \mathcal{H}^{-1}[g(\tau)]. \end{aligned} \quad (1.24)$$

La transformada directa de Hilbert representa la convolución de  $f(t)$  con  $1 / \pi t$ .

Por tanto y a través del teorema de convolución, es posible escribir la relación entre la transformada de Fourier y la transformada de Hilbert:

$$\mathcal{F} [g(\tau)] = -i \operatorname{sgn}(w) \mathcal{F} [f(t)] = H \mathcal{F} [f(t)]. \quad (1.25)$$

donde

$$\operatorname{sgn}(w) = \frac{w}{|w|} = \begin{cases} +1 & \text{para } w > 0 \\ 0 & \text{para } w = 0 \\ -1 & \text{para } w < 0 \end{cases} \quad (1.26)$$

y

$$H = -i \operatorname{sgn}(w) \quad (1.27)$$

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, y en el siguiente apartado se explican completamente.



### 1.2.3 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 enfatizar 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; y cada uno de estos a momentos específicos en el tiempo. 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 éstos 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.

### 1.2.3.1 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,

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + f^{*2}(t)} = |F(t)| \quad (1.28)$$

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 de  $A(t)$ , 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 cresta 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 cresta.

Desde 1960 se ha sabido que la amplitud de reflexión es sensible al espesor de las capas delgadas. En los años 70, 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; éstos cambios usualmente ocurren sobre distancias apreciables y por lo tanto producen cambios laterales graduales en la envolvente. Los cambios agudos locales pueden indicar fallamiento o 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.

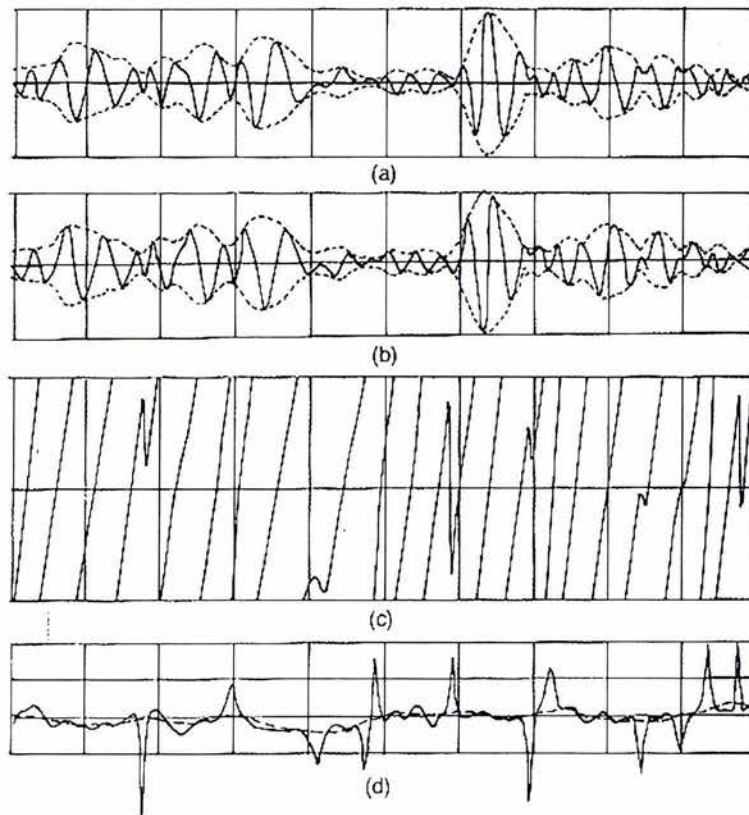


Figura 1.11 Traza sísmica real (a) e imaginaria (b), con su envolvente de amplitud correspondiente. Las figuras de abajo, corresponden a la fase instantánea (c) y frecuencia instantánea (d), (tomada de Taner et al 1979).

En la figura 1.11, la línea punteada (a y b) representa la amplitud instantánea. Considerando las 2 componentes de la traza sísmica, real (a) e imaginaria (b), el máximo de la envolvente puede no coincidir con el máximo de la señal, así pues, indica otras interferencias.

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 éste 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)

### 1.2.3.2 Fase Instantánea

La fase instantánea, definida por,

$$\theta(t) = \tan^{-1} \left[ \frac{f^*(t)}{f(t)} \right] \quad (1.29)$$

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 en éstas 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.

### 1.2.3.3 Frecuencia Instantánea

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

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \omega(t) \quad (1.30)$$

que es un valor asociado con un punto en 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

éste 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 una 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 para trabajo de reflexión en las costas del norte del Golfo de México.

En resumen se puede decir que los atributos pueden ayudar a mostrar la petrofísica que subyace la superficie, como se muestra en la tabla 1.2.

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 1.2 Petrofísica que describen los atributos sísmicos

Con los elementos que se han descrito aquí, se analiza más adelante un campo petrolero en las orillas de Louisiana, EUA, 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. Pero antes, se da un poco de información acerca de la geología local.

## Capítulo 2 – Geología del Área de Estudio

### 2.1 Geología General

El yacimiento donde fueron tomados los datos y para los cuales se analizan en el capítulo 3 por medio de atributos sísmicos, se encuentra ubicado en el Golfo de México, aproximadamente a 38.4 km al este de la ciudad de Grand Isle State Park, en Louisiana, EUA. Este lugar se caracteriza por su gran cantidad de yacimientos petroleros, además ha sido objeto de varios procesos geológicos naturales y creados por el hombre.



Figura 2.1 Localización del Yacimiento

El Golfo de México se formó hace aproximadamente 200 millones de años cuando Norteamérica se separó de Sudamérica y África. Después de un largo periodo de formación del continente, el Norte del Golfo acumuló materia orgánica atrapada en sedimentos producidos por la gran actividad del sistema de ríos. Se generaron grandes temperaturas y presiones las cuales dieron lugar a la conversión de hidrocarburos a partir de la materia orgánica atrapada. Los hidrocarburos migraron de su lugar de origen quedando contenidos en trampas



geológicas, como lo son las estructuras de domo salino. Gran parte de la actividad económica de la zona se basa en la extracción y producción de los hidrocarburos. Ahora se utilizan técnicas, como la interpretación de atributos sísmicos, ayudando a la búsqueda de éstos materiales.

Primero, antes de analizar la geología del lugar se da una descripción de la geología del Norte del Golfo de México, así como los antecedentes que han causado la formación de hidrocarburos y las estructuras que los contienen.

## 2.2 Geología del Norte del Golfo de México

Hace 2 millones de años, el hielo de las glaciaciones se extendió desde Canadá hasta la costa este de Estados Unidos y la costa norte del Golfo, haciendo que las líneas de costa avanzaran hacia el continente o regresaran hacia el mar. Durante el Mesozoico, el continuo movimiento de las líneas de costa, la erosión del aire y agua siguió formando sistemas de depósito, los ríos continuaron desgastando la roca y llevando partículas por todo su cauce, depositando sedimentos en los deltas del Norte del Golfo (EPA, 2003). Los primeros depósitos, debido a la escasa columna de agua que los contenía sufrieron el fenómeno de evaporación, provocando una capa de roca salina de gran espesor y dando lugar a las evaporitas. Así pues, las evaporitas definieron un primer evento marcado en la extensa columna litológica del área, interactuando y encajonándose en los siguientes eventos. Las repetidas transgresiones, regresiones y la incesable sedimentación de los eventos posteriores, tuvieron un gran impacto en la geología y ecología del lugar. Al aumentar el volumen del agua, el Golfo acumuló arena, arcilla y limo; al elevarse el litoral o descenderse el nivel del mar, las costas llamadas de emersión, formaron los ambientes *humedales* y las distintas pendientes que forman el contorno del fondo del Golfo. Los eventos salinos encontraron la manera de ser una intrusión en las rocas más jóvenes adquiriendo el aspecto de domos, que más tarde serían un tipo de trampa geológica para el almacén de hidrocarburos (LGS, 2000). Mas adelante se explicará este tipo de trampas y la manera en que se acumulan los hidrocarburos.

El contorno del fondo del Golfo, ha llegado a tener un arreglo muy particular de pendientes en su suelo marino. Éste juega un papel importante en el tipo y extensión del depósito, haciendo favorable su influencia en la generación de domos. Las pendientes correspondientes al Golfo de México muestran tres tipos generales de suelo marino como vemos en la figura 2.2.

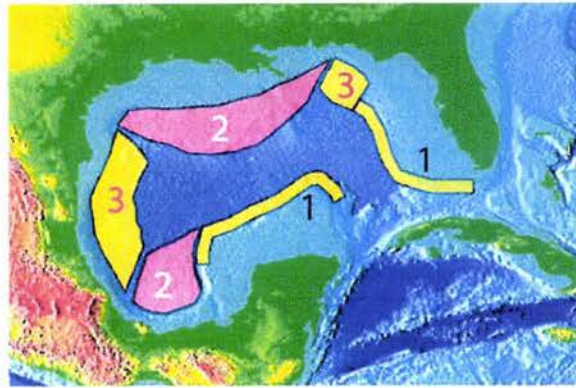


Figura 2.2 Tipos de suelo marino (Ocean Explorer, <http://oceanexplorer.noaa.gov>)

Tipo 1, los acantilados muy altos, inclinados llamados escarpes se encuentran en la parte este y sur, se identifican como escarpes de carbonatos. Tipo 2, a través del norte, sureste y de una pequeña porción del noroeste se ven como los movimientos de sales tienen una gran influencia en la química y geología de esa zona. Tipo 3, sólo en el oeste y en una reducida área del noroeste existen hábitats de pendiente “normal”. La zona de interés para este trabajo es la parte norte del Golfo de México, donde se han formado gran cantidad de domos salinos y existe mucho depósito sedimentario fluvial y deltaico. El área estudiada está dentro de las inmediaciones meridionales del estado de Louisiana, Estados Unidos. El tipo de pendiente es del tipo 2, por lo que se han descubierto yacimientos petroleros con base en domos salinos.

Para entender bien este concepto, se describirá más a fondo el concepto de trampa geológica. Un yacimiento de petróleo y gas depende de la yuxtaposición de la roca generadora, la roca contenedora, los fluidos y las trampas. La roca generadora es aquella que contiene la materia orgánica que por procesos geológicos se convierte en fluidos de hidrocarburos; los fluidos migran de la roca generadora hasta llegar a una contenedora y establecerse ahí por medio de trampas. Una trampa consiste de una roca sello que impide la migración de los hidrocarburos hacia arriba y hacia los lados, es decir el techo, el cual debe ser

impermeable. La mayoría de los hidrocarburos no encuentran una trampa adecuada y fluyen hasta la superficie junto con el agua de la formación. Se estima que menos del 0.1% del total de la materia orgánica enterrada es atrapada. (Dott y Reynolds, 1969)

Existen tres tipos de trampas de hidrocarburos: estructurales, estratigráficas y de combinación. Las estructurales se caracterizan por tener su roca sello cóncava hacia abajo y se clasifican a su vez en anticlinales y de falla. La geometría de este tipo de trampa se forma cuando los movimientos tectónicos se desarrollan después de la deposición. Las estratigráficas se crean cuando la roca sello se compone de una litología diferente a la de la roca contenedora, variando sus propiedades de permeabilidad y porosidad durante el depósito y sedimentación. Por último, el tercer tipo de trampa, el de combinación, es el resultado de la combinación de procesos tectónicos y litológicos, es una trampa mixta. Un buen ejemplo de este tipo es el domo salino.

El domo salino es una masa de NaCl (cloruro de sodio) generalmente, aunque variable, de geometría cilíndrica. La sal, como anteriormente se mencionó, es una evaporita depositada en los inicios de la cuenca sedimentaria. Esta capa salina es afectada por procesos de presión de las capas depositadas sobre ella, provocando que en las zonas de menor presión se produzca un fenómeno de levantamiento. La sal sube desde la capa de su formación formando un domo, cruzando las capas más jóvenes y llegando a profundidades relativamente someras, ocasionando fallas y plegamiento a las capas suprayacentes. Gracias al plegamiento de las capas, los hidrocarburos son capaces de migrar a zonas más altas y acumularse en las fronteras del domo de sal.

El origen de los domos salinos, de acuerdo con Dott y Reynolds, se explica mejor de la siguiente manera. La sal tiene una densidad de  $2.2 \text{ gr/cm}^3$  bajo condiciones ideales, pero a una profundidad de 3660 metros, las rocas superiores ejercen presión ocasionando la disminución de la densidad y provocando que la sal fluya como sustancia plástica. La mínima fractura en la

roca encajonante ocasiona que la sal, que ahora es menos densa que la roca alrededor de ella, empiece su movimiento ascendente. La presión en toda la capa de sal y el efecto de la isostasia, hace que el resto se traslade hacia arriba. Este movimiento de fluido es detenido cuando se encuentra una roca más rígida o cuando no hay mas sal que suba. Una vez que se alcanza el equilibrio, el movimiento se detiene y puede ser activado nuevamente por mas presión de las capas que van creciendo por la sedimentación. (Louisiana Energy & Environmental Resource & Information Center, 2003)

Mientras que el tamaño y la forma de los domos salinos varía uno de otro, todos guardan ciertas características (figura 2.3). Los domos tienen una roca impermeable que se compone, en la parte superior por caliza y yendo hacia abajo por yeso, anhidrita y al final por roca salina; Tiene un espesor promedio de 90 a 120 metros, y se ha llegado a conocer espesores de 300 metros. La roca impermeable, que se encuentra en la parte superior del domo, se pensó que se originaba al mismo tiempo que la evaporita, es decir, que era una capa muy delgada que se formaba en la última etapa de formación de la roca salina, antes de la sedimentación de carbonatos. Esta teoría fue descartada una vez que se consideró el origen de la roca impermeable como un proceso secundario a la formación del domo. Al subir la sal, comportándose como fluido, el frente hace reacción con las capas suprayacentes disolviéndose y las sustancias restantes se concentran en la cima, resultando una secuencia de tres capas: caliza, yeso y anhidrita.

