



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE
LA TIERRA**

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

**APLICACIONES EN LA INTERPRETACIÓN
SÍSMICA TRIDIMENSIONAL**

T E S I S

Que para obtener el título de INGENIERO
GEOFÍSICO presenta:

SERGIO GÁMEZ GALICIA

Director de tesis: Ing. Eduardo Amador Terrazas

2007





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Agradecimiento

A mis padres

Por su apoyo constante e invaluable

Por su ejemplo de dedicación

Por enseñarme a alcanzar mis metas

APLICACIONES EN LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA TRIDIMENSIONAL

ÍNDICE

Resumen	1
Introducción	3
Capítulo I Elementos en Interpretación Sísmica	
I. 1. Resolución Sísmica	5
I. 2. Carácter, continuidad y coherencia	6
I. 3. Dificultades en interpretación sísmica	8
I. 4. Estratigrafía Sísmica	10
I. 5. Modelado sísmico	13
I. 6. Inversión sísmica	14
I. 7. Sismología 3D	15
Capítulo II Manejo de los Datos Sísmicos	
II. 1. Presentación de los Datos Sísmicos	17
II. 1. a. Concepto de volumen y secciones	17
II. 1. b. Principios del color	19
II. 1. c. Valor interpretativo del color	21
II. 1. d. Evaluación Valoración de Fase y Polaridad	23
II. 1. e. Impacto psicológico del color	25
II. 1. f. Procedimientos de Interpretación	26
II. 1. g. Ventajas y desventajas de diferentes despliegues	28
II. 1. h. Visualización y Autotracking	29
II. 1. i. Reconocimiento de forma característica	29
II. 1. j. Huella de adquisición	30
II. 2. Indicadores de Hidrocarburos	30
II. 2. a. Puntos brillantes	31
II. 2. b. El carácter de reflexiones de hidrocarburos	31
II. 2. c. Uso de frecuencia, variaciones de amplitud con el desplazamiento (AVO) y ondas de corte	32
II. 2. d. Modelos AVO	33
II. 2. e. Interpretación de arrecifes carbonatados	34
II. 2. f. Trampas relacionadas con estructuras de sal	38
II. 3. Atributos Sísmicos	39
II. 3. a. Atributos derivados del tiempo	39

II. 3. b. Coherencia	40
II. 3. c. Atributos de amplitud	40
II. 3. d. Atributos híbridos	40
II. 3. e. Descomposición espectral	40
Capítulo III Método de Interpretación Sísmica Tridimensional	
III. 1. Trabajo Inicial	41
III. 2. Revisión Histórica del Método Sísmico	43
III. 2. a. Desarrollo de un Campo con Métodos Sísmicos Tridimensionales en el Golfo de Tailandia	43
III. 2. b. Datos Sísmicos con Secciones Horizontales	45
III. 2. c. Monitoreo Sísmico Tridimensional de un Yacimiento de un Proceso de Recuperación Mejorada	48
III. 2. d. Visualización de Inclinación y Azimut para Interpretación Sísmica 3D	51
III. 2. e. Extracción de Atributos: Una Importante Aplicación en Cualquier Estudio Detallado de Interpretación 3D	54
III. 2. f. Tecnología Moderna en un Área Vieja	59
III. 2. g. Discontinuidad Sísmica 3D para Fallas y Características Estratigráficas: El Cubo de Coherencia	61
III. 2. h. Interpretación Sísmica 3D Moderna	65
Capítulo IV Aplicaciones del Método	
IV. 1. Visualización Multicolor de Atributos Espectrales	69
IV. 2. Aplicaciones del Análisis del Atributo de Textura a Datos Sísmicos 3D	77
IV. 3. Detección de Zonas de Producción de Hidratos de Metano Usando Análisis de Atributos Sísmicos	86
Conclusiones	93
Bibliografía	95

Resumen

En el presente trabajo se exponen nociones básicas de interpretación sísmica, se divide en cuatro partes pensadas para abordar la interpretación tridimensional. En la primera parte se exponen conceptos básicos que se deben tener en cuenta durante el proceso de interpretación, fundamentalmente para ligar el conocimiento de interpretación sísmica bidimensional con la tridimensional.

En la segunda se parte cubren los tópicos relativos al manejo de los datos sísmicos tridimensionales, los conceptos aplicados a la visualización y presentación de datos, y las técnicas de interpretación del método. En la sección siguiente se recopilan casos históricos donde se ha aplicado el método de interpretación sísmica tridimensional, desde los inicios de este, y se muestra como se fueron desarrollando los métodos que se exponen previamente y como se llegó a las técnicas usadas actualmente, así como el impulso que recibió el método con la llegada de las estaciones de trabajo interactivas.

Por último se expone una breve revisión de tres casos publicados recientemente donde se puede ver la aplicación y la tendencia de la interpretación sísmica tridimensional hoy en día.

De manera general el trabajo representa un eslabón entre el conocimiento que se adquiere como estudiante durante la carrera y la interpretación sísmica tridimensional usada actualmente, considerando que, para poder acceder a la tecnología de punta y aprovecharla al máximo, es de vital importancia el conocimiento y comprensión de los fundamentos que la sustentan. Al final lo que hace a un buen intérprete no es la estación de trabajo o el poderoso programa de interpretación sino el conocimiento geológico y geofísico que está detrás y que permite superar las dificultades.

APLICACIONES EN LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA TRIDIMENSIONAL

Introducción

El presente trabajo tiene como propósito servir de guía, para acceder al método de interpretación sísmica tridimensional, a quien inicia sin contar con experiencia previa, conectando los conocimientos adquiridos dentro de la carrera con el uso actual para facilitar la incursión al método.

En el primer capítulo se exponen conceptos adquiridos previamente por cualquier estudiante con interés en la exploración sísmica, relativos a los datos sísmicos y a las nociones básicas de geología y geofísica usadas al realizar una interpretación, ¿por qué precisamente estos conceptos en particular?, porque representan el puente entre los antecedentes y la interpretación sísmica tridimensional, porque a pesar de haberse visto previamente, como alumno no siempre se les da la debida importancia al momento de ser presentados en una clase y vale la pena tenerlos presentes a la hora de hacer una interpretación para no omitir cosas que pueden ser de importancia o caer en errores que se pueden evitar.

El segundo capítulo entra de lleno a la interpretación sísmica 3D, que aunque esta relacionada con la interpretación 2D, tiene diferencias que son importantes y deben ser abordadas. Empezando en las cuestiones de forma, los aspectos del volumen, color y la presentación de las imágenes sísmicas. Más adelante las técnicas utilizadas con más frecuencia en la interpretación sísmica tridimensional que pueden ser encontradas en cualquier sistema de interpretación interactivo moderno, desde propuestas de procesos a seguir en una interpretación, finalizando con cuestiones de fondo de los atributos sísmicos en términos de su naturaleza.

El capítulo tercero es una revisión histórica del método de interpretación sísmica tridimensional, partiendo desde las primeras apariciones de los datos 3D con los sistemas de interpretación más rústicos en los que la computadora no era participe aun, dado su entonces limitado acceso y poca capacidad de procesamiento. Continúa con los primeros programas realizados y su aplicación a datos sísmicos y la aparición de secciones horizontales consecuencia de la alta densidad de los datos sísmicos, y finalmente la aparición de atributos sísmicos y su uso para extraer información de los datos que antes no era siquiera imaginable, así como la revaloración de campos petroleros que ya se habían estudiado y que tomaron un nuevo repunte gracias a las nuevas herramientas surgidas de la sísmica tridimensional.

Por último el cuarto capítulo es la muestra de la continuidad que se ha dado a la obtención de información de los datos sísmicos hoy en día, con tres casos publicados recientemente y en los cuales es posible observar la tendencia de las aplicaciones actuales y como se enfoca

a la solución de los nuevos retos a los que habremos de enfrentarnos más temprano que tarde. En general, se da una gran importancia a las aplicaciones que se han encontrado a los atributos sísmicos que en combinación ayudan a delimitar rasgos que de otro modo no son visibles y lo cual es de gran importancia considerar, por otro lado el volumen de datos crece considerablemente aun para la capacidad actual de almacenamiento de las computadoras, lo que lleva a buscar la posibilidad de tener varios atributos en un sólo volumen y poder así de manera rápida, obtener una vista general de los rasgos estructurales y estratigráficos, de las oportunidades de exploración.

Todo lo anterior representa un esfuerzo por facilitar el acceso a las técnicas de interpretación tridimensional, debido a que para darse una idea general de toda la información, se necesita profundizar dentro de un sin fin de trabajos en la literatura, tanto libros como revistas especializados, y se concibe el presente trabajo como un buen punto de partida para conocer las posibilidades que hay no solo para iniciarse como interprete, sino que además, en un futuro cercano, obtener las habilidades necesarias para la actualización que debemos tener en cuenta, dado el rápido avance de la tecnología.

Capítulo I Elementos en Interpretación Sísmica

Para realizar una interpretación se combina información geológica y geofísica, un amplio entendimiento de los procesos envueltos en la generación y transmisión de las ondas sísmicas, los efectos del equipo de grabación y el procesamiento de datos, y el significado físico de los datos geofísicos. La experiencia geológica y geofísica del intérprete permitirá una mejor imagen del subsuelo, derivada de la asimilación de grandes cantidades de datos.

Es claro que no existe una persona cuyo dominio de estas habilidades sea total, por lo que la mejor alternativa, es un equipo de geólogos y geofísicos que realice un trabajo cooperativo.

Para poder trabajar sobre secciones sísmicas, se requiere tener en cuenta aspectos propios del método, que de no considerarse, pueden llevarnos a errores en los resultados.

I. 1. Resolución Sísmica

La resolución se refiere a que tan pequeñas pueden ser las dimensiones de los cuerpos que podemos detectar, tanto de manera vertical como horizontal, y que depende de la longitud de onda (Ecuación 1). Los dos tipos de resolución que hay, son Resolución Vertical, consiste en la identificación individual de picos en una traza sísmica con la cima y la base de una unidad geológica; y la Resolución Lateral es la habilidad para ver características a una escala fina en un mapa de la sección sísmica que revela los eventos en el subsuelo, tal es el caso de arrecifes y rasgos de canales. Ambas resoluciones se basan en la velocidad local cercana a la característica de interés, al contenido de frecuencia de la ondícula, podemos determinar la resolución que obtendremos a partir de las respuestas de las frecuencias que se usen en la fuente.

I. 1.a. Resolución Vertical

Se basa en la longitud de onda λ ,

$$\lambda = v/f \quad (1)$$

Donde v se considera la velocidad de intervalo, f la frecuencia dominante, en el espesor de la capa h . El límite de la resolución vertical esta dado como

$$h = \lambda/4 \quad (2)$$

Esta h es el espesor mínimo que se puede inferir de los datos de distintas reflexiones de la cima y la base. Para esto se supone una ondícula de fase cero y que las reflexiones son de la misma polaridad, tanto para la cima como para la base.

La resolución vertical decrece con la profundidad, debido a la pérdida de altas frecuencias, y al incremento de la velocidad sísmica.

I. 1.b. Resolución Lateral

La resolución lateral está limitada por la zona de Fresnel, cuando hablamos de la zona de Fresnel nos referimos a la zona asociada con la frecuencia dominante, su magnitud es mayor en la medida que las frecuencias son menores. Después de hacer la migración se mejora la resolución lateral llevándola hasta el límite teórico

$$LR = \frac{\lambda}{2} = \frac{v_{int}}{2f_{dom}} \quad (3)$$

Donde LR es la resolución lateral, λ es la longitud de onda, v_{int} la velocidad de intervalo y f_{dom} la frecuencia dominante.

Es importante tener en cuenta que esto se consigue, sólo con una adquisición apropiadamente diseñada y ejecutada. Al igual que la resolución vertical, es menor con la profundidad.

I. 2. Carácter, continuidad y coherencia

I. 2.a. Carácter

Es el aspecto reconocible de un evento sísmico, la forma de onda que lo distingue de otros eventos (Sheriff, 1991). Está definido por la amplitud y fase de la onda. La amplitud esta dada por la altura del pico de la onda, y se relaciona con el coeficiente de reflexión de la interfase. Además de conocer la amplitud de los eventos de reflexión, es importante conocer la distribución de la energía en la llegada sísmica. Dicha distribución está dada por la fase de la llegada sísmica. Los cambios en la fase pueden ser resultado de características de la fuente, retrasos en fase de los instrumentos, o de la estratificación geológica.

I. 2.b. Continuidad

Resulta del reconocimiento visual de alineamiento de formas similares. Generalmente se relaciona con consistencia lateral de una reflexión a lo largo del sismograma. Las reflexiones se pueden presentar continuas e indican continuidad lateral de la impedancia acústica o de litología. La figura I.1 muestra ejemplos de continuidad sísmica. Las reflexiones continuas son características de situaciones en las que los ambientes de depósito son similares lateralmente por grandes distancias, como en un depósito sedimentario de aguas profundas.