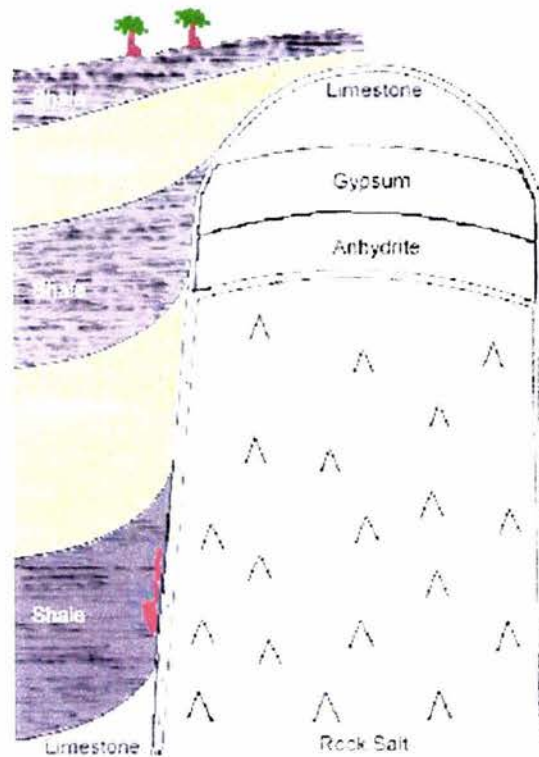


Figura 2.3 Características de un domo salino. La roca impermeable del domo consiste, describiendo de arriba hacia abajo, de caliza, yeso, anhidrita y sal. Esta se encuentra como intrusión en una secuencia de arenisca y lutita. (<http://www.leeric.lsu.edu/bgbb/4/traps.html>, 2003)

La roca impermeable de algunos domos salinos, y en ocasiones, la sal misma, se encuentra “sobrecolgada” en uno o dos lados; Es decir, cuando el frente del domo salino encuentra la roca compacta la cual le impide seguir su camino, y existe agua corriendo a través de esta roca, se enfrenta con un fenómeno de disolución del resto del cuerpo del domo con un adelgazamiento respectivo incapaz de afectar la roca impermeable. En muchos casos, la impermeabilidad de la roca del frente del domo permite que funcione como trampa de hidrocarburos. Además de tener asociación con hidrocarburos, los domos salinos también pueden contener azufre puro. Si el espesor de caliza del frente del domo tiene un espesor considerable, el azufre que contiene puede llegar a ser comercial. El origen del azufre, si es que existe, se crea después de la caliza, probablemente por la destrucción de la anhidrita.

## 2.3 Geología General de Louisiana, Estados Unidos de América

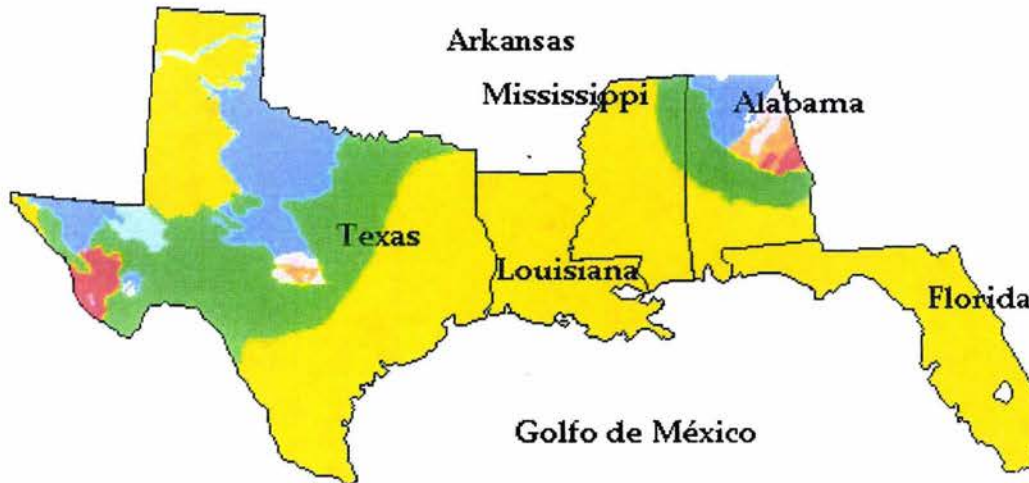


Figura 2.4 Mapa de localización de Louisiana

Louisiana es uno de los estados de la unión Americana. Se encuentra en la costa norte del Golfo de México, al este del Estado de Texas, al oeste del Estado de Mississippi y al sur del Estado de Arkansas. Es un lugar donde la sedimentología ha tenido una gran aportación a la geología local.

La secuencia geológica de sedimentos relativamente jóvenes que subyacen a la superficie de Louisiana fue depositada sobre los ríos y deltas o adyacentemente a ellos en una disposición costera llana. Estos depósitos, al igual que otros cercanos al Valle del Mississippi indican un sistema más amplio de ríos correspondiente al del estado del mismo nombre que ha persistido al menos desde el comienzo de la formación del Golfo de México.

La mayoría de los afloramientos en Louisiana consisten de sedimentos del Cuaternario. El aluvión del Holoceno de los ríos Mississippi, Rojo, Ouachita y otros, al igual que pequeños contribuyentes, junto con los manglares costeros,

ocupan el 55% de la superficie estatal. Éste aluvión esta conformado por canales de grava y arena cubiertos de arena arcillosa con algunas concentraciones de material orgánico entre ellos, mientras que los manglares costeros son mayormente lodosos y con materia orgánica. Otro 25% de la superficie aproximadamente, está ocupada por depósitos aflorados y asociados con terrazas del Pleistoceno compuestos de arena, grava, limo, superficies planas con variaciones pequeñas en su pendiente y disección dependiendo de su edad relativa. Las superficies son vestigios de llanuras de inundación preexistentes y forman ambas variaciones, pendiente y disección, a lo largo de los grandes ríos en el norte de Louisiana y en los cinturones paralelos a la costa en el sur. Ellas surgieron como la llanura costera en respuesta al movimiento de la corteza del Golfo de México. (LGS,2000)

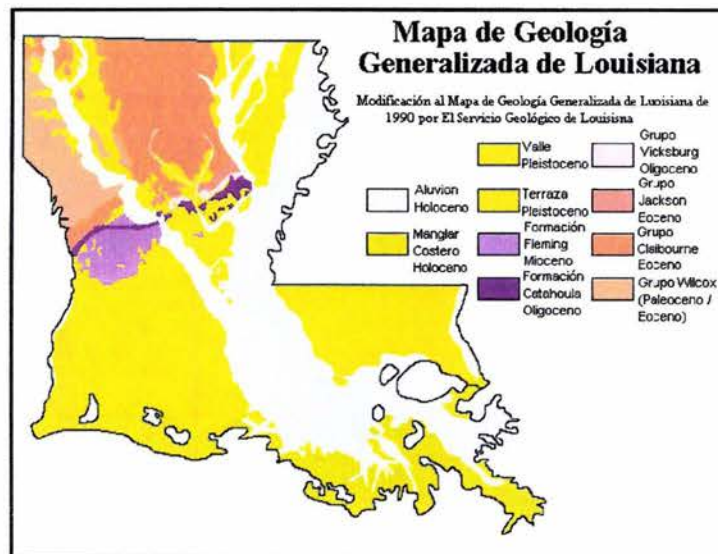


Figura 2.5 Mapa de Geología Generalizada de Louisiana

Según el Servicio Geológico de Louisiana (LGS), durante las glaciaciones en el cuaternario, el nivel del mar bajó y las líneas de costa avanzaron hacia el mar. Cuando esto pasó, los ríos que desembocaban en el Golfo pudieron depositar sus sedimentos mas lejos y lavar depósitos de arena, grava y limo. Al fenómeno de estos depósitos durante el deshielo se le llama tren de valle (*valley train*) y se presentó en el valle bajo del Mississippi. Los remanentes de los trenes de valle



del Pleistoceno tardío pueden ser encontrados a lo largo de la orilla oeste de las llanuras inundadas del Río Mississippi en el Norte de Louisiana. Las áreas adyacentes al valle de este río fueron cubiertas por *loess*, limo erosionado por aire derivado de depósitos glaciares (LGS, 2000); los loess son de varios metros de espesor y se preservan en áreas a un costado del valle. La mayor parte de la superficie restante (cerca del 20%) abarca estratos del Terciario, afloran principalmente al norte y noroeste del estado. Dentro de esta área, las rocas del Cretácico se presentan expuestas de manera escasa en la cima de domos salinos. En la figura 2.6 se muestra la columna estratigráfica de las secuencias litológicas a través del tiempo.

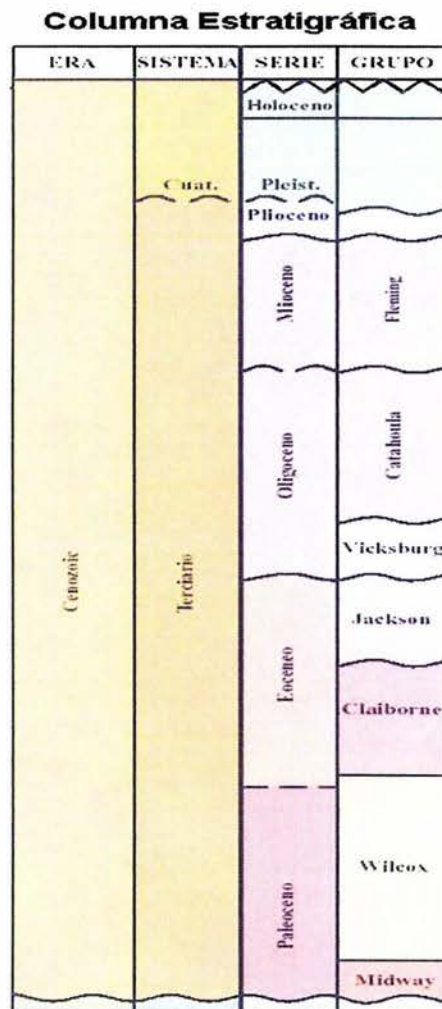


Figura 2.6 Columna Estratigráfica perteneciente a Louisiana. (Modificado de Louisiana Geological Survey, Serie No. 8, 2000)

Los estratos del Terciario van desde el Paleoceno (Grupo Wilcox) hasta el Mioceno tardío (Grupo Fleming). Las formaciones Wilcox, Claibourne, y Fleming ocupan la mayor parte del área. Los afloramientos respectivos a Wilcox predominan en el levantamiento Sabine (al noroeste de Louisiana), los de Claibourne en las cuencas salinas del norte del estado, y por último los de Fleming en el costado sureste de Sabine. Las secuencias estratigráficas de Wilcox y Claibourne consisten de arenisca y lodolita de ambiente deltaico y marino somero. Las formaciones Jackson y Vicksburg están constituidas principalmente por lodolita, son relativamente delgadas, y están expuestas en un cinturón estrecho al sureste de Sabine y del domo salino del norte de Louisiana. En la siguiente capa más joven, que aflora al sureste de las 2 anteriores, se encuentra la formación Catahoula, la cual esta constituida principalmente por arenisca depositada por ríos, con pequeñas cantidades de material derivado de la alteración de cenizas, transportadas por aire desde la actividad volcánica desarrollada al oeste de Louisiana. Esta arenisca se caracteriza por ser compacta, y la formación Catahoula catalogada como un elemento prominente de campo abierto en el estado: el Kisatchie. La formación Fleming incluye depósitos fluviales de arenisca y lodolita. Aunque ninguna formación ha sido identificada como formación perteneciente al Plioceno, la secuencia de grava que descansa debajo de la superficie de terraza del Pleistoceno mas vieja y alta, probablemente incluye algunos depósitos del Plioceno cerca de su base. (LGS, 2000)

El proceso que creó las secuencias fluviales y deltaicas que comprenden la mayoría de las formaciones sedimentarias de Louisiana persisten hasta nuestros días. Cada 100 años aproximadamente, la parte baja del río Mississippi abandona su curso y empieza a formar un nuevo lóbulo de sedimento deltaico, gracias a la superposición hecha por el sedimento construido por el río y a la subsidencia de viejos lóbulos deltaicos y áreas adyacentes. Si todo hubiera seguido su rumbo natural, el Río Mississippi hubiera cambiado su trayectoria al río Atchafalaya durante los 50's. Desde entonces, se ha conservado el curso

actual del Mississippi y la contención del río ha creado el dilema de los inaceptables intervalos de erosión en la zona costera del estado. Si el río hubiera mantenido su curso natural y las inundaciones estuvieran presentes, su sedimento llenaría los *humedales* que ahora están deteriorándose, se restauraría la tierra mientras es asentada. El río se encuentra sostenido en un cauce extenso que ha alcanzado la orilla de la plataforma continental, y la mayoría de su sedimento es acumulado ahí y muy dentro del Golfo.

A través del tiempo geológico, la sedimentación deltaica de gran volumen y cercana a la costa en el Golfo ha creado secuencias gruesas de arcilla y arena con material orgánico. En éstas secuencias se generaron hidrocarburos contenidos en arena gracias al entrapamiento de éste por medio de fallas, pliegues, domos salinos y estratos interdigitados, consecuentemente, Louisiana ha dado una gran aportación a la industria petrolera. La mayoría de los domos salinos en el norte del Golfo, ocurrieron en el periodo Pérmico o Jurásico, sin embargo, su edad exacta depende de la base Cretácica sobre el que suprayacen, son más antiguos al norte y más jóvenes al sur. La sal ha recorrido cientos de metros de sedimento hacia arriba y aún sigue con ese desplazamiento. Se pueden encontrar un gran número de éstos domos, en la región sur del territorio.

En resumen, se puede decir que la naturaleza geológica de Louisiana se encuentra compuesta de capas de arena y arcilla por encima de rocas salinas, influenciadas por fallas y pliegues formando trampas mixtas de hidrocarburos. La zona conocida como West Delta 30, fuera de las costas de Louisiana hacia el mar, pretende ser un campo productor de hidrocarburos. Mas adelante se describe, de manera particular, como la prospección sísmica de reflexión, específicamente, la técnica de atributos sísmicos instantáneos, resuelve el problema de ubicar una zona potencial de acumulación de hidrocarburos con base en trampa mixta, como lo es en un domo salino.

Más adelante se describe la geofísica aplicada a la zona de estudio.

## Capítulo 3 – Interpretación a partir de los Atributos Sísmicos

### 3.1 Adquisición de Datos y Procesamiento

El área de estudio se encuentra ubicada en el Golfo de México, aproximadamente a 38.4 km al este de Grand Isle State Park, ciudad de Louisiana, EUA, dentro de la malla marina West Delta 30. Como se muestra en la figura 3.1, el equipo marino que se utilizó arrastra 8 cables con 46 hidrófonos cada uno, los hidrófonos registraron las ondas sísmicas que se produjeron al disparar cañones de aire comprimido. La onda acústica viaja en el agua después de un disparo, a través de las capas del subsuelo y reflejándose en interfaces, luego regresa a la superficie, registrando cada reflejo en los hidrófonos. El barco siguió una trayectoria en forma de zigzag, de Norte a Sur para así, cubrir la malla (figura 3.2) deseada para el estudio.



Figura 3.1 Embarcación Western Geco de  
levantamiento sísmológico continuo

El resultado fue de 46 trazas sísmicas en el conjunto de señales (*gather*) por cada disparo por cada línea. Se organizó este conjunto para que resultaran 46 trazas, o mejor dicho, 46 reflejos para un mismo punto medio común o CDP

(Capítulo 1). Después, se apilaron las 46 trazas para crear una sola y así, poder trabajar un solo reflejo por reflector por cada traza, es decir por cada CDP.

Al finalizar la adquisición, toda la información fue corregida por el oleaje vertical que sufren los hidrófonos y por el movimiento horizontal. Se manejaron los datos bajo la proyección de llanos de Louisiana, Zona Sur (propia del área de estudio) con el datum NAD27 usando el elipsoide *Clark 66* (semieje mayor de 6378206.4 metros, índice de 1/294.98) Luego, los datos fueron transmitidos al centro de procesamiento para manejo y filtrado de las señales. Ahí, se apiló la información de cada CDP, calculando ganancias de la señal sísmica, filtrando, silenciando, deconvolucionando, migrando, corrigiendo los efectos de las velocidades de onda en la capa de baja velocidad, y sumando los efectos, resultando una sola traza para cada punto de la malla superficial o nodo. Más tarde, los datos procesados se presentaron en formato digital y se introdujeron al software de interpretación sísmica.

El área que se cubrió resultó ser una malla (figura 3.2) con líneas de CDPs organizados linealmente, donde cada línea está separada cada 16.76 m (55 ft) y donde están paralelas a la dirección norte. La malla tiene un total de 271 líneas con 221 nodos cada una, en un total de 1 km<sup>2</sup> aproximadamente. Estos datos forman un espacio discreto, donde 2 de sus ejes es la malla registrada (coordenadas x y y en la superficie) y el tercer eje es el tiempo que se dejó correr el registro. Cada punto en el espacio contiene la amplitud procesada y corregida lista para la interpretación espacial del modelo.

Después de las etapas de adquisición y el procesamiento en sí, se entregó el paquete de datos consistente en un estudio 3D compuesto de 270 líneas registradas (*Inlines*) empezando en la No. 500 y llegando hasta la No. 770. El estudio, cuenta también con 220 líneas transversales calculadas (*Crosslines*) empezando en la 360 hasta la 580 resultando una malla que tiene una separación entre celdas de 16.76 m. El tiempo registrado para cada uno de los

nodos de la malla (CDPs) alcanza 3504 msec registrados después del impacto. Para este estudio se calculó un volumen de datos con valores de amplitudes a tiempos constantes (*Time slice*) a cada 4 msec de 0 a 3504 msec.

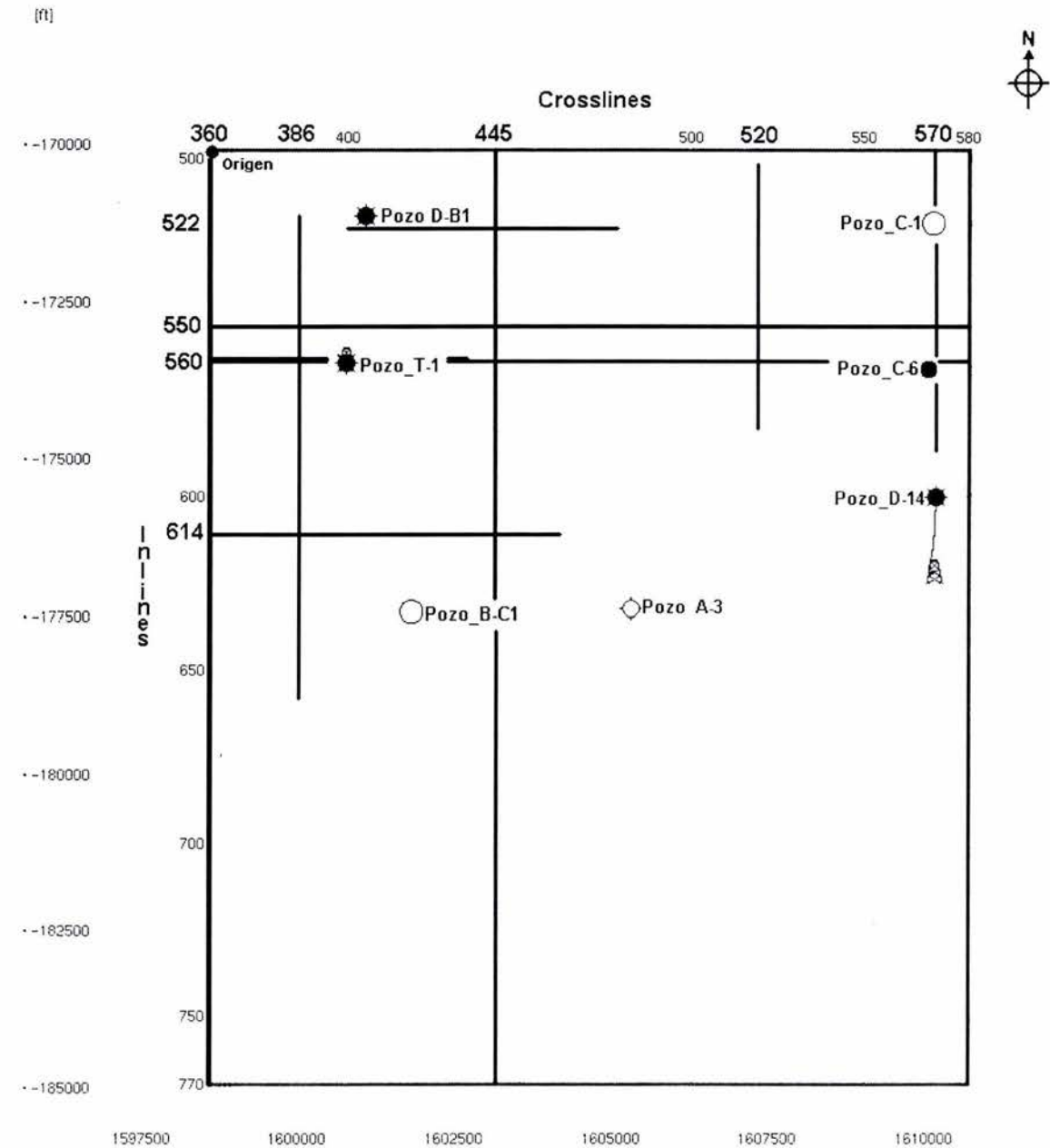


Figura 3.2 Inlines y crosslines dentro del datum NAD27

El origen de la malla quedó ubicado en las coordenadas UTM 1598750 E, 170000 N, por lo que las líneas paralelas a la dirección Este-Oeste son las

líneas registradas (*inlines*) y las transversales (*crosslines*) son las líneas calculadas. Mientras que las líneas tanto *inlines* como *crosslines* están medidas en pies, la vertical está medida en tiempo. Para poder ubicar perfectamente en el espacio, se necesitaría trabajar todo en unidades de longitud, ya sea pies o metros, sin embargo la conversión a profundidad se lleva a cabo por medio de cálculos que no son objetivo de este trabajo. Debido a esto, se trabajaron las unidades verticales en tiempo y éstas dan una idea de la localización en el espacio de los elementos geológicos, por lo que a tiempos cortos, se le llama más adelante someros y a los últimos arribos, se les llama profundos.

En toda la zona existen 7 pozos, que se muestran en la figura 3.2, de los cuales 2 de ellos son actualmente productores, el pozo T-1, y el pozo D-14, que son vertical y desviado respectivamente. Los pozos C-6 y DB-1 tuvieron producción desde 1950 y se encuentran secos, los A-3, BC-1 y C-1 son pozos que nunca produjeron y quedaron como pozos de exploración.

En la figura 3.3 se muestra la sección vertical completa de una de las líneas Norte-Sur (*crossline* 360), es en esta imagen, donde se representa la longitud de onda y amplitudes de las trazas sísmicas en forma de ondículas (*Wiggle*) para todos y cada uno de los 271 nodos que contiene. Por el momento se muestra este despliegue de información estilo ondículas solo para mostrar una de las formas en que se interpreta, sin embargo mas adelante se mostrarán la imágenes sísmicas con escala de intensidad de amplitudes.

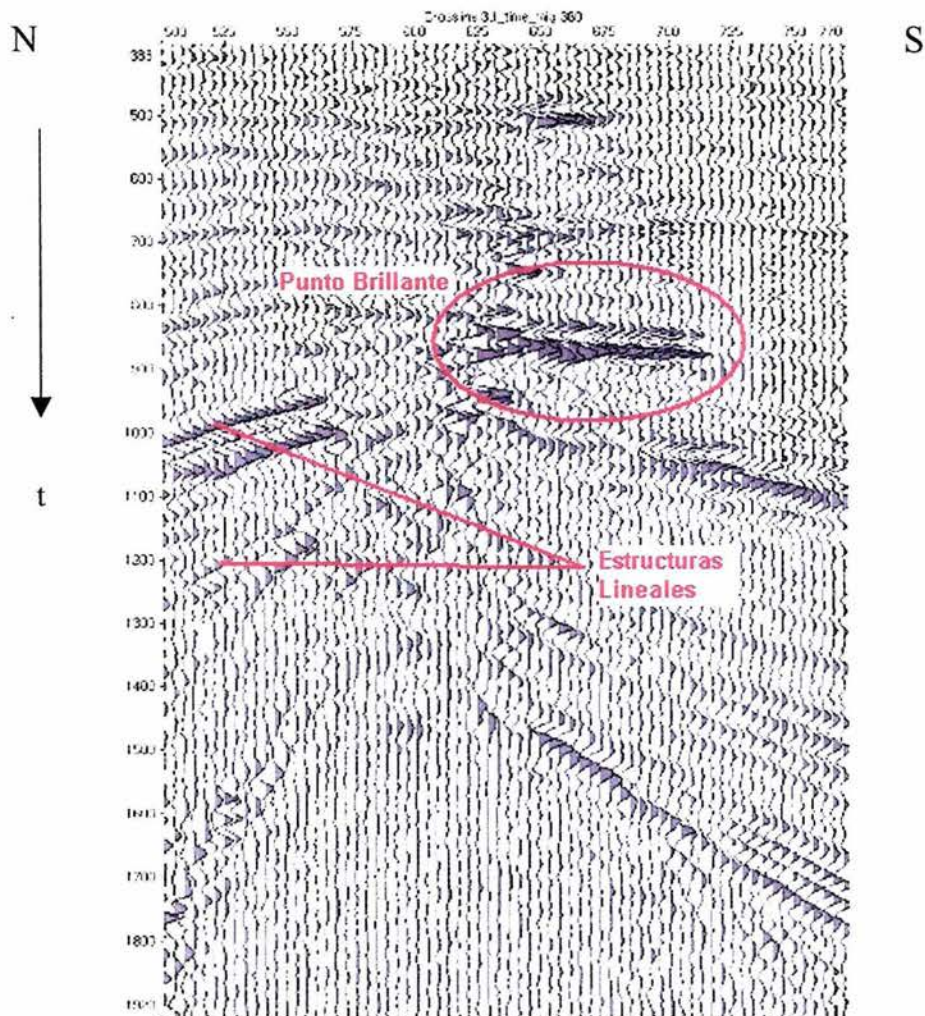


Figura 3.3 Imagen sísmica de la línea *Crossline* 360 mostrando ondículas

Se puede observar de la figura anterior, tendencias lineales que tienen extensión lateral, de las cuales se indican solo 2, sin embargo existen más. Cada una de las tendencias representan reflectores que podrían indicar horizontes sísmicos. También se distingue de la figura, la forma geométrica que asemeja a un domo, es decir, convexa hacia arriba y un punto brillante alrededor de los 800 msec que indica un fuerte contraste de impedancias acústicas.