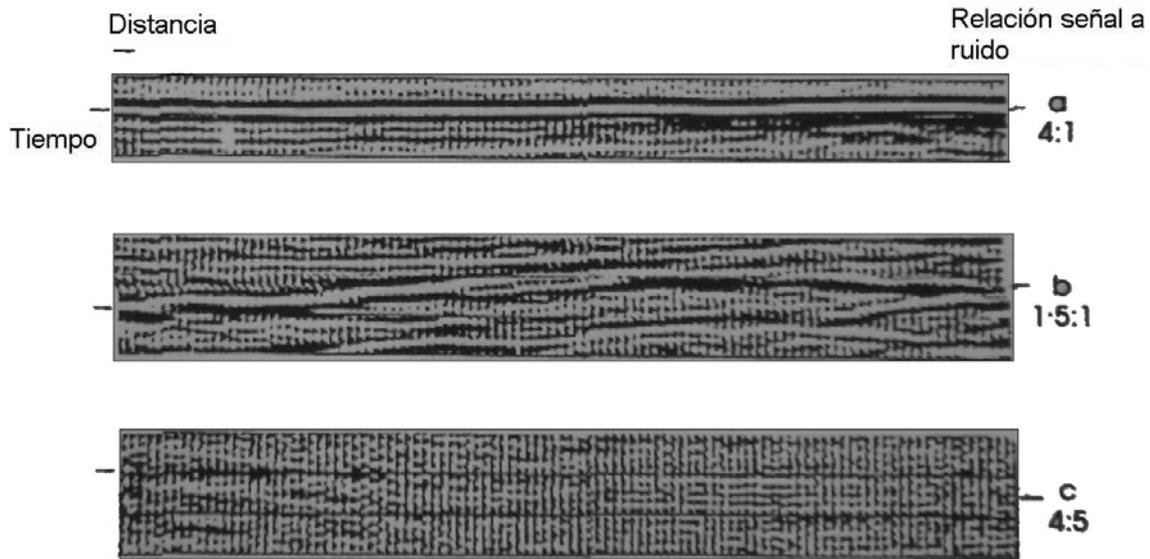


Figura I.1. Diferentes niveles de continuidad, buena, media y mala, los valores en a, b y c son las relaciones señal a ruido respectivamente (Lines, 2004)

Un reflector discontinuo es uno que tiene características similares a aquellas de ondas sísmicas a través de una interrupción. Dichas discontinuidades pueden ocurrir a causa de fallas o cambios repentinos en facies laterales. En el caso de fallas, normalmente vemos un desplazamiento de reflexiones continuas.

Las discontinuidades no son siempre el resultado de causas geológicas. La continuidad sísmica es generalmente una función de la relación señal a ruido del sismograma. El ruido es causado por condiciones de la adquisición tales como el viento, turbulencias en estudios marinos o estática, o bien puede también ser inducido instrumentalmente. Además el procesamiento de los datos puede introducir ruido al sismograma, y velocidades de apilamiento, correcciones estáticas o migración inapropiadas pueden causar interrupción de la continuidad de la reflexión.

I. 2.c. Coherencia

Es la medida de la similitud de eventos sísmicos. La definición de Sheriff (1991) ofrece las siguientes descripciones de coherencia. “una medida de la similitud entre dos funciones o porciones de funciones.” Se considera “la propiedad de dos trenes de ondas con una relación de fase bien definida, es decir, que están en fase”. Aunque se puede considerar la coherencia de forma cualitativa, los programas computacionales la miden cuantitativamente para realizar la selección automática (automatic picking).

Dos de las mediciones de coherencia más populares usadas en geofísica son los conceptos de correlación y la semblanza. Ambas son medidas de similitud entre una y otra señal. La correlación mide la similitud examinando la suma de los productos de las amplitudes sísmicas. La semblanza es una medida que auxilia en la suma de trazas adyacentes, y mide

la similitud de la traza examinando la energía de la suma de los valores de la traza dividida entre la suma de la energía de la trazas.

En el análisis tridimensional, el cubo de coherencia, representa una nueva herramienta para examinar discontinuidades sísmicas causadas por fallas, domos de sal, canales, y muchas otras características interesantes en exploración petrolera. Sería más preciso decir que los algoritmos detectan fallas revelando una falta de coherencia, y de ahí que el término de incoherencia sería más apropiado.

El cubo de coherencia y las tecnologías relacionadas son una ayuda valiosa en la interpretación para la detección de fallas y otras discontinuidades.

I. 3. Dificultades en interpretación sísmica

Cuando se hace una interpretación no siempre se encuentran trampas que corresponden a hidrocarburos; en ocasiones corresponden a errores ocasionados por lo que aparentemente vemos en la sección sísmica, y son simplemente efectos de nuestra creación. Tucker en 1973 identifica dificultades comunes en la interpretación, de las que Lines (2004) selecciona las principales que se mencionan a continuación.

Las dificultades para realizar una interpretación pueden dividirse en tres categorías:

- i) la interpretación de secciones sísmicas en tiempo como si fueran en profundidad, esto evita reconocer los efectos de velocidad.
- ii) interpretación de efectos 3D en una sección 2D.
- iii) error al reconocer algunas llegadas que no están relacionadas a las estructuras geológicas deseadas sino que son causadas por ruido.

Entre los métodos preventivos para evitar estas dificultades tenemos:

- i) Para evitar interpretaciones erróneas en secciones en tiempo, debemos convertir los datos a una sección en profundidad. Esto se puede hacer con migración en profundidad. Esta a su vez requiere información precisa de la velocidad. Un ejemplo se muestra en la figura I.2. De la sección en tiempo de la figura I.2a, parece que la cima del reflector de la sal es discontinua. Esto es el resultado de los efectos de la velocidad. Como la velocidad de la onda P en la sal (4500 m/s) es alta comparada con la del sedimento circundante (2500 m/s), la sección se distorsiona. Si esta sección se convierte a profundidad por migración pre apilamiento a profundidad, el reflector de la sal aparece continuo.
- ii) La naturaleza 3D del subsuelo requiere adquisición 3D y métodos de modelado. La exploración sísmica moderna usa arreglos de fuentes y receptores por áreas para adquirir datos sísmicos en un sentido tridimensional más que líneas sísmicas dispersamente espaciadas.

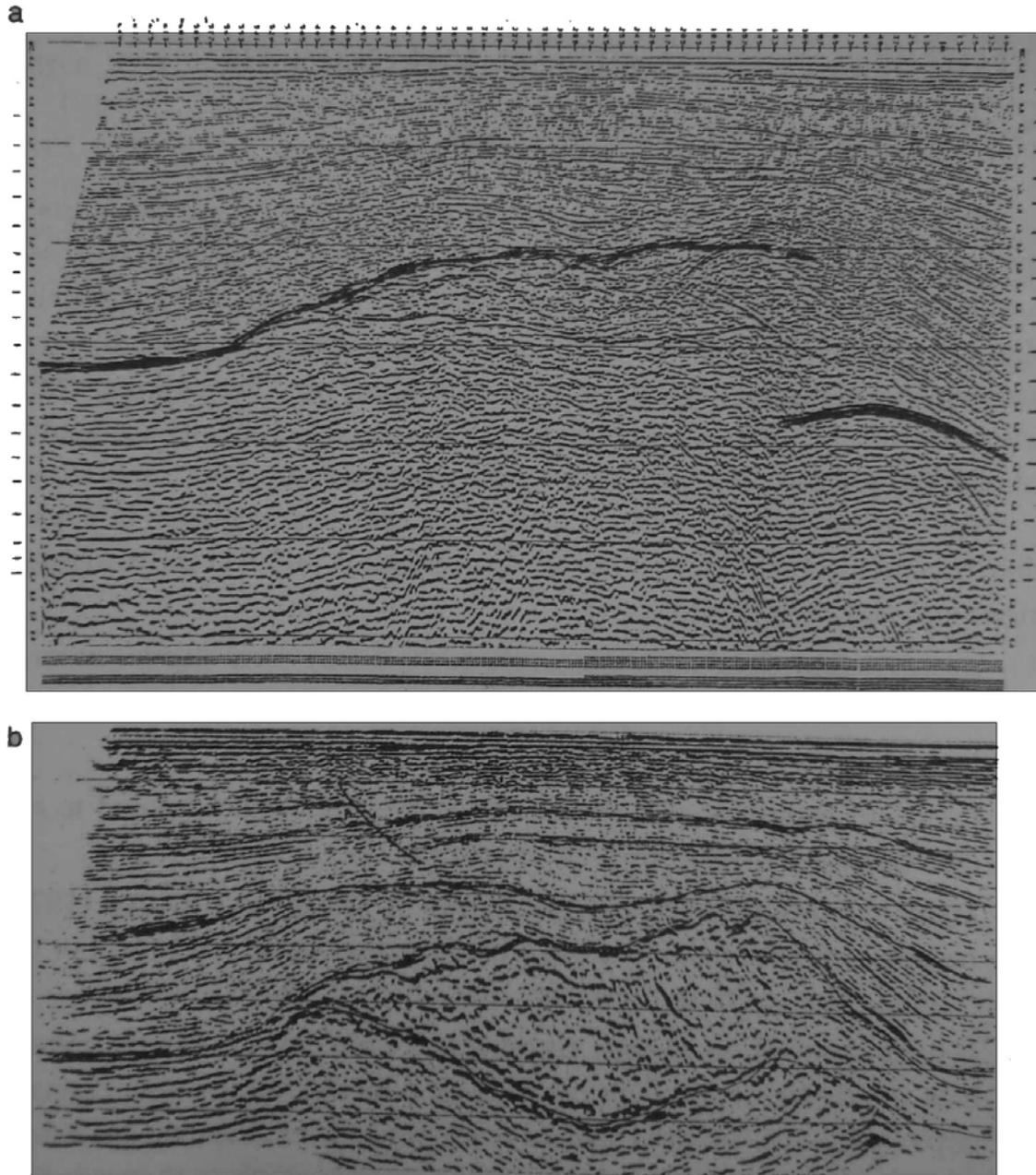


Figura I.2. (a) Sección sísmica sin migrar en la cual el reflector de la cima de la sal esta marcado, (b) migración a profundidad de la sección en (a), las secciones miden 19202 m (63000 ft) de longitud. La sección superior tiene 6.1 s de tiempo de viaje. La sección inferior tiene una profundidad de 4788 m (16000 ft) (Lines, 2004).

- iii) Se han hecho muchos avances en años recientes, para eliminar el ruido en las secciones sísmicas. Tal es el caso de los múltiples, que generalmente son confundidos con reflexiones primarias.

Estas dificultades aparecen cuando hacemos suposiciones incorrectas sobre señales en sismogramas o sobre la naturaleza del modelo geológico en una imagen sísmica. Mucho de esto puede evitarse por medio del uso de imágenes en profundidad, imágenes tridimensionales y buenas relaciones señal a ruido.

I. 4. Estratigrafía Sísmica

En su concepto de Estratigrafía, Lines (2004) dice que es la ciencia de los estratos rocosos y que específicamente trata con el carácter y atributos de los estratos. Por otro lado la Estratigrafía de Secuencias es el estudio de estratos relacionados genéticamente, limitados por discordancias o por sus concordancias correlativas. La Estratigrafía Sísmica es el estudio de interpretación de información obtenida por perfiles de reflexión sísmica continua para construir secciones estratigráficas transversales. Sheriff (1991) describe la estratigrafía sísmica como un método para determinar, a partir de evidencia sísmica, la naturaleza e historia geológica de las rocas sedimentarias y su ambiente de depósito.

Así mismo menciona cuatro factores que controlan el depósito de sedimentos referidos a la Estratigrafía de Secuencias:

- a) La subsidencia de la corteza como resultado de fuerzas tectónicas e isostáticas
- b) Movimientos Eustáticos (elevación o descenso del nivel del mar)
- c) Influjos de sedimentos de ríos y arroyos
- d) El clima, especialmente relacionado al desarrollo de arrecifes carbonatados en ambientes tropicales

En otras palabras, podríamos ver la Estratigrafía de Secuencias como un intento de relacionar la sedimentación con los niveles del mar, la tectónica, el flujo de sedimentos y cambios climáticos.

Se pueden definir algunos conceptos necesarios en estratigrafía. Una secuencia es una sección relativamente en conformidad entre los límites que se describen adelante. Una parasecuencia es una subunidad de una secuencia. Un secron es el intervalo de tiempo entre los límites base y cima. Los límites y superficies erosionales son determinados por la elevación y caída del nivel del mar. Durante una trasgresión (incremento relativo del nivel del mar), los sedimentos más profundos se depositan y la secuencia transgresiva presenta sedimentos profundos hacia arriba. De modo opuesto, durante una regresión, una caída relativa del nivel del mar ocurre y la secuencia regresiva subsecuentemente presenta sedimentos someros hacia arriba, es decir sedimentos de tipo somero sobreyacen los de tipo profundo. Cuando el nivel del mar continua cayendo, los estratos son expuestos y erosionados, formando un límite de secuencia.