Mostrando una sección transversal a la anterior, se observan las trazas de una línea sísmica en escala de intensidad de amplitudes (figura 3.4), es decir una imagen sísmica de tiempo contra posición. Dicha imagen, es la sección en la línea registrada número 550 con 221 nodos y la escala de grises usada muestra



la amplitud de las trazas que aumenta hacia el tono oscuro. Lo que se pretende, es encontrar estructuras parecidas a las encontradas en la sección de la línea Norte-Sur 360. Se pueden apreciar de lado izquierdo, tendencias casi verticales como dibujando un cuerpo, como se muestra en el dibujo esquemático de la figura 3.5. Se puede apreciar parte de la estructura, como si estuviera cortada, esto se debe al alcance que tuvo el estudio debido a la malla tan reducida. Conforme se aproxima a la derecha, se pueden observar líneas con tendencia hacia la horizontal, a las que se llaman reflectores u horizontes sísmicos. Éstos muestran su asociación a los contrastes de impedancia acústica entre los materiales atravesados por la onda e indican en ciertos casos cambios en la litología.

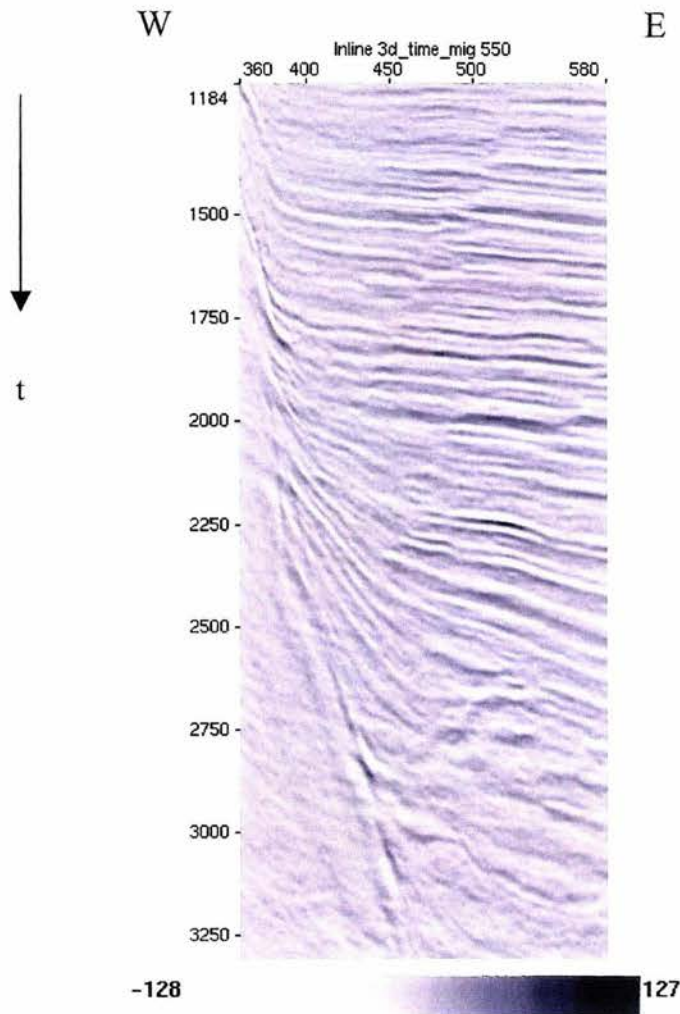


Figura 3.4 Sísmica de la línea registrada No. 550

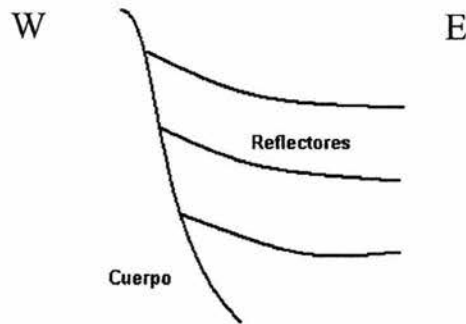


Figura 3.5 Dibujo esquemático interpretativo del cuerpo en la *inline* 550

Regresando a la sección Norte-Sur de la crossline 360, figura 3.4, y analizándola ahora con la escala de intensidad de amplitudes, se muestran las trazas de los 271 CDPs en la figura 3.6. En ella, se espera encontrar la estructura completa de lo que se describió como cuerpo.

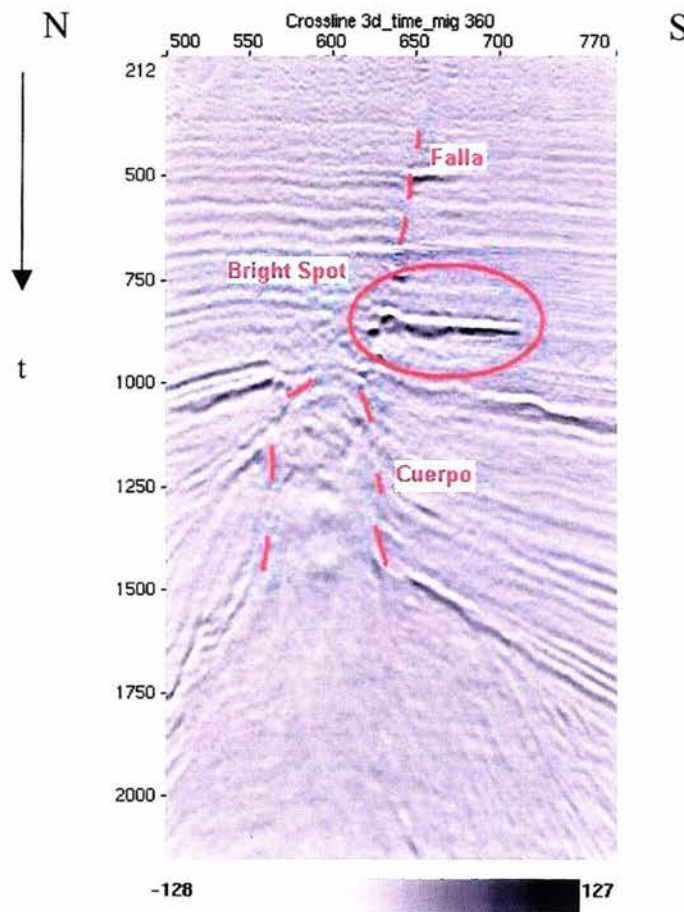


Figura 3.6 Línea sísmica transversal No. 360

La figura anterior tiene horizontes que están afallados y el cuerpo, que aquí se describe mejor, es una estructura convexa hacia arriba estilo anticlinal. Dado a que la geología del Norte del Golfo de México, nos propone un ambiente sedimentario de arena con arcillas sobre una primera capa con sal, se puede decir que la geología local para éste paquete de datos, es un domo salino. Pero, antes de afirmar que la estructura es un domo salino, y no un anticlinal, o un intrusivo, se analizan más a detalle, las propiedades sísmicas con relación a las petrofísicas de este campo en el siguiente apartado.

Preliminarmente, se puede inferir que la estructura alcanza su extremo alto alrededor de 1000 mseg. También se puede inferir que hay cambios fuertes en la litología alrededor de los 800 mseg cerca de las secciones de las líneas registradas No. 550 y la transversal No. 360, donde el periodo de la señal sísmica aumenta considerablemente. Como se explica en los fundamentos teóricos de atributos sísmicos de este trabajo, a este fenómeno se le ha llamado punto brillante (*brigth spot*) e indica posible presencia de hidrocarburos. Pero, no se puede asegurar nada hasta ahora.

En una vista en 3D, se puede observar mejor la distribución de las tendencias lineales y el cuerpo. La figura 3.7 muestra las secciones de las líneas *Inline* 550, *crossline* 360 y un corte a los 2000 mseg. Donde es posible identificar la forma geométrica de un domo.

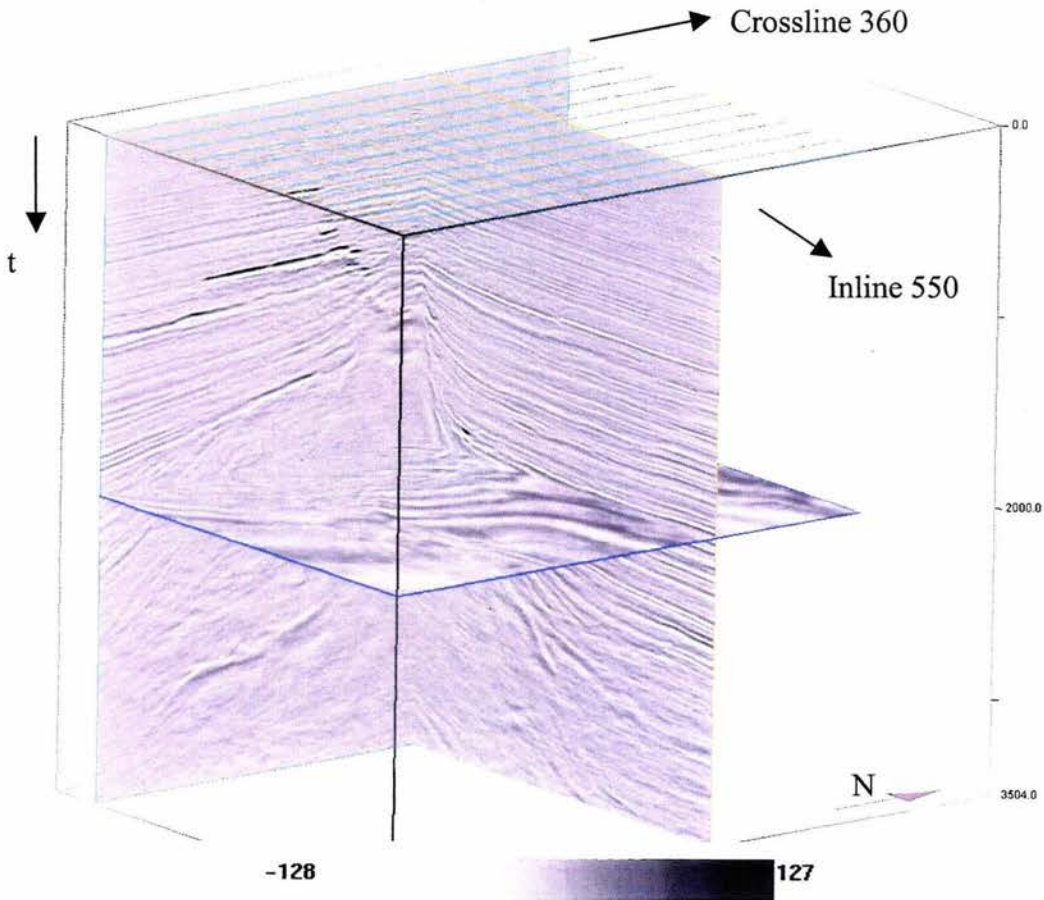


Figura 3.7 Vista 3D

## 3.2 Aplicación de Atributos

### 3.2.1 Cálculo e Interpretación de Atributos

El cálculo de atributos se hizo para cada una de las amplitudes de los datos, calculando amplitud, fase y frecuencia instantáneas, conforme a las ecuaciones 1.28, 1.29 y 1.30. Con ello, se obtuvieron 3 cubos resultantes con las mismas dimensiones de espacio y tiempo. De cada cubo, se pueden mostrar secciones, así como se mostraron con el de amplitudes sísmicas, es decir, se tomará de referencia la misma malla de la figura 3.2.

Se empezará describiendo algunos elementos de la frecuencia instantánea, mostrando en la figura 3.8, la imagen sísmica como resultado de haber calculado dicho atributo.

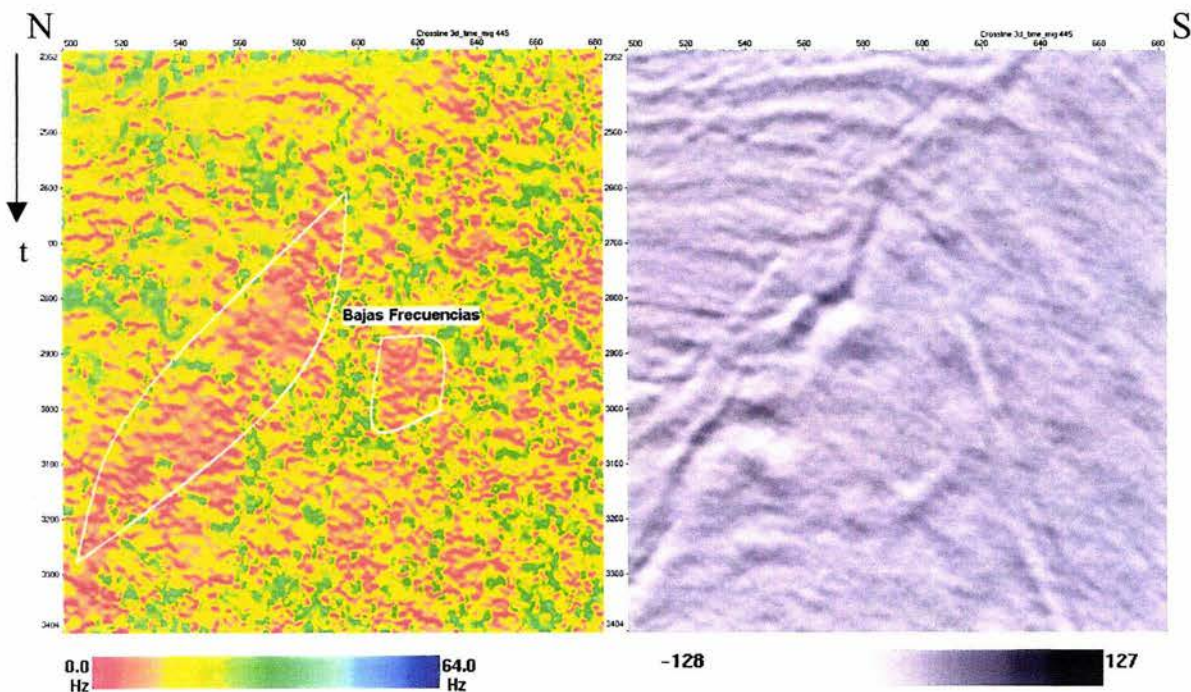


Figura 3.8 Frecuencia Instantánea (izquierda) y amplitud sísmica (derecha) aplicada a la línea transversal 445

Esta imagen muestra en su mayoría medianas y bajas frecuencias, sin embargo se puede notar una acumulación de bajas frecuencias (izquierda) asociadas a un reflector sísmico (derecha). De aquí, se puede concluir que el material no es compacto, de serlo así, la velocidad de la onda en éste medio sería alta. En cambio, se puede inferir que la velocidad de la onda en ésta zona es baja, ya que a frecuencias bajas corresponden periodos de onda largos.

Entonces concluyendo, se podría descartar la posibilidad de un intrusivo o dique. Se podría comentar que se trata de una zona de arena con gas, sin embargo la extensión de un yacimiento con tales proporciones sería excepcionalmente amplio. Pero, no se descarta esta opción del todo. Por último, se deja abierta la posibilidad de tener un domo salino.

Debido a la incertidumbre, fue necesario revisar algunos datos de pozos. Cuando se perforó el pozo D-B1 (figura 3.2), se encontró sal casi al final de su trayectoria, por lo que la hipótesis de la arena con gas queda descartada. Siguiendo la teoría de tener un domo salino, se sigue con la interpretación de un modelo como éste.

Por otro lado, la fase instantánea describe perfectamente la continuidad lateral de los reflectores. Con la identificación del espacio puntual de sal ubicado en la trayectoria del pozo y los datos de sísmica, específicamente la fase instantánea, se puede describir la continuidad lateral de la frontera más superficial de lo que más adelante sería el flanco de un domo salino. La figura 3.9 muestra el inicio de la descripción de éste evento. Cabe mencionar que la continuidad lateral de otros eventos sedimentarios se hicieron con base en las amplitudes de la señal sísmica. Más adelante se expone la importancia de tales eventos.

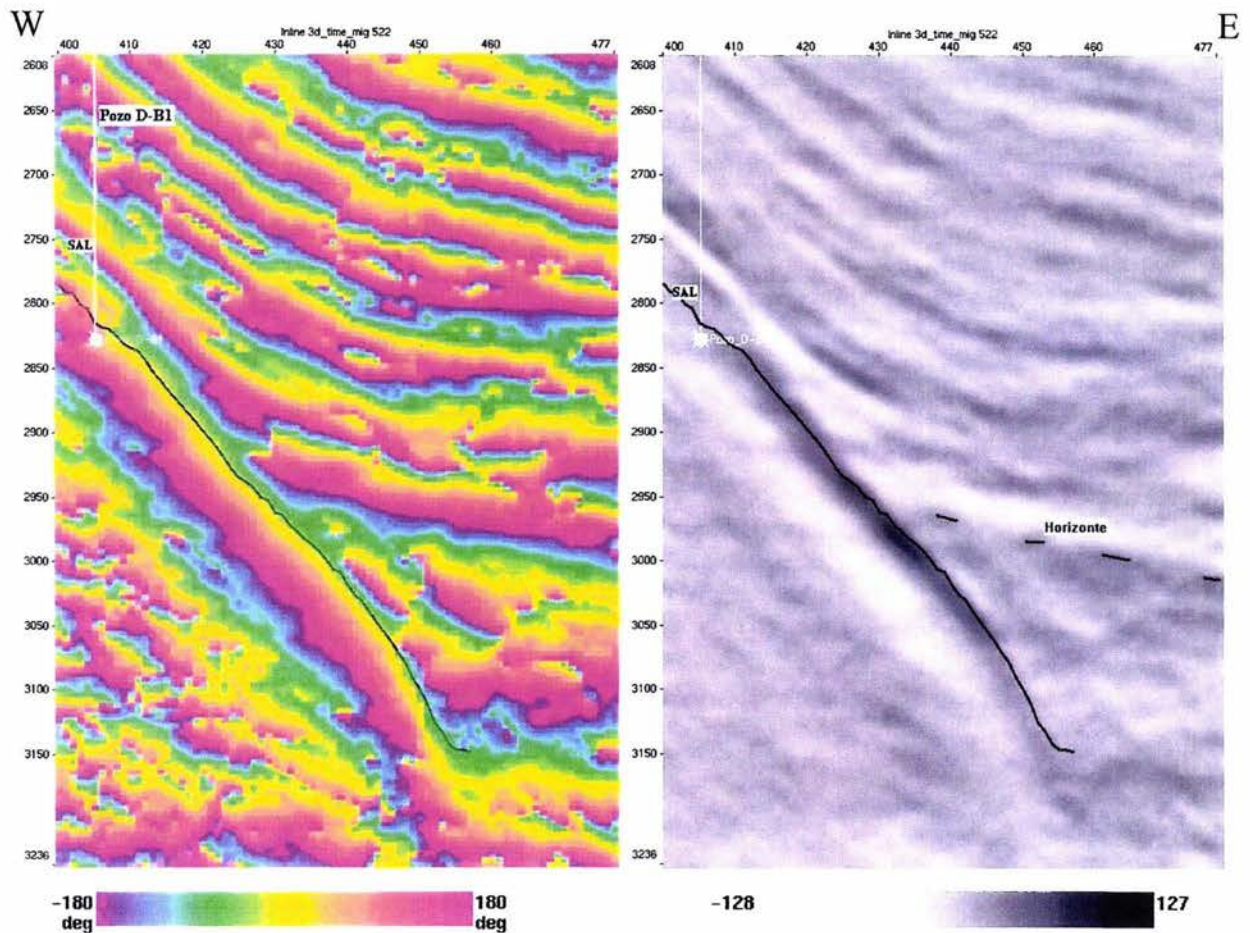


Figura 3.9 Marcador del límite de sal y continuidad lateral de los reflectores con base en fase instantánea (izquierda) y amplitud sísmica (derecha). *Inline* 522. La continuidad lateral es mas clara con el atributo sísmico fase instantánea.

En las dos imágenes de la figura 3.9, se encuentra la misma sección de la línea *inline* 522, mostrando fase instantánea y amplitud sísmica. En ambas representaciones, se muestra solo una parte del estudio, se observan tendencias horizontales con continuidad lateral extensa, o sea, existen horizontes o superficies que describen una sucesión de capas alrededor de la estructura de sal. La imagen de la izquierda, fase instantánea, muestra cambios de fase al viajar verticalmente y también se muestra el pozo D-B1, que se usó de referencia para interpretar el domo salino; El cambio más tenue pertenece a la frontera de la sal y las formaciones.

Las imágenes sísmicas de fase instantánea también ayudan a corroborar la interpretación de los horizontes de las imágenes sísmicas de amplitud (figura 3.10). De la imagen sísmica, se pueden interpretar infinidad de superficies, solo es cuestión de seguir lateralmente un máximo, un mínimo o un cruce por cero de la señal. Para este trabajo, se interpretan 3 horizontes además de la frontera de sal, por su importancia productora. En el pozo vertical T-1, que es el que se muestra en la figura 3.10, se produce hidrocarburos entre los horizontes H y BH y arriba del horizonte P; y en el pozo D-14, ubicado fuera de la figura, se produce solo arriba del horizonte P.

Para efectos de claridad en los conceptos aquí mencionados, la letra P se referirá al horizonte denominado Horiz\_P, en lugar de hablar de ondas P a menos que se indique lo contrario.

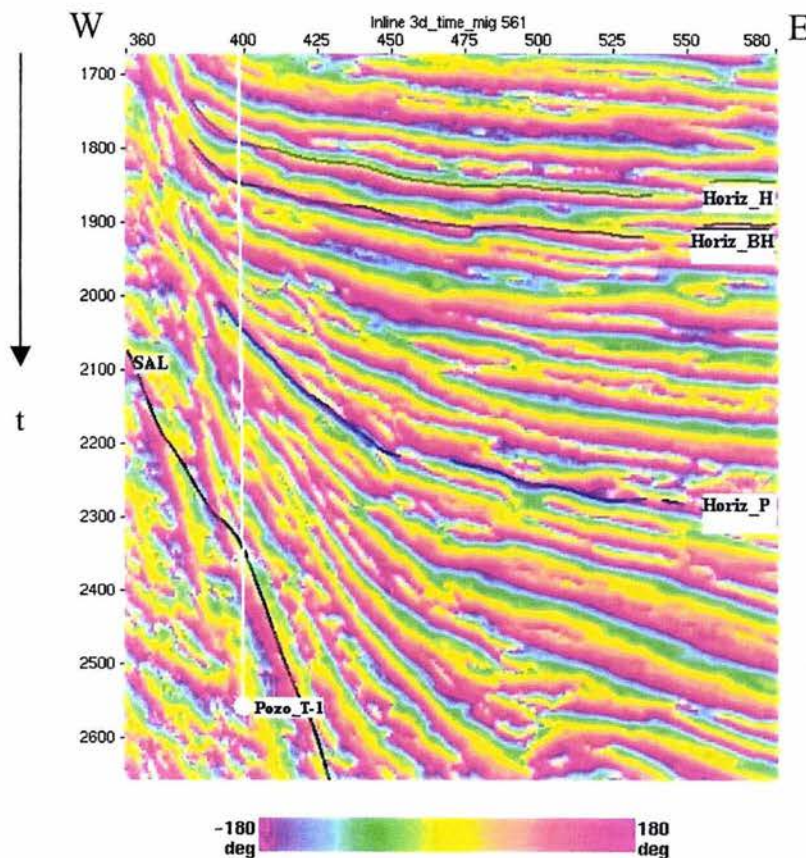


Figura 3.10 Pozo vertical T-1, sal y horizontes en la sección de línea *Inline* 561



Al interpretar el límite oriental del domo, se observa que los horizontes productores de hidrocarburos no forman parte del sistema de trampa mixta debida a un domo salino. Las zonas, ahora económicamente activas, se sitúan muy lejos de la frontera sello del flanco oriental del cuerpo de sal.

La fase instantánea sirve también para identificar fallas. Gracias a que la fase acentúa la continuidad lateral de las capas del subsuelo, es muy sencillo identificar las interrupciones que estas puedan tener debido a las fallas. La figura 3.11 muestra este efecto. Cruzando de arriba hacia abajo, se observa una línea casi vertical; alrededor de ésta se aprecia como las fases constantes de extensión lateral son interrumpidas, cambian de valor. Éste efecto es producido por la discontinuidad debido a una falla, y la línea casi vertical es la representación de ésta falla.