La Estratigrafía de Secuencias usa un concepto importante conocido como la ley de Walter, en la cual se establece que la sucesión vertical de estratos representa la sucesión horizontal de estratos. La implicación de esta ley es que la sección estratigráfica vertical prosee

información sobre facies que originalmente fueron adyacentes entre si. Consecuentemente, cuando observamos todas las facies laterales en la sección vertical, la sucesión es conforme. La sucesión no lo es si las facies laterales son omitidas.

Una discordancia se define como una superficie que separa estratos de distintas edades, a lo largo de la cual hay evidencia de exposición o truncamiento erosional, con un hiato significativo indicado (figura I.3). Una discordancia angular es el tipo más distinto, rocas más antiguas son inclinadas y erosionadas antes del depósito de sedimentos más jóvenes. Identificamos la discordancia angular por la relación angular de las capas. Una no-conformidad es una discordancia que separa un cuerpo ígneo de una secuencia estratigráfica suprayacente. Una discordancia paralela es causada por un vacío en el depósito y se caracteriza por capas paralelas arriba y debajo del límite. Una discordancia litológica es similar a la paralela, excepto que las rocas más viejas han sido erosionadas antes del depósito de sedimentos. Los estratos suprayacentes son también paralelos a la roca subyacente, pero la interfase será reconocible como una superficie erosional. La discordancia se identifica por medio de técnicas de datación, tales como examen del registro fósil.

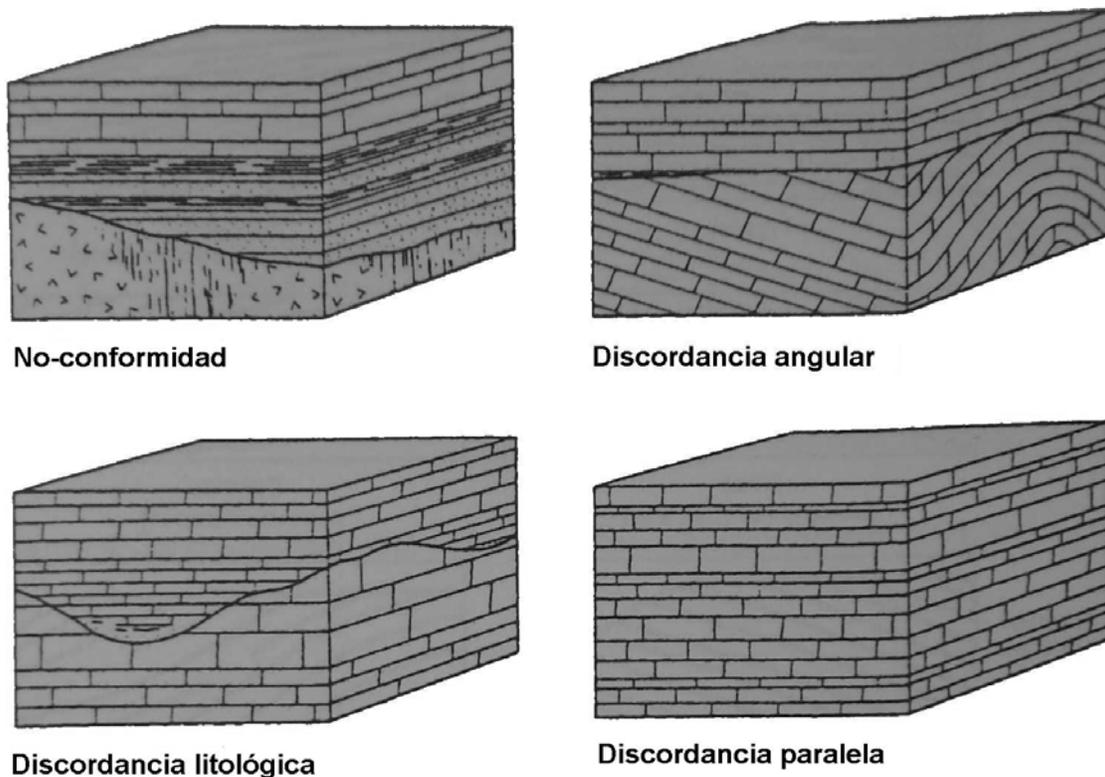


Figura I.3. Cuatro tipos de discordancias (Lines, 2004).

Los contactos entre unidades se pueden describir por las relaciones de las reflexiones (figura I.4). El traslape expansivo (*onlap*) se puede definir como la terminación de reflexiones con poca inclinación contra reflexiones más inclinadas. El biselamiento basal (*downlap*) es la terminación de reflexiones más inclinadas contra estratos subyacentes que

tienen una inclinación más suave. Si hay incertidumbre en cuanto a si una terminación es de uno u otro tipo, el término que se usa es solapamiento (*baselap*). El biselamiento semital (*toplap*) es la terminación de estratos inclinados contra una secuencia estratigráfica suprayacente y usualmente el resultado de un periodo sin depósito. Una ligera curvatura de las capas en la interfase distingue un biselamiento semital de una inconformidad angular, aunque frecuentemente es difícil diferenciarlos.

En la figura I.4 se muestran otros patrones de reflexión usados en estratigrafía sísmica.

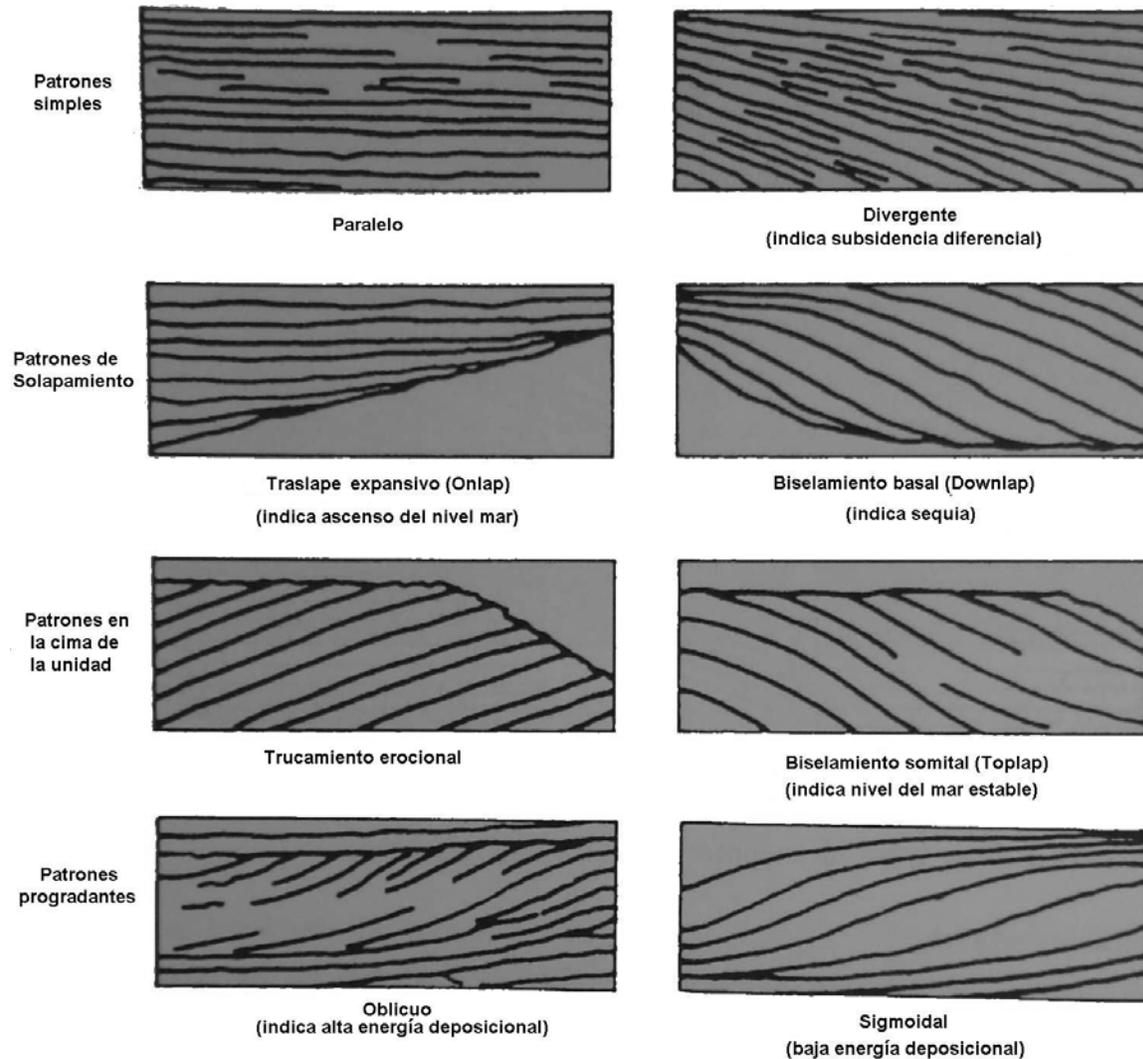


Figura I.4. Patrones de reflexión encontrados en secciones sísmicas (Lines, 2004) (términos en español, Vera, 1994).

Finalmente la Estratigrafía Sísmica está definida como la ciencia de interpretar o modelar estratigrafía, facies sedimentarias, e historia geológica a partir de datos de sísmica de reflexión.

Cuando vemos una sección sísmica sólo vemos reflexiones de las interfaces, no las capas en si. Es más sencillo interpretar la sección geológicamente separándola en diferentes componentes. La estratigrafía sísmica nos da conocimiento para entender y los términos para describir reflexiones sísmicas con interpretaciones geológicas específicas.

I. 5. Modelado sísmico

En geofísica, una de las herramientas más útiles para la comprensión de la información que se maneja y para su interpretación son los modelos. La definición de Sheriff (1991), es que se trata de un concepto con el cual podemos deducir los efectos y compararlos con las observaciones, se usa para desarrollar una mayor comprensión de dichas observaciones; y los modelos pueden ser conceptuales, físicos o matemáticos. Es un hecho que los hay para los diversos aspectos de la Geofísica, pero en este caso me enfoco en el caso del modelado de sísmica de reflexión.

El modelado sísmico simula las propiedades de las rocas en el subsuelo y la respuesta de la propagación de ondas sísmicas viajando a través de la Tierra. Dependiendo de la complejidad que requiera el modelo, se puede recurrir a uno que varíe en una dimensión (1D), dos dimensiones (2D), o tres dimensiones (3D). La precisión de estos modelos para una situación real depende por completo de la configuración geológica. La elección se realiza en un punto de equilibrio entre el costo y la validez del modelo. Un modelo unidimensional, que es barato, es apropiado para situaciones de capas planas y horizontales, pero no para casos de pliegues o bien domos salinos donde sería más confiable uno en 2D o quizá en 3D.

Más allá de las situaciones dimensionales, el costo del modelo depende del tipo de aproximación. Se pueden realizar por medio de métodos que involucran la ecuación de onda, mismos que son más caros pero que tienen la cualidad de ofrecer modelos sísmicos de calidad y más generales que otros. El trazado de rayos es una aproximación de alta frecuencia, a la ecuación de onda, pero es menos cara que las aproximaciones por diferencia finitas o elemento finito a la ecuación de onda.

En general, los métodos se basan en principios sencillos, pero que en su aplicación, pueden alcanzar un grado de complejidad que provoca una necesidad de recursos computacionales tal, que hace costosa su aplicación. El método de reflectividad de incidencia normal, parte del coeficiente de reflexión y es unidimensional, es útil para capas planas horizontales y pueden modelarse múltiples, es de los más baratos. Basado en las ecuaciones de Zoeppritz el método de variación de la amplitud con el offset o con el ángulo, es también aplicado en casos como el anterior, y es ligeramente más caro pero sin llegar al costo de una simulación por ecuación de onda. Por medio de soluciones 2D y 3D a la ley de Snell se realizan modelos de trazo de rayos, son de costo medio comparados con otros métodos. Finalmente las soluciones numéricas a la ecuación de onda ya sean en una, dos o tres dimensiones, se realizan por medio de diferencias finitas o elemento finito, por medio de mallas, y su costo se considera alto debido a la complejidad de las soluciones, pero arrojan buenos resultados.

El modelado sísmico tiene usos variados. En el diseño de arreglos para la adquisición se pueden experimentar distintas geometrías y comparar resultados para conocer la mejor distribución, número de receptores y fuentes en cada región en particular.

También se da un uso predictivo de los datos de un modelo, ya sea para anticipar el resultado que se puede obtener de un experimento o para usar datos sintéticos en pruebas para conocer si un algoritmo de procesamiento es adecuado o apropiado. Para probar la validez de un algoritmo se compara la respuesta estimada con la respuesta correcta. En el caso de datos reales difícilmente conoceremos la verdad sin tener que esperar a que se perfora un pozo. En cambio, con datos sintéticos, conocemos el modelo y podemos perfectamente comparar los efectos del procesamiento con los parámetros del modelo. Además, se puede agregar ruido para analizar los efectos que tiene en el desempeño de un algoritmo de procesamiento.

Para mejorar una interpretación se comparan los eventos con sismogramas sintéticos obtenidos de un pozo cercano. Con esto se tiene un punto de partida para la interpretación, permitiendo determinar la polaridad de la sección sísmica.

Una aplicación muy importante del modelado es la inversión, dado que este último es el opuesto del modelo directo, donde en lugar de usar los parámetros del modelo de la Tierra para calcular un sismograma sintético, se intenta usar los datos sísmicos disponibles para estimar los parámetros de un modelo. Uno de los métodos más interesantes, que se puede considerar como un tipo de inversión estructural es la migración sísmica. Cada método de migración usa un método de modelado para ubicar los reflectores en su posición apropiada en el subsuelo.

I. 6. Inversión sísmica

Se entiende por inversión un procedimiento para obtener modelos que describan adecuadamente un paquete de datos. En el caso de datos geofísicos, se muestran los efectos de las propiedades de la roca en fenómenos físicos como es la propagación de ondas sísmicas.

El proceso de inversión se relaciona estrechamente con el modelado directo. El modelado usa una relación matemática tal como la ecuación de onda, para sintetizar la respuesta de la tierra, para determinados parámetros del modelo, estos parámetros generalmente incluyen propiedades de las rocas y la geometría de las interfaces entre las capas. Por medio de los parámetros como densidad y velocidad, la ecuación de onda elástica produce un sismograma sintético, que resulta de la respuesta del modelo.

Como se muestra en la figura I.5b, el proceso de inversión utiliza un procedimiento en reversa al usado para el modelado. Para los datos, la inversión busca definir un modelo geológico acorde con las observaciones. Junto con el proceso de la inversión se intenta determinar los parámetros de las propiedades de la roca que permitan a las respuestas del modelo ajustarse a los datos disponibles. De modo que la elección de un modelo apropiado

es importante para la inversión, y el geofísico siempre debe preocuparse de la base física del modelo de inversión.

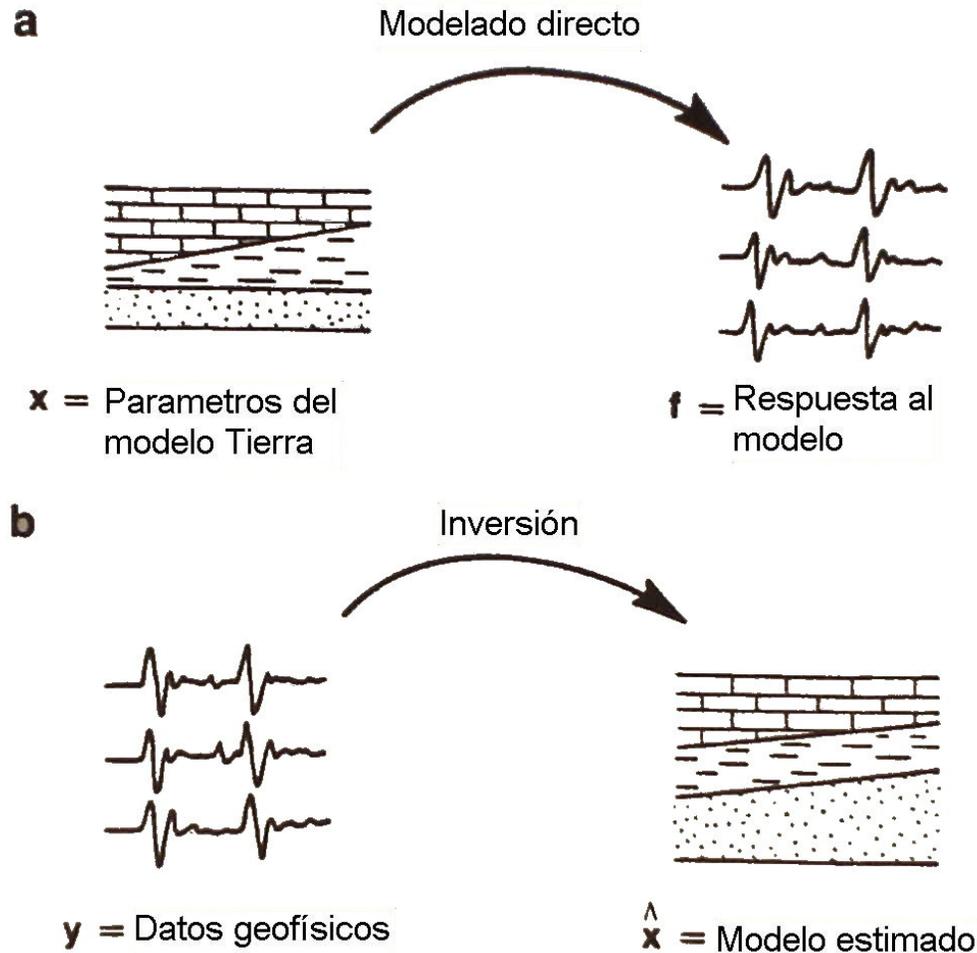


Figura I.5. Ilustración de los objetivos del modelado directo (a) y la inversión (b) (Lines, 2004).

I. 7. Sismología 3D

Cuando examinamos la geología o las trampas petroleras, es importante recordar que vivimos en un mundo de tres dimensiones. Las líneas sísmicas individuales se interpretan como si la Tierra variara en dos dimensiones, bajo dichos perfiles. Para resolver el problema de las interpretaciones geológicas 3D, hoy en día se usan arreglos por área de fuentes y receptores en la superficie, en vez de perfiles ampliamente espaciados. Estos estudios sísmicos permiten una imagen tridimensional precisa de las variaciones de la geología del subsuelo.

Capítulo II Manejo de los Datos Sísmicos

En este capítulo el objetivo es mostrar técnicas de interpretación de datos tridimensionales, para una mejor comprensión del uso de la visualización como herramienta.

El intérprete de una sección vertical continua, normalmente supone que los datos se grabaron en un plano vertical debajo de la línea cubierta por los disparos y los receptores. El primer paso es estar consciente de que los datos provienen de una adquisición en un medio tridimensional, y con ello se facilita al trabajo de interpretación.

II. 1. Presentación de los Datos Sísmicos

En este apartado se establecen las condiciones de presentación de los datos sísmicos en una estación de trabajo interactiva, pues es esta una manera en la que se trabaja eficientemente la sísmica tridimensional.

II. 1.a. Concepto de volumen y secciones

La colección de datos sísmicos cercanamente espaciados sobre un área permite el procesado tridimensional de los datos como volumen. El concepto de volumen es igualmente importante para el intérprete. Con datos 3D, el intérprete trabaja directamente con un volumen, en vez de interpolar una interpretación volumétrica de una malla de observaciones ampliamente espaciada. Una propiedad del volumen es que satura las tres dimensiones de lo que hace el intérprete: el campo de ondas sísmicas en el subsuelo es cercanamente muestreado en todas direcciones, de modo que no hay un radio al rededor de un punto que el interprete deba atar o alguna celda de la malla en la que deba adivinar la estructura subterránea y la estratigrafía. Debido a que los requerimientos de muestreo para la interpretación son los mismos que para procesamiento, todos los datos procesados contienen información única y así deben ser usados en la interpretación. Así, el intérprete de un volumen 3D no debe descartar los datos disponibles, a menos que sea por limitaciones de tiempo impuestas, debe usar aproximaciones innovadoras con secciones horizontales, cortes especialmente elegidos, y rastreo espacial automático, para comprender toda la información en los datos. De esta forma el intérprete de sísmica 3D generará un mapa más preciso y detallado, e incluso otro producto mejor que el predecesor de dos dimensiones en la misma área.

Una imagen de un cubo sísmico es del tipo que usa un intérprete para apreciar tridimensionalmente el subsuelo. Esto permite mirar dentro del volumen de datos.

Una imagen tridimensional verdadera es una realidad en las estaciones de trabajo. La porción de un volumen desplegado se compone de voxels, es decir elementos de volumen, y estos son datos con diferentes grados de transparencia de modo que pueda realmente verse dentro del volumen. Como en muchos despliegues volumétricos, el rango dinámico se reduce a causa de la cantidad de datos vistos. Estos tipos de despliegue son muy útiles para

la visualización de datos, pero no están completamente integrados en los sistemas de interpretación principales.

Para realizar una interpretación 3D se usan cortes a través del volumen de datos. No existen restricciones por el rango dinámico para el despliegue de cualquier corte, y por ello todos los beneficios de color, polaridad dual, entre otros, pueden aprovecharse. El volumen generalmente contiene un arreglo ortogonal de datos espaciados en forma regular, definida por la geometría de la adquisición y quizás ajustada durante el procesamiento. Las tres direcciones principales de dicho arreglo definen tres conjuntos ortogonales de cortes o secciones en los datos.

En el caso de adquisición marina, la sección vertical en la dirección del movimiento del barco o sobre el cable remolcado se llama línea o “*inline*”. La sección vertical perpendicular se llama “*crossline*”. Y el corte horizontal se llama sección horizontal, “*time slice*” o “*depth slice*”, que serían cortes en tiempo o en profundidad.

Este conjunto de cortes del volumen de datos es la herramienta básica del intérprete de 3D. Una interpretación completa hace uso de los tres tipos de corte. Sin embargo, dentro del volumen se pueden realizar otro tipo de cortes. Se pueden extraer líneas diagonales para unir dos ubicaciones de interés como serían los pozos. Una secuencia en zigzag de segmentos diagonales se puede usar para correlacionar varios pozos en un prospecto. Este tipo de secciones se conocen como líneas arbitrarias.

Se pueden complicar los cortes de acuerdo a aplicaciones en particular. Un corte sobre o paralelo a un horizonte interpretado estructuralmente, y a lo largo de un plano de depósito, es un corte de horizonte o mapa de amplitud. Este tipo de cortes tienen una aplicación en interpretación estratigráfica.

Como la interpretación 3D se realiza en cortes de datos y porque hay un gran número de ellos para un volumen de datos típico, han surgido muchas aproximaciones innovadoras para manipular los datos que emergen.

En los inicios de la visualización 3D se proyectaba una secuencia de secciones horizontales o verticales, de la misma manera que se proyecta una película. Proyectando la imagen en una pantalla grande, el intérprete fijaba una hoja de papel transparente sobre la pantalla para mapear, y luego ajustaba el tamaño de la imagen, el enfoque, la velocidad de la película por medio de los controles simples.

Hoy en día la interpretación 3D se realiza de forma interactiva con el uso de estaciones de trabajo. Se cargan los datos desde el disco y se despliegan en el monitor a color. La gran cantidad de datos organizados en un volumen 3D da enormes beneficios de interacción. Entre los beneficios de un sistema interactivo de interpretación están:

Manejo de datos. Se requiere una cantidad mucho menor de papel, ya que la sísmica se despliega en el monitor a color, y los resultados de la interpretación se almacenan directamente en la base de datos digital.

Color. Un despliegue en color provee al intérprete de un rango dinámico óptico máximo adaptado al problema particular en estudio.

Composición de imágenes. Las imágenes pueden ser compuestas en la pantalla de modo que el intérprete vea solo lo que necesita, para el estudio de un problema en particular. Los cortes a través del volumen son diseñados por el usuario para personalizar la perspectiva del problema.

Flujo de ideas. La rápida respuesta del sistema hace sencillo intentar ideas nuevas. El intérprete puede generar rápidamente mapas o secciones innovadoras, para conseguir una mejor interpretación.

Consistencia de la interpretación. La habilidad de revisar grandes cantidades de datos en formas diferentes significa que la interpretación resultante debe ser más consistente con toda la evidencia disponible. Esto normalmente se considera la mejor medida de la calidad de la interpretación.

Más información. La realización de las tareas de interpretación tradicional en un sistema interactivo ahorra tiempo, sin embargo, la extracción de información más detallada del subsuelo es más contundente y de largo alcance.

La tecnología sísmica se ha ido volviendo cada vez más compleja. Con ello se ha ramificado en especialidades cada parte del proceso. El intérprete actual debe entender al menos lo que se le hizo a los datos y además el procesamiento, lo suficiente para poder plantear sus dudas al equipo de procesamiento.

II. 1.b. Principios del color

El entendimiento de los principios del color ayuda al intérprete a aprovechar el uso de esta herramienta. Es útil visualizar colores como un sólido tridimensional, aunque hay tres conjuntos de coordenadas en términos de los cuales debe expresarse el sólido de color. Primero los colores primarios aditivos (rojo, azul y verde), luego los colores primarios sustractivos (magenta, amarillo y cian), finalmente color, saturación y densidad.