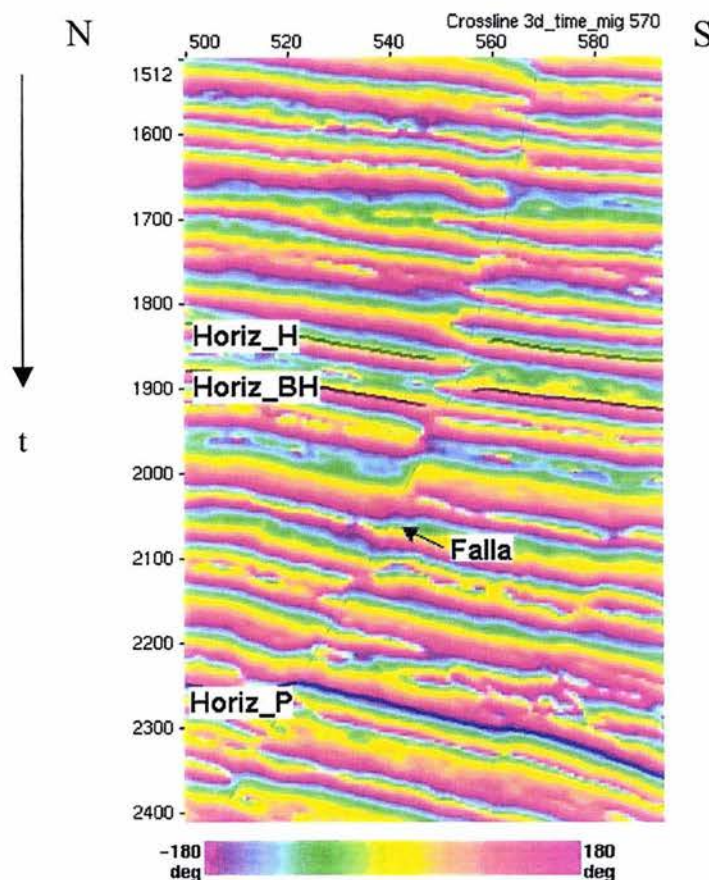


Figura 3.11 Falla en fase instantánea en *Crossline 570*

En resumen, la amplitud sísmica, la frecuencia instantánea, la fase instantánea y muy importante, la información de pozos, han hecho que se construya el modelo estructural en toda el área de los elementos que son de interés para ésta tesis. Es decir, se tienen ubicadas 3 superficies de interés, 5 fallas que las cruzan y el flanco del domo salino que divide las formaciones con el resto del cuerpo de sal (figura 3.12), en el dominio del tiempo y podría decirse que en una aproximación de espacio. De acuerdo al modelo obtenido, los horizontes marcan los cambios de medio entre arena y gas. Se podría decir que el objetivo está resuelto, la interpretación de un domo salino, pero, como en este caso, ¿qué importancia económica tiene un domo salino?.

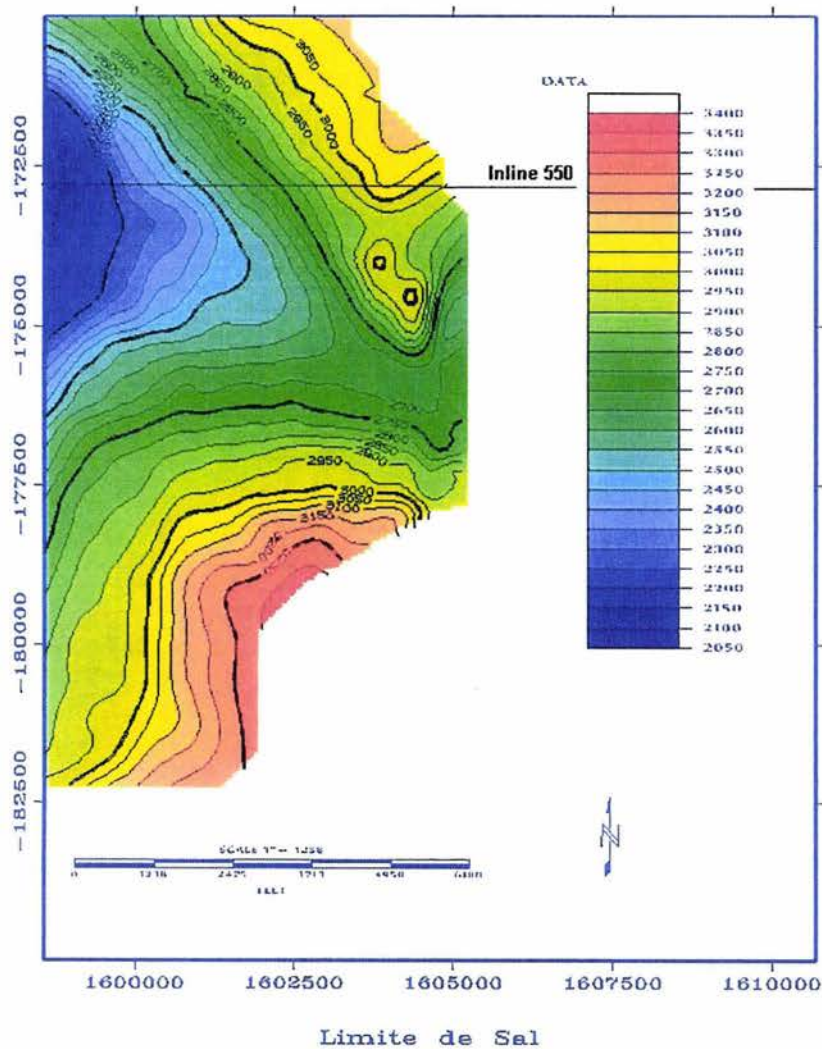


Figura 3.12 Curvas de nivel del domo salino dentro del área estudiada en dominio del tiempo

Como se explicó en el capítulo 2, los domos salinos pueden ser trampas mixtas para la acumulación de hidrocarburos. Tal vez las fronteras del domo no sirvan de sello para atrapar gas o petróleo, pero sí el efecto que puede tener en todo el ambiente geológico entorno al domo. Dicho ambiente, es afectado por la presión de la secuencia de capas que suprayacen el domo. Esta, o la presión que ejerce el domo mismo, es capaz de propiciar las fracturas y fallas que se encuentran con las imágenes sísmicas. Si las condiciones estructurales y estratigráficas son ideales, estas podrían estar describiendo una trampa de hidrocarburos. Entonces, se puede utilizar la amplitud de la envolvente, que resalta los contrastes de impedancias acústicas entre 2 medios, por lo que puede ser un buen indicador de gas.

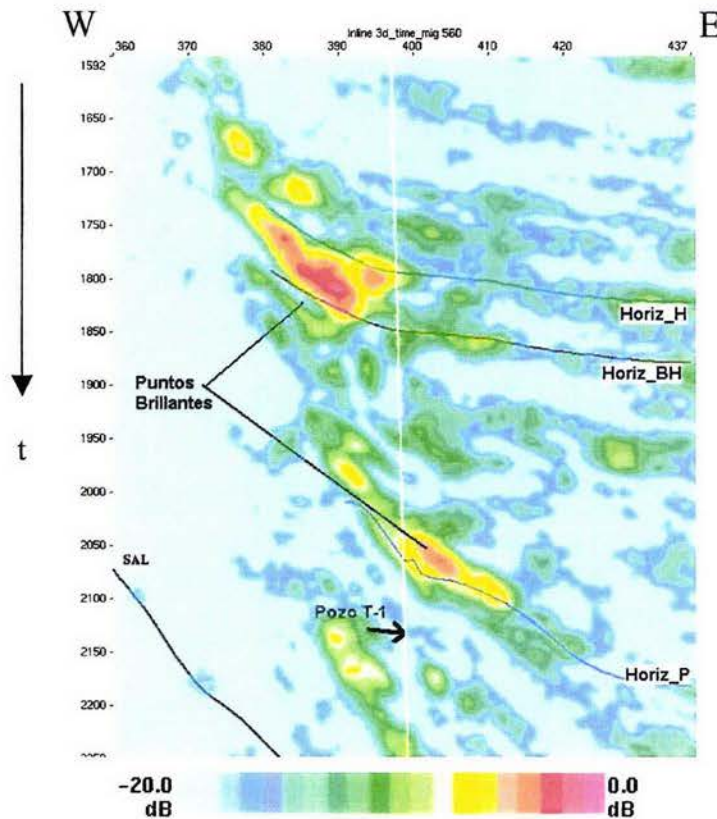


Figura 3.13 Envolvente en zona productora, pozo T-1, inline 560

Utilizando el resultado del cálculo de la envolvente de la amplitud sísmica en la imagen sísmica correspondiente a la inline 560, en la figura 3.13 se muestra el orden de amplitudes de las profundidades de las zonas productoras y

efectivamente, una puede estar entre los horizontes H y BH y la otra puede estar arriba del horizonte P. Se puede notar que H y BH están inclinados con pendiente al este y una falla afecta su continuidad lateral, si el gas tiende a subir, se tiene las condiciones para la existencia de una trampa. Es el mismo caso para P en ésta zona con respecto a la misma falla.

Se puede observar, de manera similar lo que sucede con respecto al pozo desviado D-14 en la siguiente ilustración (figura 3.14).

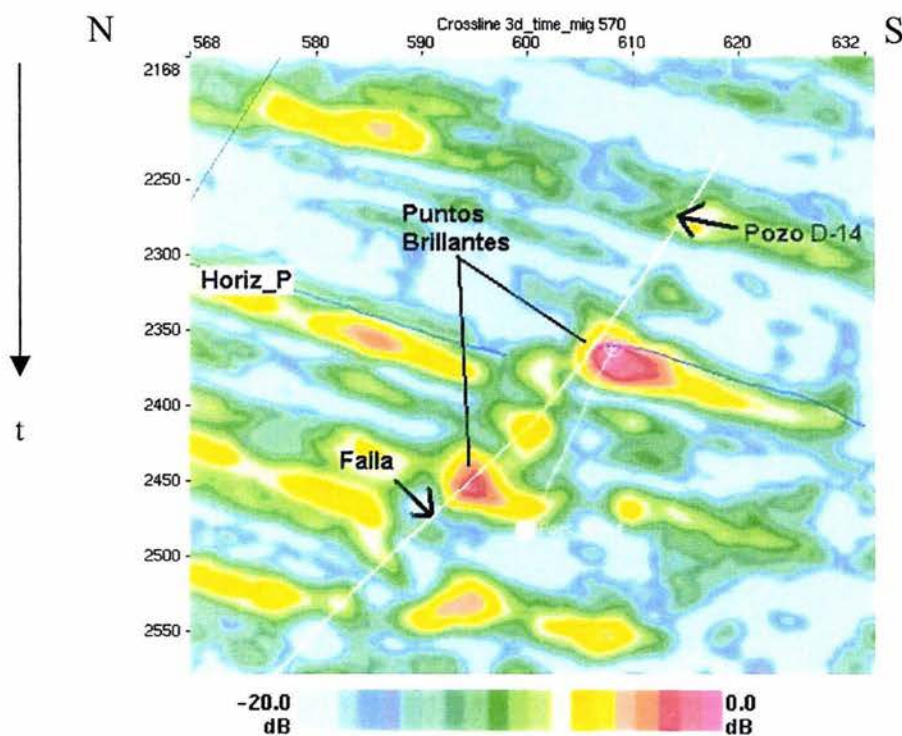


Figura 3.14, *crossline* 570. Las zonas marcadas como bright spot muestran los intervalos productores del pozo D-14. Se muestra la falla que construye la trampa.

De esta ilustración (3.14) se observa que el horizonte P tiende a subir hacia el Norte y el gas podría estar atrapado en la parte más alta hasta llegar a una falla, mostrada como una línea delgada cerca del punto brillante. Una vez más, los máximos de la amplitud envolvente sugieren que son probables zonas de acumulación de hidrocarburos corroborándose con la información del pozo D-14.

### 3.2.2 Propuesta de Localizaciones

Para encontrar nuevos prospectos de pozos productores, se tomará como base los horizontes H, BH y P, y se analizará zonas de alta amplitud envolvente contenidas en ellos.

#### 3.2.2.1 Análisis del Horizonte H

La figura 3.15 muestra el atributo amplitud instantánea aplicado al horizonte sísmico H, que es un horizonte productor en el pozo T-1.

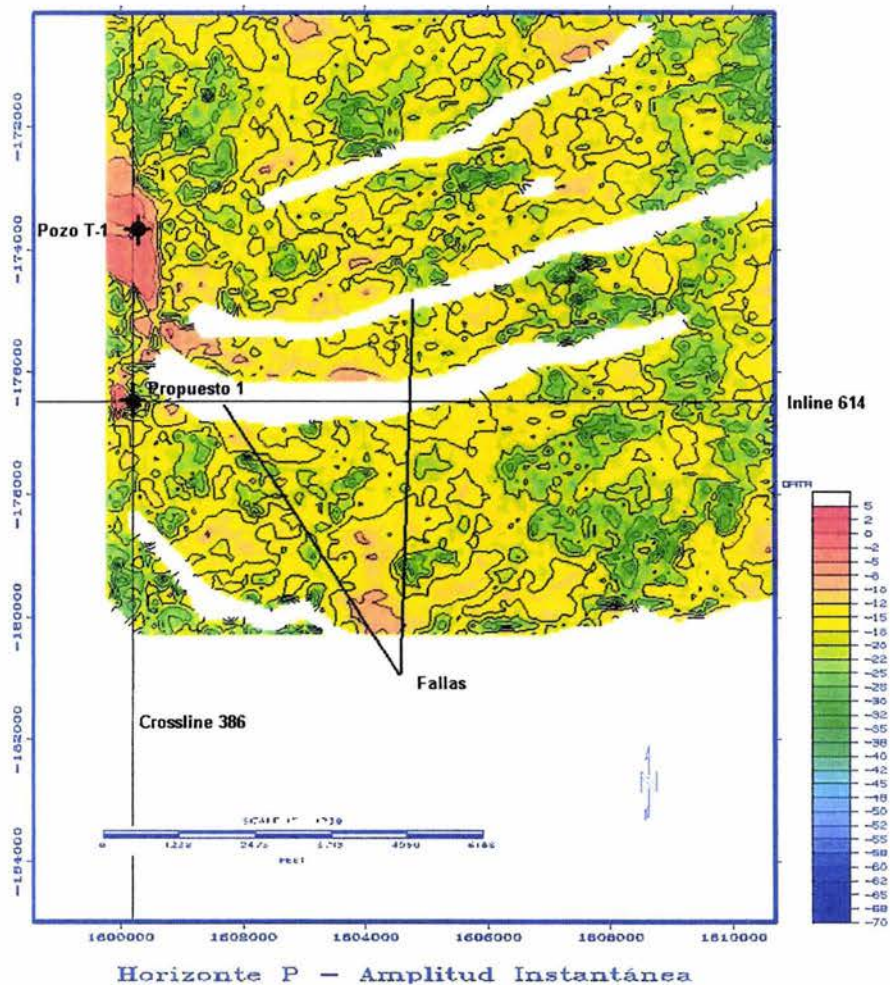


Figura 3.15 Mapa de la amplitud instantánea correspondiente al horizonte H, interpretado entre 1500 y 1800 mseg. La escala muestra la amplitud instantánea. Se muestran 5 fallas que cortan el horizonte y la zona propuesta.

En la línea *Inline* 614 y la línea *crossline* 386, aproximadamente en el punto de latitud  $-176500$  N, longitud  $1600200$  E, se tiene una zona de alto potencial económico, marcada como propuesto 1 en el mapa de amplitud instantánea aplicada al horizonte H. Es una zona con máximo valor de amplitud envolvente. La figura 3.16 muestra este mismo punto en una sección transversal (*Inline* 614).

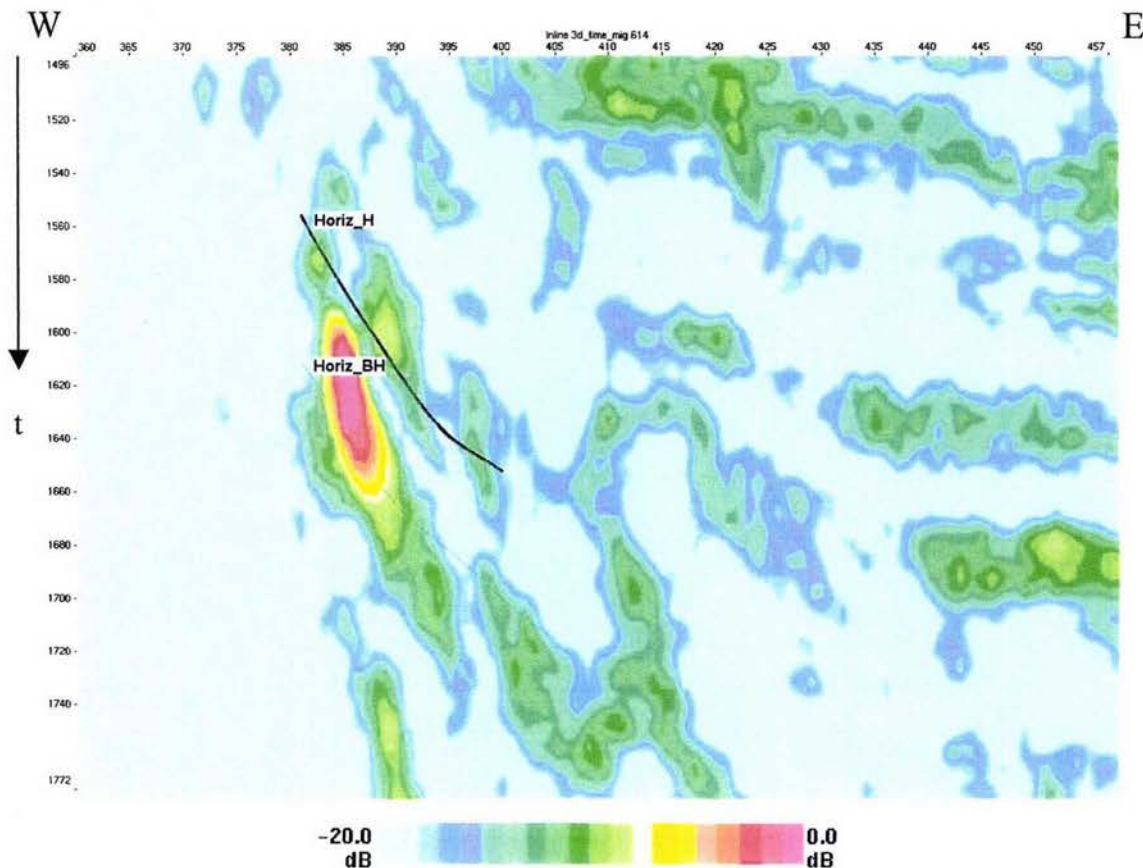
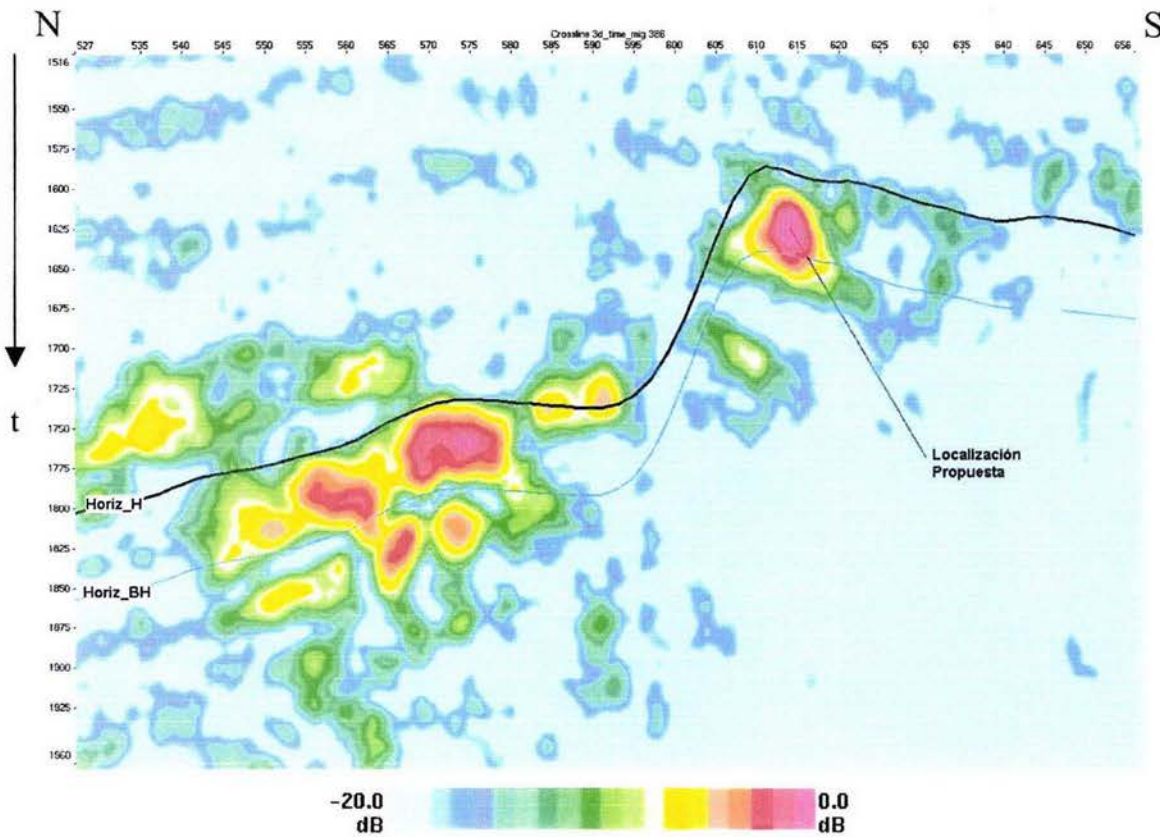


Figura 3.16 Localización propuesta para pozo, *inline* 614

Consecuentemente, se puede observar como el punto brillante queda definido entre los horizontes interpretados: H y BH. En la siguiente figura (3.17), mostrándose otra sección transversal del prospecto, se puede apreciar que, a la izquierda, está la zona donde está produciendo el yacimiento y ubicado más hacia el sur, se encuentra la zona propuesta.



3.17 Localización propuesta para pozo, *crossline 386*

El nuevo punto brillante está ubicado en un lugar propicio para la acumulación de hidrocarburos, se encuentra en un punto alto atrapado por una capa sello y una falla, lo cual indica una gran posibilidad de encontrar más hidrocarburos.

Aunque la localización propuesta del pozo a perforar muestra una anomalía más pequeña que la anomalía correspondiente a la zona productora, se puede considerar como económicamente promisorio, o mejor dicho, como una zona a ser probada.