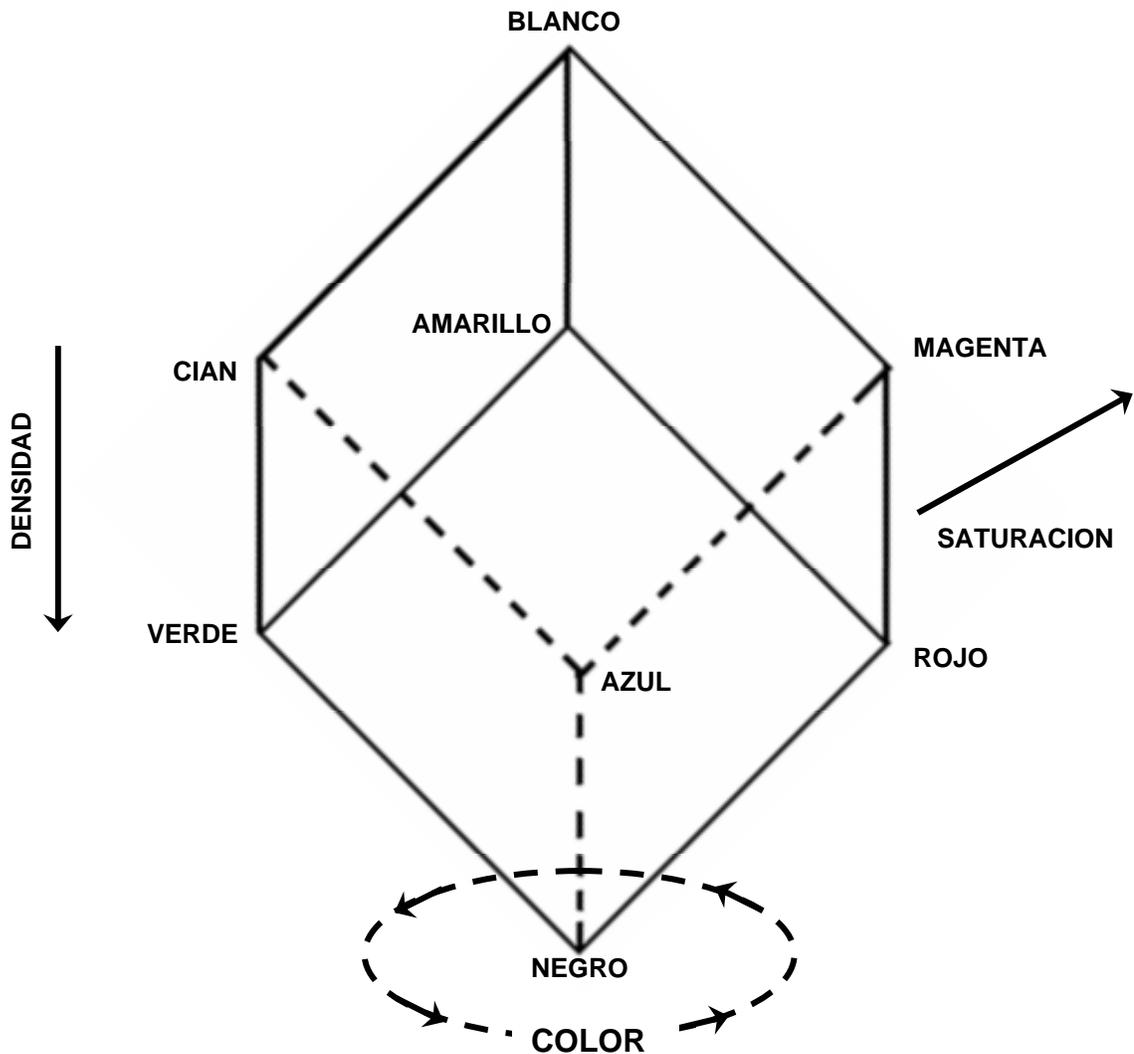


Figura II.1. Diagrama de un cubo de color mostrando la relación de los colores primarios sustractivos (magenta, amarillo y cian) con los colores primarios aditivos (rojo, verde y azul) con los parámetros de color (matiz, saturación y densidad) (Brown, 2004).

La figura II.1 tomada del libro de Brown, 2004 es una representación diagramática de un cubo de color mostrando la interrelación de los conjuntos coordinados. Cualquier sistema que combine pigmentos emplea los colores primarios sustractivos; una ausencia de color representada por el blanco va disminuyendo a medida que se incrementa la cantidad de los colores magenta, amarillo y cian hacia las orillas superiores del cubo. Estos primarios superpuestos en cantidades iguales, dan los colores primarios aditivos, rojo, azul y verde, en las esquinas inferiores. Todos los colores sustractivos combinados en cantidades iguales dan negro en la esquina inferior del cubo.

Cualquier sistema de despliegue que combine luz como en un monitor a color, sigue el cubo de la figura desde abajo hacia arriba, entonces, el negro es la ausencia de color. La luz

de tres colores primarios aditivos es combinada en pares para hacer magenta, amarillo y cian que todos juntos a su vez hacen blanco. En el interior del cubo se da una gran gama de colores, descendiendo desde el blanco al negro en un eje vertical tenemos la escala de grises para la cual la densidad se incrementa progresivamente.

La saturación mide la distancia desde el eje central, y va de cero en el centro al 100% en la superficie del cubo. El color es el parámetro rotacional que mide el contenido espectral de un color.

II. 1.c. Valor interpretativo del color

Un intérprete puede usar el color en dos formas diferentes: contrastando o en un esquema gradual de color. Un mapa o una sección mostrada en colores contrastantes se acompaña normalmente de una leyenda, para poder identificar el valor de cada atributo mostrado en cualquier punto, con solo leer el rango de valores asociado a cada color.

Para un despliegue a color efectivo es importante que el rango de valores asociado con cada color, el número de colores usado y su secuencia, el contraste entre colores adyacentes y las escalas sean cuidadosamente elegidos. Una imagen a color debe llevar información útil y al mismo tiempo ser estéticamente agradable. Para un mapa de contornos es deseable percibir contraste visual igual entre colores adyacentes, de modo que ningún contacto entre colores sobresalga más que otros.

Un esquema de color gradual se usa cuando el intérprete busca tendencias, formas, patrones y continuidad. Esto puede verse en secciones desplegadas en grados de azul para amplitudes positivas (crestas) y grados de rojo para las amplitudes negativas (valles). Los niveles de amplitud absolutos no son importantes pero los niveles relativos si lo son y mucho. Mucha información estratigráfica se determina por variaciones laterales de la amplitud a lo largo de cada reflexión. El rojo y azul dan un peso visual igual a crestas y valles. Si la ganancia de la sección se ajusta apropiadamente, solo algunas amplitudes de las más altas alcanzan el color completamente saturado y el rango de gradación expresa las variantes en amplitud de los datos. Este rango dinámico incrementado da al intérprete la mejor oportunidad de juzgar la extensión y el carácter de la amplitud de las anomalías de interés.

Si se compara la misma sección en color gradual y en área variable (ondículas), las limitaciones del despliegue de la traza en área variable contra una sección a color son: el peso visual dado a crestas y valles es muy distinto, lo cual hace difícil la comparación y desvía al ojo del interprete hacia los picos; algunos picos son saturados o cortados; y los valles, donde tienen amplitudes significativas, no son visibles bajo los puntos de profundidad donde pertenecen.

Otra de las limitaciones de la presentación en área variable es que el rango dinámico es limitado y dependiente de la escala horizontal.

Los esquemas de color son llamados gradual-doble con simetría de azul y rojo sobre la amplitud cero. La necesidad de igual visibilidad de crestas y valles se reconoce con este esquema.

Es importante comprender porque el balance entre positivos y negativos es importante. Consideremos un yacimiento de arena encajonado en lutita. Hay una reflexión de la interfase arcilla-arena en la cima y una reflexión de la interfase arena-arcilla en la base. Estas son dos reflexiones de este yacimiento, y las dos contienen información sobre el mismo. Si alguna propiedad de yacimiento (fluidos, porosidad, etc.) cambia, entonces las dos reflexiones se ven afectadas de igual manera. Así las amplitudes de las reflexiones en cima y base varían al unísono, y la observación de esto se llama “apareamiento natural”. La observación del apareamiento natural requiere del uso de un esquema de color gradual-doble balanceado y es un aspecto importante de la identificación de reflexiones del yacimiento.

Los esquemas graduales-dobles en azul, blanco y rojo están balanceados; azul primario puro se encuentra en un extremo y rojo primario puro en el otro. Este es el esquema de color más universal aplicable para interpretación de datos sísmicos.

Se pueden utilizar variaciones del esquema gradual azul, blanco y rojo; por ejemplo se puede agregar una gradación de cian para las amplitudes positivas más altas y una de amarillo para las amplitudes negativas más altas. Esto mejora el rango dinámico comparado con el esquema previo, y mantienen el balance en el cubo de color. El rojo y el azul son colores primarios aditivos, y el cian y el amarillo son primarios subtractivos. Estos esquemas de color graduales-dobles son particularmente importantes para la identificación de reflexiones del yacimiento y reconocimiento de efectos de hidrocarburos fluidos.

Un esquema gradual simple de escala de grises con negro en el extremo positivo y blanco en el extremo negativo. Este esquema refuerza los eventos de baja amplitud y así es útil para interpretación estructural y reconocimiento de fallas sutiles.

El uso de colores contrastantes, por lo general, no es buena idea. El contraste atrae la atención a un nivel particular de amplitud, considerando que la interpretación de la amplitud en realidad se vincula al estudio de tendencias, patrones y relatividades de esta. Una mejor manera de agregar rango dinámico a un esquema de color gradual-doble se ilustra con las gradaciones adicionales en cian y amarillo.

Las múltiples barras de color de la figura II.2 muestran ejemplos, de acuerdo con Brown (2004) de que hacer y que no hacer. **A** es la casi estándar azul-blanco-rojo, propiamente balanceada con azul primario en un extremo y rojo primario en el otro. **F** es una variante común que usa un azul no primario y un café rojizo; este es marginalmente inferior. **G** usa negro y blanco, lo cual es inferior porque estos colores no están balanceados en el cubo de color. **B** es el esquema reforzado de color gradual-doble con cian y amarillo agregado. Dependiendo de las estadísticas de la amplitud de los datos, este esquema puede necesitar ser ajustado, como se muestra en **C**. Este tipo de compresión o expansión del esquema de color es importante para mantener visibilidad de las variaciones de la amplitud. Demasiada

compresión del esquema de color, sin embargo como en **K**, puede borrar variaciones de amplitud y dar la misma impresión que un recorte de datos.

H tiene el cian y el amarillo pero con límites contrastantes en los colores, así que esto no se recomienda para uso normal. **J** está desbalanceado arriba de cero y es así un esquema de color más confuso. **D** y **E** son esquemas de gradación simples, útiles para interpretación estructural y reconocimiento de fallas.

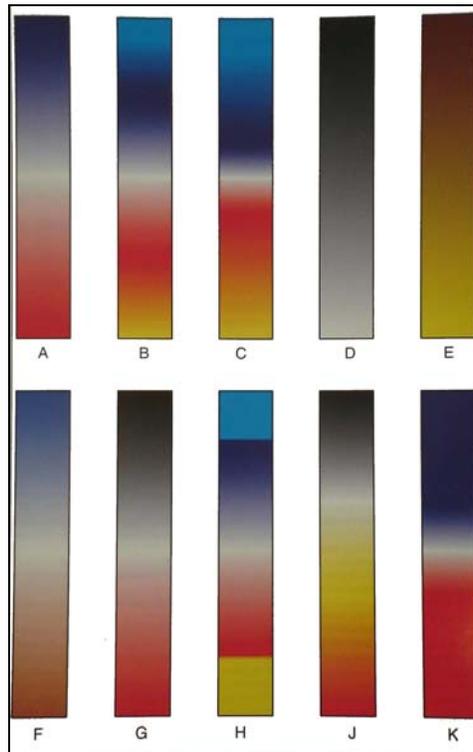


Figura II.2. Esquemas de color múltiples, algunos son buenos y otros no para datos sísmicos (Brown, 2004).

El reconocimiento de canales, barras y otras características de depósito en secciones horizontales y cortes de horizontes es importante para el intérprete estratigráfico. De nuevo un uso apropiado de grados de color codificado a la amplitud ayuda con la detectabilidad de estas características debido a la habilidad del ojo para integrar un amplio rango de densidades.

II. 1.d. Evaluación Valoración de Fase y polaridad

Hoy en día, muchos intérpretes prefieren datos sísmicos en fase cero. Las razones que apoyan dicha preferencia incluyen las siguientes:

- 1) la ondícula es simétrica, con la mayoría de la energía concentrada en el lóbulo central;

- 2) esta forma de onda minimiza la ambigüedad en formas de onda asociadas observadas con interfaces subterráneas;
- 3) un horizon track down en el centro de la ondícula coincide en tiempo con el tiempo de viaje a la interface que causa la reflexión;
- 4) la amplitud máxima ocurre en el centro de la forma de onda y así coincide con el horizonte de tiempo; y,
- 5) la resolución es mejor que para otras ondículas con el mismo contenido de frecuencia.

Mucha investigación en procesamiento de datos ha sido destinada al procesamiento de ondículas, lo que puede definirse como el reemplazo de la ondícula fuente, la respuesta del receptor, y los efectos del filtrado de la tierra por una ondícula de características deseables y conocidas.

El intérprete actual, sobre todo si tiene un objetivo estratigráfico, quiere evaluar si los datos provistos fueron apropiadamente deconvolucionados a una condición de fase cero. Esto puede hacerse de varias maneras. La cross correlación de un sismograma sintético con la traza sísmica en la ubicación del pozo es una técnica analítica. Así como lo es la extracción de una ondícula de los datos y el estudio de su forma. Pero cual sea lo que se haga, se requiere un conocimiento mayor de la fase cero o la habilidad de reconocerla, u otras fases en los datos.

Entender la fase de la ondícula da mayor importancia al entendimiento de la polaridad. Para datos sísmicos procesados, la convención de polaridad se confunde, y además el despliegue en color crea la necesidad de convenciones en el uso del color. Presentando una interpretación en secciones coloreadas, el problema crítico es comunicar la polaridad y uso de color para esos datos. Es menos importante que convenciones se usan porque tanto valles como crestas son igualmente visibles en una sección a color.

Existen dos enfoques de convención de colores para el esquema azul-blanco-rojo, el Americano y el Europeo. Aunque no significa que se usen estrictamente en esos lugares. Si se decide por el uso un solo esquema siempre, como puede ser el azul para la amplitud positiva y el rojo para la negativa, entonces solo quedarían dos opciones. Si los datos tienen polaridad americana o europea, se vuelve una importante determinación para el intérprete.

En la práctica, el intérprete evalúa la aproximación a fase cero de una sección que contiene muchas trazas pues una traza no es representativa. Seleccionamos una reflexión de alta amplitud, la cual en la base de un modelo simple, puede relacionarse a una interface simple. Entonces se puede suponer que la interferencia de eventos de interfaces paralelas adyacentes, ya sean múltiples o ruido, es poca. La distorsión de fase más común que confronta un intérprete es 90° , pero es también común encontrar la polaridad opuesta a la normal para la región (polaridad europea en América por ejemplo). La figura II.3 muestra las cuatro condiciones de fase y polaridad principales a las que hay que prestar atención. Se ilustran para un intervalo de baja impedancia, tal como uno de gas y arena. La habilidad del intérprete para hacer este tipo de evaluación de fase y polaridad depende críticamente del despliegue usado.

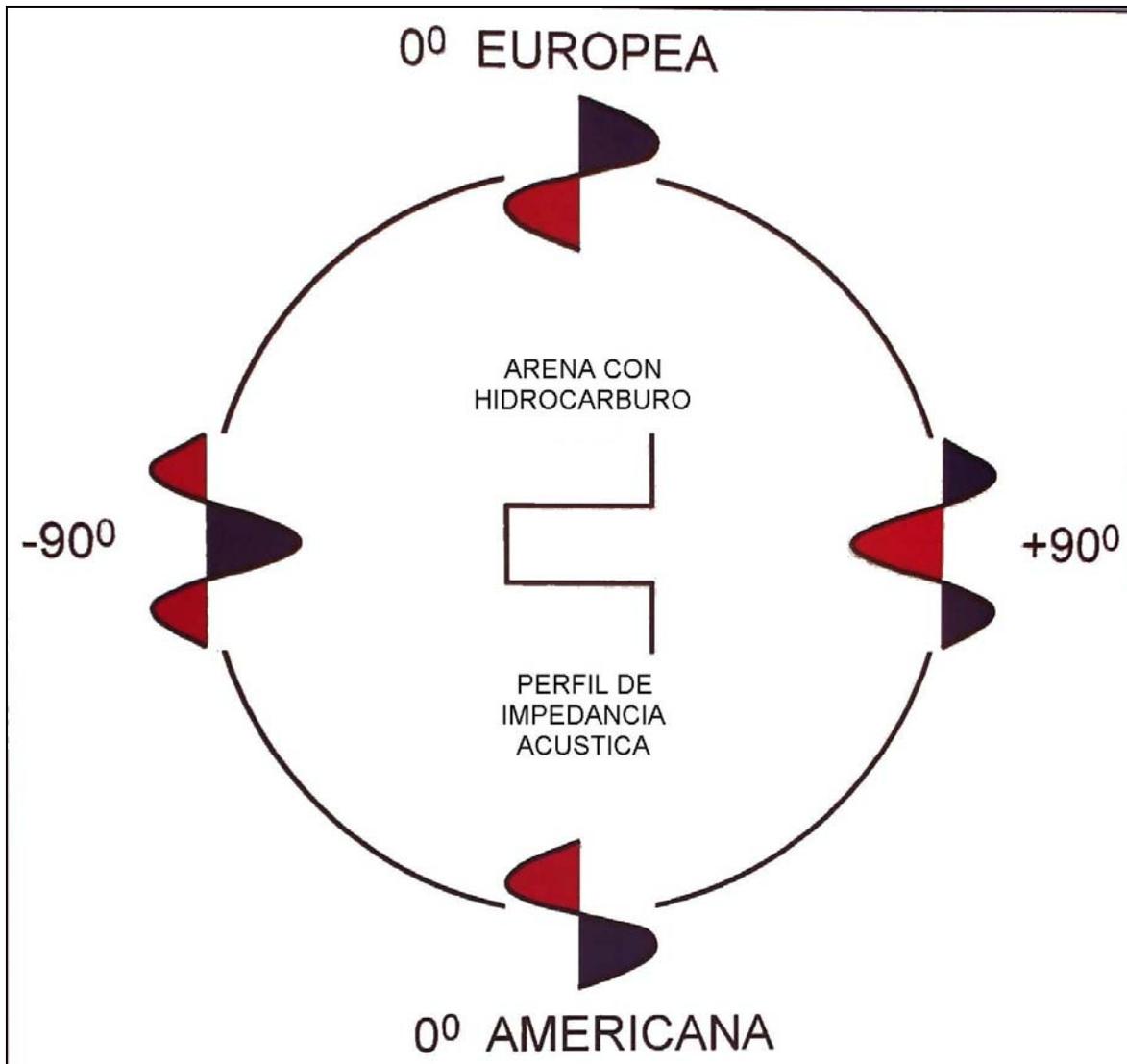


Figura II.3. Las principales condiciones de fase y polaridad que debemos buscar en nuestros datos. Las respuestas ilustradas son para un intervalo de baja impedancia con significativo contraste en la cima y la base, como en una arena de hidrocarburos (Brown, 2004).

II. 1.e. Impacto psicológico del color

Estudios del impacto psicológico del color han mostrado que los tonos de amarillo, naranja y rojo son sobresalientes y atractivos, mientras que los tonos de verde y azul son más fríos y discretos. Se puede tomar ventaja de esto al comunicar los resultados. Parecería lógico desplegar los altos estructurales, los espesores de isópacas y los altos de amplitudes en colores llamativos para promover la prospectividad.

II. 1.f. Procedimientos de Interpretación

Un interprete de datos 3D tiene la oportunidad real de generar mapas de estructurales más precisos del subsuelo en tiempo y profundidad pero para hacerlo se requiere estudiar un gran volumen de datos. Además todos los datos deben usarse para asegurar una extracción apropiada de información. Así, la estación de trabajo interactiva es una herramienta esencial en el manejo de los datos.

Aquí se discutirá el procedimiento de interpretación usado con la mesa de interpretación *Seiscrop*. Aunque este dispositivo se usa raramente hoy en día, se puede aprender una importante componente de interpretación estructural 3D (el uso de la sección horizontal). A finales de los 70's y principios de los 80's, los interpretes se concentraron mucho en secciones horizontales a través del uso de la mesa de interpretación *Seiscrop*. Hoy, muchos intérpretes se concentran mucho en secciones verticales, porque estas pueden manipularse y seguirse de forma sencilla en estaciones de trabajo y porque la experiencia previa de los interpretes los hace preferir esa perspectiva.

Inicialmente el interprete (picará) ubicará fallas y hará una interpretación preliminar en un paquete seleccionado de secciones verticales en las direcciones *in line* y *cross line*, por ejemplo en una malla (rejilla) de un kilómetro. Esto proveerá la extensión aproximada del primer bloque de falla en el cual comenzará el mapeo. Normalmente el intérprete identificará el horizonte que seguir hasta un pozo. Usando el conjunto de secciones verticales seleccionadas las ubicaciones aproximadas de fallas se marcan en el mapa base en la pantalla de la tabla. El evento a mapear es entonces identificado en una sección horizontal, y seguido hacia arriba y abajo dentro del primer bloque de fallas, dibujando contornos desde las secciones horizontales en el intervalo deseado. Las fallas que rodean el primer bloque de fallas son marcadas a detalle al mismo tiempo. Pueden necesitarse muchas iteraciones a través de las secciones que cubren el relieve estructural del horizonte en este primer bloque de fallas, antes de que el interprete esté satisfecho con los contornos dibujados. Las secciones verticales seleccionadas son revisadas para establecer la correlación en el siguiente bloque de fallas y el procedimiento se repite en dicho bloque. El intérprete así, trabaja de bloque en bloque hasta que se cubre el prospecto; como alternativa el mismo horizonte puede llevarse en dos o más bloques al mismo tiempo. Cuando se encuentra un problema en comprender los datos en un punto en particular, hay que remitirse a las secciones verticales que atraviesan el punto *in line*, *crossline* y otras direcciones. Las líneas arbitrarias pueden extraerse especialmente del volumen de datos para este propósito. Una vez que se resuelve el problema, es posible regresar a las secciones horizontales para seguir realizando contornos.

Esta experiencia con secciones horizontales resalta el valor de la perspectiva de rumbo (*strike*) discutida anteriormente. La experiencia en interpretación 3D proporciona un apropiado uso de las secciones horizontales, que es una de las más difíciles pero importantes barreras para cualquiera que aspire a dominar el uso de la tecnología. No sólo hacer secciones horizontales provee una vista esencial de los datos que revela varias características sutiles, también agregan significativa eficiencia al proyecto en general. Muchos procedimientos de interpretación hoy en día incluyen el uso de seguimiento

espacial automático (*tracking*) para asegurar que todos los datos se usen y que se obtenga una alta precisión. El seguimiento automático o *autotracking* necesita puntos de control o puntos semilla (*seed points*) y las secciones horizontales pueden usarse junto con secciones verticales para este propósito. Una vez que se han examinado algunas secciones verticales para establecer relaciones estructurales generales, se debe seguir la continuidad espacial en las secciones horizontales correspondientes. Estos contornos estructurales directamente dibujados dan al “*autotracker*” bastantes puntos semilla para atarlos. Una manera exitosa de construir secciones horizontales en el proceso de interpretación es usar visualizaciones compuestas donde se cotejan secciones horizontales con verticales. De esta forma es fácil observar la relación entre secciones horizontales y verticales.

Otra forma de incorporar la eficiencia de la vista del rumbo en los procedimientos de interpretación es para usar cortes de superficie. Un corte de superficie es despliega tiempo o amplitud de un punto elegido en la forma de onda, por ejemplo el máximo en una cresta, en un intervalo definido de tiempo (típicamente tres muestras). Un corte de superficie puede así, en cierta forma, considerarse como una sección horizontal gruesa. Sin embargo, el corte de superficie muestra solo una fase de datos en ese espesor, en contraste con la sección horizontal que muestra todas las fases sísmicas a un solo tiempo. Un corte de superficie no tiene dependencia de la frecuencia y provee una magnitud real de la inclinación.

En la tabla siguiente se incluye el procedimiento recomendado por Brown (2004) para interpretación 3D usando una estación de trabajo.

PROCEDIMIENTO RECOMENDADO

1. Revisión de los datos en vistas compuestas y animaciones.
2. Identificación de horizontes en pozos. Evaluación de fase y polaridad de los datos.
3. Reconocimiento de fallas principales en secciones verticales ampliamente espaciadas.
4. Estructurar fallas ligándolas junto con secciones horizontales.
5. Control con un horizonte inicial usando secciones verticales y horizontales. Las secciones horizontales proveen eficiencia de cobertura.
6. Seguimiento espacial automático o *autotracking* para completar el horizonte en cada punto. El *autotracking* provee selección precisa de puntos. “Llegar al punto tan pronto como sea posible”.
7. El escrutinio de horizontes intermedios para obtener nuevas características y para validar el seguimiento (*tracking*).
8. Revisión de horizontes y fallas, y correr nuevamente el *autotracking*.
9. Mapas estructurales finales y cortes de horizontes con el mallado y suavizado elegidos.
10. Isócronas, isópacas y mapas a profundidad.
11. Estudios estratigráficos y de yacimiento detallados.