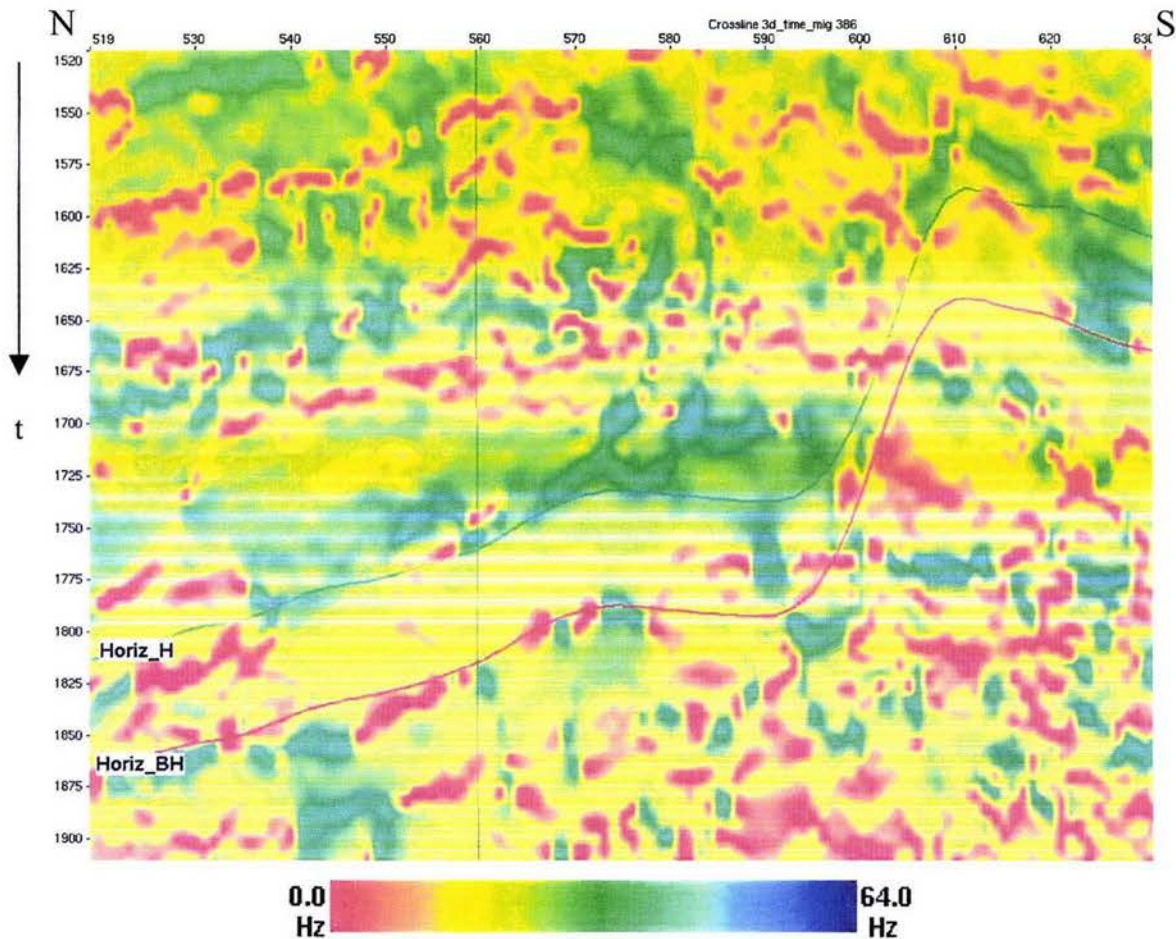


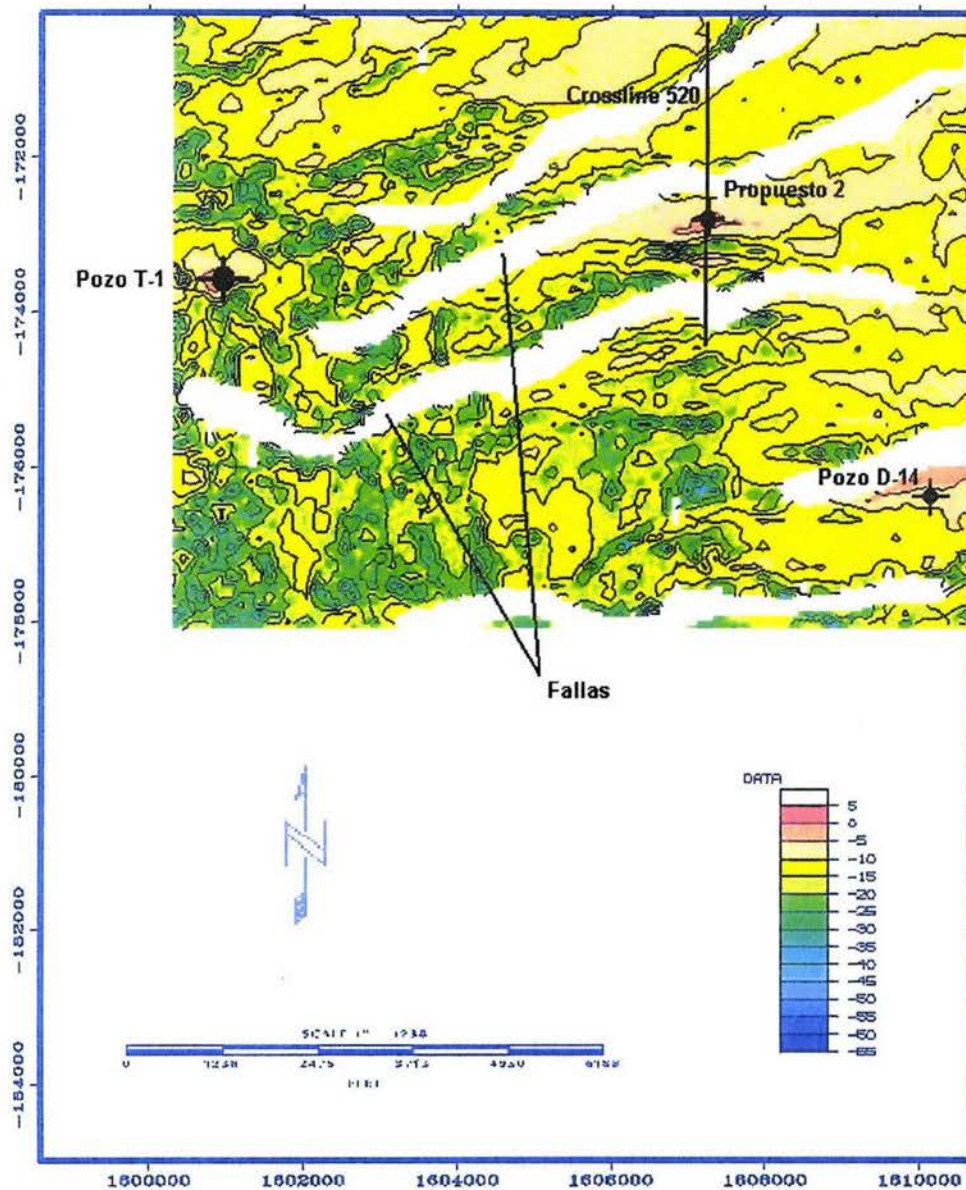
Figura 3.18 Frecuencia Instantánea de zona propuesta entre horizontes H y BH, *crossline* 386

La figura 3.18 muestra la respuesta de la frecuencia instantánea para la zona propuesta entre los horizontes H y BH. Lo que se puede apreciar en esta imagen es la predominación de bajas frecuencias bajas entre las 2 superficies. Ambas zonas de interés muestran un patrón similar. Lo cual afirma la posibilidad de hidrocarburos, haciendo éste punto, un buen lugar para la perforación de un pozo productor.

### 3.2.2.2 Análisis del Horizonte P

Analizando el horizonte P, se propondrá una nueva localización. Primero se muestra el atributo de amplitud de la envolvente aplicada al horizonte interpretado. (figura 3.19)





Horizonte P - Amplitud Instantanea

Figura 3.19 Mapa de la envolvente de amplitud reflejada en el horizonte P, interpretado entre 1600 y 1900 msec. La escala muestra la amplitud instantánea. Se muestran 5 fallas que cortan el horizonte y la zona propuesta.

De ésta imagen surge el punto de interés en la latitud -173000 N (*crossline 520*), los otros 2 son los correspondientes a los pozos productores, T-1 y D-14.

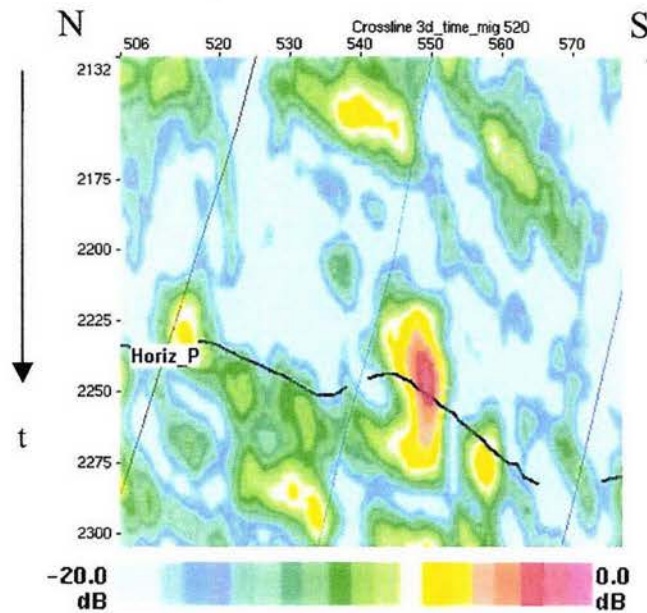


Figura 3.20 Amplitud instantánea de la línea *crossline* 520

La figura 3.20 muestra la amplitud envolvente indicando la anomalía máxima exactamente en la zona propuesta. Corroborando la información del pozo D-14, el punto brillante se encuentra también arriba del horizonte P.

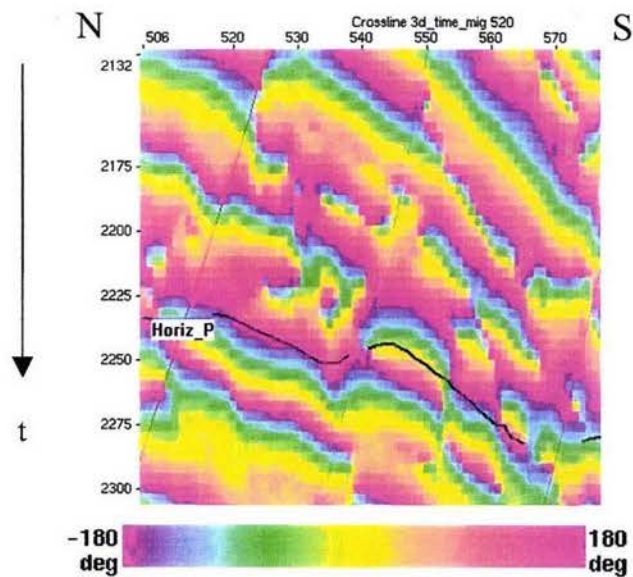


Figura 3.21 Fase instantánea, *crossline* 520

La fase instantánea (figura 3.21) nos muestra una vez más la localización de fallas en la zona de interés. Aquí ocurre algo interesante y es que, exactamente en la zona propuesta existe un cambio de fase, indicando un cambio local en el contenido de la litología, que puede deberse a una acumulación de hidrocarburos.

Se puede decir entonces que se tienen en total 2 zonas de interés con gran potencial para la acumulación importante de hidrocarburos. Uno ubicado entre las superficies H y BH y el otro arriba del horizonte P.

## Conclusiones

Como conclusión general, se puede decir que el objetivo se cumplió. Se interpretó un ambiente geológico entorno a un domo salino con base en los conocimientos de los métodos de exploración geofísica, específicamente de prospección sísmica de reflexión usando las herramientas de atributos sísmicos y se reconocieron estructuras geológicas y litologías dentro de dicho ambiente.

Se expuso la teoría que respalda la técnica de atributos sísmicos, explicando su naturaleza de traza compleja y su definición como atributos instantáneos. Se utilizaron los datos de geología general del sur de las costas de Louisiana, EUA, explicándose el origen de los domos salinos en ésta área. Se mostró la malla que se usó en la toma de datos sísmicos proporcionados por la empresa Schlumberger y se ubicó geográficamente. Los datos sísmicos fueron trabajados en dominio del tiempo, dando idea de la posición espacial de los elementos geológicos, tomando en cuenta que se trabaja con tiempos de arribo y no profundidades.

También, se aplicaron los atributos sísmicos instantáneos a los datos sísmicos tomados en la región de estudio, identificándose 5 fallas, 3 horizontes y el límite exterior del flanco oriental del domo salino con el apoyo de los datos de 3 de los 7 pozos pertenecientes al área. Se identificaron como horizontes, actualmente productores, el H, BH y P. Al final, se presentaron mapas de amplitud instantánea basados en los 3 horizontes sísmicos interpretados.

Como contribución a este trabajo se propuso la localización de 2 pozos nuevos posiblemente productores. Uno, localizado aproximadamente a 900 metros al sur del pozo T-1, y otro, ubicado aproximadamente a 5000 metros al este del mismo pozo, siendo quizás, no tan buen prospecto como el primero.

Durante la interpretación se observó que la sísmica en 3D y su análisis con atributos, no son suficientes para la caracterización de un domo salino, se tiene que integrar la información de pozos, de Gravimetría y de Geología general de la zona para hacerla más confiable. En este caso, la sísmica tridimensional, durante su análisis, no daba observaciones obvias, había ambigüedad sobre la causa de formas convexas en las imágenes sísmicas, por lo que se usaron algunos datos de pozos ya existentes y se tomó en cuenta la gran posibilidad de encontrar domos salinos por la Geología propia del lugar.

Al interpretar los horizontes sísmicos, las zonas productoras quedaron lejos del límite que daba forma al flanco oriental del domo salino, por lo que la hipótesis de encontrar hidrocarburos en trampas mixtas en esta localidad, cambió. El tipo de trampas asociadas al flanco oriental del diapiro, en el que se enfocó desde ese punto fue el de estructurales. Éstas trampas son consecuencia del ambiente geológico de presión ocasionado por el domo mismo y las capas suprayacentes.

Los datos de los pozos existentes ayudaron a ubicar en dominio del tiempo los horizontes productores y el cuerpo de sal, sin embargo, la interpretación fue complicada en la búsqueda de un modelo integral. Algunos horizontes clave no pudieron ser delimitados por el exceso de ruido que contenía la información sísmica en esos niveles. Por ejemplo, no se pudo interpretar un horizonte limitante para la zona productora arriba del horizonte P. Sin embargo, se trabajó con la interpretación hecha y se pudo dar un resultado confiable.

Cuando se hizo la búsqueda de nuevas localizaciones para pozos productores, se mostró que el análisis de atributos sísmicos a partir de amplitudes, es una posible alternativa muy resolutive en la región; apoyada con núcleos de pozo. Como se menciona en éste trabajo, los atributos sísmicos son una forma un tanto cualitativa de apreciación de litologías.

Como conclusión final, se puede decir que, con base en la metodología y recursos expuestos, la tecnología de atributos es una herramienta alternativa para la interpretación y localización inicial de zonas con potencial de hidrocarburos. Después, se podría evaluar la Petrofísica de cada pozo con registros geofísicos, se podría hacer una inversión sísmica para afinar el modelo de la región, se podría calcular volúmenes de hidrocarburos y del incremento de las reservas, analizar la rentabilidad económica de producción de un pozo propuesto, hacer el modelo geológico estructural y llevarlo a uno estratigráfico o algún estudio posterior.

## Referencias

Barnes, Arthur E., Abril 1998, The Complex Seismic Trace Made Simple, The Leading Edge.

Brown Alistair R. , 1999, Interpretation of three dimensional seismic data; AAPG, SEG; USA.

Brown, Alister R., Octubre, 1996, Seismic Attributes and their classification; The Leading Edge, Vol. 15.

Dott, Robert H. & Reynolds, Merrill, 1969, Sourcebook for petroleum geology: semicentennial commemorative volume.

John E. Johnston, et. al., 2000, Stratigraphic Charts of Louisiana, Serie No. 8.

León Silva, Ma. Isabel, 2003, Tesis: Métodos del Perfil Sísmico Vertical con Fuente Desplazada para Caracterizar Yacimientos Naturalmente Fracturados Mediante la Separación de la Onda S, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

Liner Christopher L., 1999, Elements of 3D Seismology; Edit PennWell; USA.

Ramírez García Cano, Lidia, 2002, Tesis: Análisis de Inversión Sísmica Recursiva y Lineal Generalizada para Definir un Modelo Sismoestratigráfico en la Cuenca de Burgos, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

Sheriff R.E. y Geldart L.P., 1991, Exploración Sismológica, Ed. Limusa, México.

Taner, Koehler, Sheriff, 1979, Complex Seismic Trace Analysis, Geophysics, Vol. 44, No. 6.

Taner, M. Turhan, 2001, Attributes Revisted, Rock Solid Images, EUA.

Taylor, R.E., 1938, Origin of the Cap Rock of Louisiana Salt Domes, Louisiana Geological Survey, 191 pp.

**Páginas de Internet visitadas (URLs):**

Departamento de Minas, Universidad de Atacama.

<http://plata.uda.cl/minas/apuntes/Geologia/EXPLORAC/TEXT/04000sismica.html>

Marzo, 2003.

Louisiana Geological Survey, Louisiana State University, <http://www.lgs.lsu.edu>

Marzo, 2003.

Universidad de Oviedo, <http://www.uniovi.es>

Octubre, 2003.

Léxico Geológico Mexicano, <http://satori.unicit.unam.mx/LGM/>

Marzo, 2003.

U.S. Environmental Protection Agency, <http://www.epa.gov>, Gulf Coast Geology

Octubre, 2003.

Ocean Explorer, <http://oceanexplorer.noaa.gov>, Gulf Geological Setting, Bob

Carney. Marzo, 2003.

Louisiana Energy & Environmental Resource & Information Center,

<http://www.leeric.lsu.edu>. Enero, 2004.