Las capacidades interactivas requeridas para seguir este procedimiento incluyen:

- 1) Seguimiento automático y manual de horizontes en secciones verticales y horizontales;

- 2) Seguimiento automático espacial de horizontes y edición a través de un volumen de datos 3D;
- 3) Correlación de secciones verticales con datos de pozo;
- 4) Extracción, guardado y manipulación de amplitudes sísmicas;
- 5) Manipulación de mapas;
- 6) Uso flexible del color;
- 7) Extracción y uso de atributos sísmicos.

Esta aproximación incorpora muchas nociones de procedimientos previos pero utiliza las capacidades muy extendidas. El procedimiento de interpretación mencionado previamente es útil también en áreas de interpretación estratigráfica y de yacimientos.

Algunos principios importantes implícitos en el procedimiento son:

- Entender la fase de los datos antes de iniciar la interpretación principal,
- Uso de secciones horizontales para una mayor ventaja, beneficiarse de la eficiencia del rumbo,
- Estudiar solamente tantas secciones verticales y horizontales como sean necesarias para proveer una entrada inicial al seguimiento espacial automático,
- Usar productos de horizontes intermedios para un mejor aprovechamiento en el refinado de la interpretación,
- No suavizar ningún mapa hasta que el grado de suavidad requerido sea inteligible,
- Ocuparse en los estudios estratigráficos y de yacimiento para obtener la mayor salida de los datos.

El autotracking es central en el procedimiento. Hoy en día es una herramienta robusta capaz de manejar datos mas tenues de lo que mucha gente piensa. Sin embargo, siempre hay horizontes e interés que tienen continuidad muy pobre para un desempeño aceptable del autotracking.

II. 1.g. Ventajas y desventajas de diferentes despliegues

Con la preservación exitosa en aumento de amplitud en procesamiento sísmico, los intérpretes sufren más por el rango dinámico óptico limitado de las visualizaciones sísmicas convencionales. Son muy comunes las secciones de área variable donde algunos eventos de interés están fuertemente saturados y otros apenas tienen suficiente deflexión de traza para ser visible. Esto aplica a todas las visualizaciones, verticales y horizontales, hechas con la técnica de área variable. Las secciones horizontales, históricamente, fueron hechas primeramente con área variable usando solo una polaridad, normalmente picos. Esto pronto evolucionó a polaridad dual de área variable dando igual peso a crestas y valles.

La polaridad dual de área variable provee cinco niveles de amplitud claramente discernibles. Las crestas de máxima amplitud son saturadas y aparecen como áreas negras continuas; las crestas de amplitud media no se unen y aparecen discontinuas como grisáceas; las amplitudes más bajas están debajo del nivel de influencia del área variable y

aparecen blancas; la amplitud media de los valles aparece rosa; y la máxima amplitud de los valles son áreas rojas.

Si el detalle de la forma de onda sísmica provisto por la polaridad dual de área variable es inadecuado, lo cual es muy común, entonces se requiere el rango dinámico incrementado del color de intensidad variable completo.

Otra opción disponible para la intérprete estructural son las secciones horizontales visualizadas en fase, usando la fase instantánea derivada de la traza compleja.

II. 1.h. Visualización y Autotracking

La visualización satura todas las etapas de la interpretación 3D iniciando con el volumen de datos y terminando con la extensa discusión de atributos del horizonte. La sección horizontal, es en si misma una ayuda principal en visualización y debe usarse como tal. Una sección vertical y una horizontal frecuentemente proveen una visualización temprana de la estructura en estudio.

Una vez que horizontes y fallas se han interpretado se pueden visualizar como superficies. La relación entre las superficies puede ser estudiada entonces para ayudar en la validación de la interpretación y la ubicación de los pozos para intersectar múltiples objetivos. Muchas herramientas nuevas para visualización se han creado recientemente.

Las superficies de los horizontes se pueden producir usando autotracking, partiendo de puntos semilla o de control, en secciones verticales y horizontales. Este procedimiento, usa el rastreador en una forma interpolatoria, eso es que esta operando entre puntos donde la interpretación se ha realizado. Con buenos datos el autotracking se puede usar en una forma extrapolatoria a partir de pocos puntos semilla. En casos donde se aplica el autotracking sucede que en la superficie aparecen algunos puntos sin cubrir, esto se debe a que en dichos puntos no se cumplió el criterio de rastreo. En ocasiones los puntos vacíos pueden presentarse alineados. Estas alineaciones de puntos vacíos indican lugares donde el rastreo se dificultó y puede indicar fallas sutiles, cambios repentinos de inclinación, cambios de facies u otros límites. Así estas líneas de puntos vacíos se pueden usar como fuente de información geológica.

II. 1.i. Reconocimiento de forma característica

Donde una sección sísmica vertical interseca un rasgo estratigráfico el intérprete puede normalmente encontrar una anomalía de poca amplitud o carácter. La expresión de un canal lleno de área o barra, por ejemplo, es por lo tanto normalmente tan sutil que se necesita una considerable cantidad de habilidad interpretativa para detectarlo. En contraste, una sección horizontal revela la extensión espacial de una anomalía. El intérprete puede así observar la forma característica y relacionarla con la experiencia geológica. Una forma o patrón que no se relaciona a la estructura puede probar ser interpretable como un rasgo deposicional,

erosional, litológico u otro significativo. Diversos autores han propuesto modelos deposicionales en los cuales el intérprete puede basar su reconocimiento de rasgos deposicionales. El estudio de secciones horizontales y cortes de horizontes pueden proveer una vista de pájaro de la estratigrafía antigua, análogo a la vista de la estratigrafía moderna obtenida por fotografía aérea.

Reconstituyendo una superficie deposicional

En general, los rasgos estratigráficos, después de ser depositados en una superficie plana estratificada, serán doblados y rotos por movimientos tectónicos. La estratigrafía y la estructura entonces se confunden y la tarea interpretativa consiste en separarlas. La estructura se debe interpretar antes que la estratigrafía pueda apreciarse.

II. 1.j. Huella de adquisición

La adquisición de datos sísmicos y el procesamiento deben ser conducidos en una manera muy regular. Se quiere interpretar irregularidades en los datos en términos de geología; y en cambio no queremos irregularidades espaciales que indiquen las variaciones en la adquisición o en la operación de procesamiento. Idealmente cada bin debería de tener la misma cantidad de trazas registradas con la misma distribución de offset y con el mismo azimut. Esto es esencialmente imposible de lograr dentro de un presupuesto razonable. Si cualquiera de esto se varía en alguna forma espacialmente sistemática, entonces la geometría de adquisición de datos es comúnmente visible en los datos como una huella.

Las líneas de tiro y de receptores son típicamente colocadas perpendicularmente entre si en tierra, lo que causa un patrón tipo malla. En datos marinos se presenta más bien una huella lineal en la dirección del movimiento del barco. Esta huella es difícil de predecir y generalmente cara para atenuarse por completo. Los cortes en horizontes son particularmente sensibles a la huella.

Las manipulaciones en la estación de trabajo pueden ayudar con problemas de huellas pero raramente los eliminan. Si hay un horizonte menos profundo que debiera ser razonablemente constante en amplitud, entonces dividir la amplitud del horizonte objetivo entre la amplitud de dicho horizonte menos profundo, normalmente reduciría la huella.

II. 2. Indicadores de Hidrocarburos

En las secciones sísmicas, es posible detectar ciertos puntos característicos que generalmente representan buenos indicadores de hidrocarburos, de igual manera existen rasgos geológicos estructurales o estratigráficos que al identificarse pueden indicar también la presencia de estos.

II. 2.a. Puntos brillantes

Los primeros puntos brillantes fueron observables porque la amplitud se preservó en el procesamiento sísmico. En años previos, cuando los registros se hacían normalmente con control automático de ganancia (AGC), había poca oportunidad de estudiar las amplitudes.

Con las mejoras en procesamiento sísmico de las últimas décadas, podemos considerar ahora la polaridad y la fase, así como la amplitud y extensión espacial. Información de frecuencia, velocidad, amplitud / offset y ondas de corte puede ayudar en la identificación positiva de indicadores de hidrocarburos. La indicación más directa de hidrocarburos se relaciona a gas más que a yacimientos de aceite, ya que el efecto de propiedades acústicas del gas en espacio poroso es significativamente mayor que del aceite.

II. 2.b. El carácter de reflexiones de hidrocarburos

Si los datos sísmicos bajo interpretación se procesaron en fase cero, entonces el carácter detallado de los puntos brillantes, puntos planos y otros indicadores de hidrocarburos puedan ser muy observables. La figura II.4 muestra un diagrama de los indicadores de hidrocarburos que se pueden asociar con diferentes impedancias acústicas de gas arena, agua arena y arcilla encajonada. La convención de polaridad expresada en el diagrama es un decremento en impedancia acústica mostrado como un pico que es azul y un incremento es expresado como un valle que es rojo, esto formalmente se refiere a polaridad europea. Crestas y valles son simétricos si son expresiones de fase cero de interfaces simples.

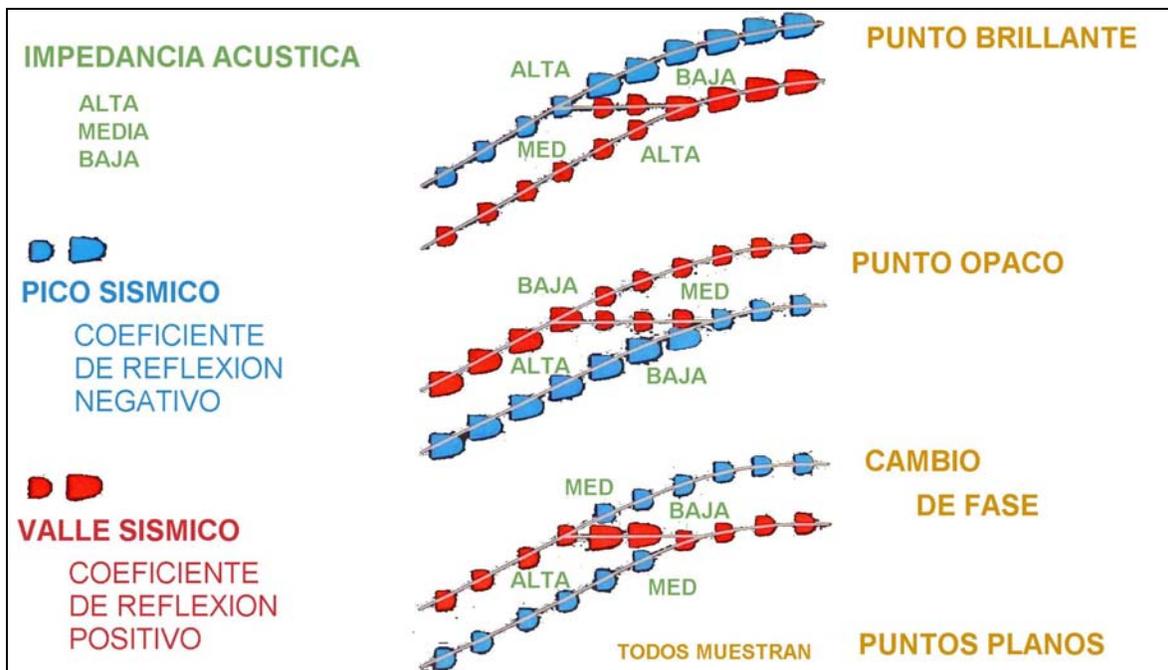


Figura II.4. Diagrama esquemático de la respuesta de fase cero de yacimientos de hidrocarburos de diferentes contrastes acústicos entre el yacimiento y el medio encajonante. Nótese que estos diagramas se dibujaron en polaridad europea (Brown, 2004).

El diagrama superior (figura II.4) ilustra la situación más común: el agua arena tiene una impedancia acústica menor que el medio encajonante y la impedancia de gas arena es más reducida. Por esta situación la firma de la arena es cresta sobre valle (azul sobre rojo) y, para la porción llena de gas, la amplitud es mayor. Este es el punto brillante de fase cero clásico con amplitud alta para las reflexiones de cima y base. El incremento simultáneo en las amplitudes de cima y base se llama apareamiento natural. Si la arena es lo suficientemente gruesa para que las reflexiones de cima y base se puedan separar, entonces un punto plano o una reflexión de contacto de fluido debe ser visible entre arena gas y agua arena, que esta donde el punto donde el brillo ocurre, la reflexión de punto plano será un valle (rojo) porque debe ser un incremento en impedancia acústica.

En el segundo diagrama (figura II.4) la situación se invierte; el agua arena tiene una impedancia acústica mayor que el medio encajonante y tiene una firma de rojo sobre azul. Cuando el gas reemplaza algo del agua en los poros de la arena, la impedancia acústica se reduce, el contraste se reduce en los límites superior e inferior, y el yacimiento es visto como un punto oscuro. Nuevamente, si la arena es suficientemente gruesa, un punto plano puede esperarse en el punto donde ocurre el oscurecimiento y así será rojo nuevamente.

En el tercer diagrama (figura II.4) la reducción de impedancia acústica de la arena, a consecuencia de saturación de gas, causa el cambio de la impedancia acústica de un valor mayor al del medio encajonante a uno menor que el de la arcilla encajonante, de las polaridades de las reflexiones para la cima y la base del cambio de la arena. La firma cambia de rojo sobre azul a azul sobre rojo sobre el contacto del fluido. Para observar dicho cambio de fase, o polaridad inversa, en la práctica, la inclinación estructural debe ser claramente determinada de reflexiones que no sean del yacimiento justo arriba o debajo de la arena en estudio. Nuevamente, si la arena es suficientemente gruesa, una reflexión del contacto del fluido debe ser visible y será roja. Nótese que en este caso la reflexión del punto plano tiene la mayor amplitud local.

II. 2.c. Uso de frecuencia, variaciones de amplitud con el desplazamiento (AVO) y ondas de corte

Los yacimientos de gas atenúan las altas frecuencias más que las rocas sin saturación de gas. Siguiendo este principio, la baja frecuencia instantánea inmediatamente debajo de un posible yacimiento puede ser un buen indicador de gas. Aunque se ha observado que puede ser más bien un indicador inestable; muchos yacimientos de gas estudiados con buenos datos han dado resultados ambiguos en frecuencia instantánea. Este descenso de frecuencia puede observarse normalmente como un simple ensanchado de las reflexiones del yacimiento de gas.

La velocidad de intervalo se reduce si se incluye gas-arena de baja velocidad en el intervalo estudiado. Por muchos años las velocidades RMS (cuadrática media) derivadas del sobre tiempo normal (NMO) se han usado para calcular velocidades de intervalo, y para los efectos totales y tendencias esto es valioso. Sin embargo, la estabilidad de las velocidades de intervalo progresivamente empeora para profundidades mayores y también para las

capas más delgadas. Esto generalmente significa que las velocidades de intervalo no son suficientemente precisas para jugar un papel útil en validación de puntos brillantes.

La variación de amplitud con el desplazamiento de registro se ha vuelto popular por la posibilidad de extraer una cantidad significativa de información litológica de este tipo de dato. No obstante, hay muchas dificultades de naturaleza teórica tanto como práctica. Entre los problemas prácticos, los datos son preapilados y entonces tienen una baja relación señal a ruido, y siendo multidimensionales hay muchos modos de despliegue posibles.

Ostrander (1984) demostró que en muchos casos prácticos las arenas con gas muestran un incremento de amplitud con el desplazamiento (*offset*) y que esto puede ser usado como medio de identificación de yacimientos de gas. Estudió los datos en la forma de receptores de punto medio común (CDP, *Common-Depth-Point*), apilados juntos en offsets comunes y adyacentes para mejorar la relación señal a ruido. La aplicación de AVO a datos 3D envuelve tanto imágenes como visualizaciones 3D. Esta es una actividad complicada y computacionalmente demandante.

La interpretación de amplitudes de las ondas S en conjunción con amplitudes de ondas (P) compresionales convencionales, puede proveer otro método de validación de puntos brillantes. En tierra, los datos de onda S generalmente se levantan en operación separada. Las ondas S no se transmiten en agua, de modo que en el mar es necesario usar ondas convertidas en el fondo marino y registrarlas en receptores ubicados en el fondo.

La comparación entre secciones de onda P y S para una reflexión de arena con gas es la presencia de un punto brillante de onda P y la ausencia de una anomalía de amplitud para el evento correlacionado en onda S. De hecho, el principio fundamental es que las ondas compresionales son sensibles al tipo de fluido dentro de los poros de las rocas, mientras que las ondas de corte son ligeramente afectadas. De ahí que la respuesta de las ondas S a un yacimiento de arena cambiara un poco de abajo hacia arriba del contacto gas-agua, mientras que la respuesta del punto oscuro de onda P normalmente cambia mucho.

II. 2.d. Modelos AVO

Los datos de reflexión sísmica se asocian directamente con las propiedades del subsuelo. Las constantes de Lamé λ , μ y ρ , respectivamente incompresibilidad, rigidez y densidad, permiten la identificación de yacimientos. Esto es en parte porque la compresibilidad de una roca es muy sensible al contenido de fluidos en los poros. En suma, las variaciones litológicas tienden a ser caracterizadas mejor por cambios fundamentales en rigidez, compresibilidad y densidad más que por cambios en velocidades de ondas P y S.

Una roca que no está bajo esfuerzos tendrá un espacio poroso máximo entre sus granos (figura II.5a). Cuando está bajo la presión litostática, los granos se comprimen reduciendo el espacio poroso (figura II.5b), si un fluido como agua o aceite se introduce a los poros, resistirá la compresión, dando como resultado una roca menos compresible. La figura II.5c muestra una roca cizallada en la cual el esfuerzo cortante intenta deslizar los granos. El

espacio de poros permanece esencialmente sin cambio durante el esfuerzo, indistintamente del tipo de fluido.



Figura II.5. Comparación de estados de matrices de roca para diferentes estados de esfuerzos, (a) roca libre de esfuerzos, (b) roca comprimida y (c) roca cizallada (Lines, 2004).

En el análisis AVO, se examinan las reflexiones en un rango de distancias fuente receptor. Los receptores CMP (*Common-MidPoint*) son la norma para la adquisición moderna, y por ello la entrada para un análisis AVO no impone un esfuerzo adicional en la adquisición. Durante el procesamiento sísmico, las trazas se forman por cada CMP, dando la entrada para el análisis.

La teoría del AVO para rocas clásticas es muy simple. Cuando una onda P se refleja con una incidencia inclinada, una fracción de la energía incidente de la onda P se convierte en una onda S. El contraste de velocidades entre estas ondas causa respuestas distintas para el caso del contacto gas-arena con lutita comparado con el contacto gas-arena con arena-liquido.

II. 2.e. Interpretación de arrecifes carbonatados

Los arrecifes carbonatados generalmente son considerados como trampas estratigráficas, con mecanismos resultantes de cambios en litología en un ambiente sedimentario.

En la exploración de carbonatos, los métodos sísmicos generalmente no incluyen visualizar lechos de mucha inclinación. Sin embargo, los métodos de migración avanzados son útiles para colapsar difracciones sísmicas en los bordes del arrecife.

El análisis de arrecifes carbonatados requiere de conocimiento de la antigua línea de costa como se muestra en la figura II.6. Las cuencas sedimentarias usualmente existen en aguas más profundas, lejanas a la línea de costa, creando un ambiente de depósito y formación de lutita.

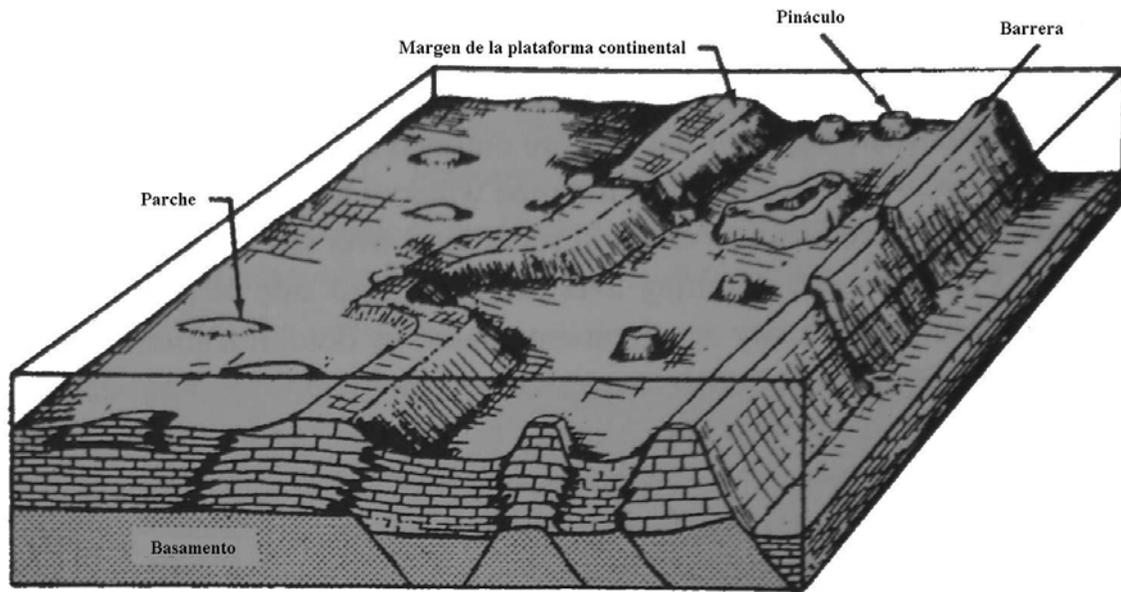


Figura II.6. Ilustración del ambiente de crecimiento arrecifal y los tipos de arrecifes (Lines 2004).

Las aguas someras en la costa son protegidas por una barrera arrecifal formada por un crecimiento de coral. El crecimiento de coral puede crear arrecifes en forma de islas o pináculos en el área entre la costa y aguas más profundas. Un diagrama de una isla arrecifal se muestra en la figura II.7.

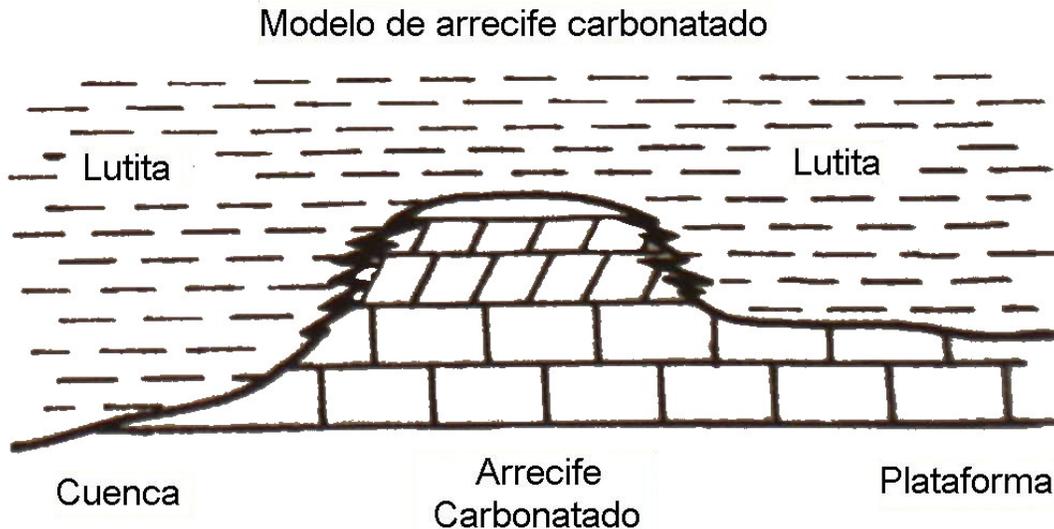


Figura II.7. Modelo mostrando una isla arrecifal rodeada por lutitas (Lines, 2004).

Los carbonatos suelen tener velocidades sísmicas mayores que los sedimentos que los rodean. La limolita compacta de baja porosidad frecuentemente tiene velocidades de más de 6000 m/s. En el caso de lutitas de cuencas, las velocidades varían dentro de un rango

entre 4000 y 5000 m/s. Los carbonatos porosos, como aquellos cuyo origen es la dolomitización de la limolita, tienen velocidades entre aquellas limolitas compactas y la lutita. Bajo tal régimen de velocidad se crea una gama de muchas características sísmicas de arrecifes carbonatados.

Lines (2004) lista diez características sísmicas para la identificación de arrecifes, resumidas de Sheriff y Geldart (1995); se muestran en la figura II.8:

1. Los arrecifes frecuentemente tienen forma de monte
2. Los arrecifes porosos suelen mostrar un hueco de reflexión o disminución. Dicha disminución es causada por un contraste de velocidad menor entre la lutita y el carbonato poroso que entre lutita y la limolita compacta.
3. Las orillas de los arrecifes crean difracciones que se pueden observar en datos sin migrar
4. Terminaciones abruptas de reflexiones existen con frecuencia sobre los flancos del arrecife.
5. Los diferentes lados del arrecife tienen diferentes patrones de reflexión. Un lado es generalmente en un ambiente de cuenca y el otro lado es en la plataforma continental.
6. Las capas sobre la cima del arrecife sufren compactación diferencial. El arrecife representa una estructura alta suprayacida por otros sedimentos.
7. Los reflectores bajo el arrecife suelen exhibir una elevación de velocidad en una sección sísmica en tiempo, lo cual ocurre cuando las reflexiones provenientes debajo del arrecife llegan antes de tiempo.
8. Es posible también que los carbonatos estén rodeados por rocas de velocidad mayor, causando una reducción de velocidad, o retraso en la sección en tiempo. Esto es mucho menos común que el caso descrito previamente.
9. Los arrecifes crecen en una línea axial o en la orilla de la plataforma.
10. Los arrecifes pueden crecer sobre un levantamiento estructural causado por fallas.

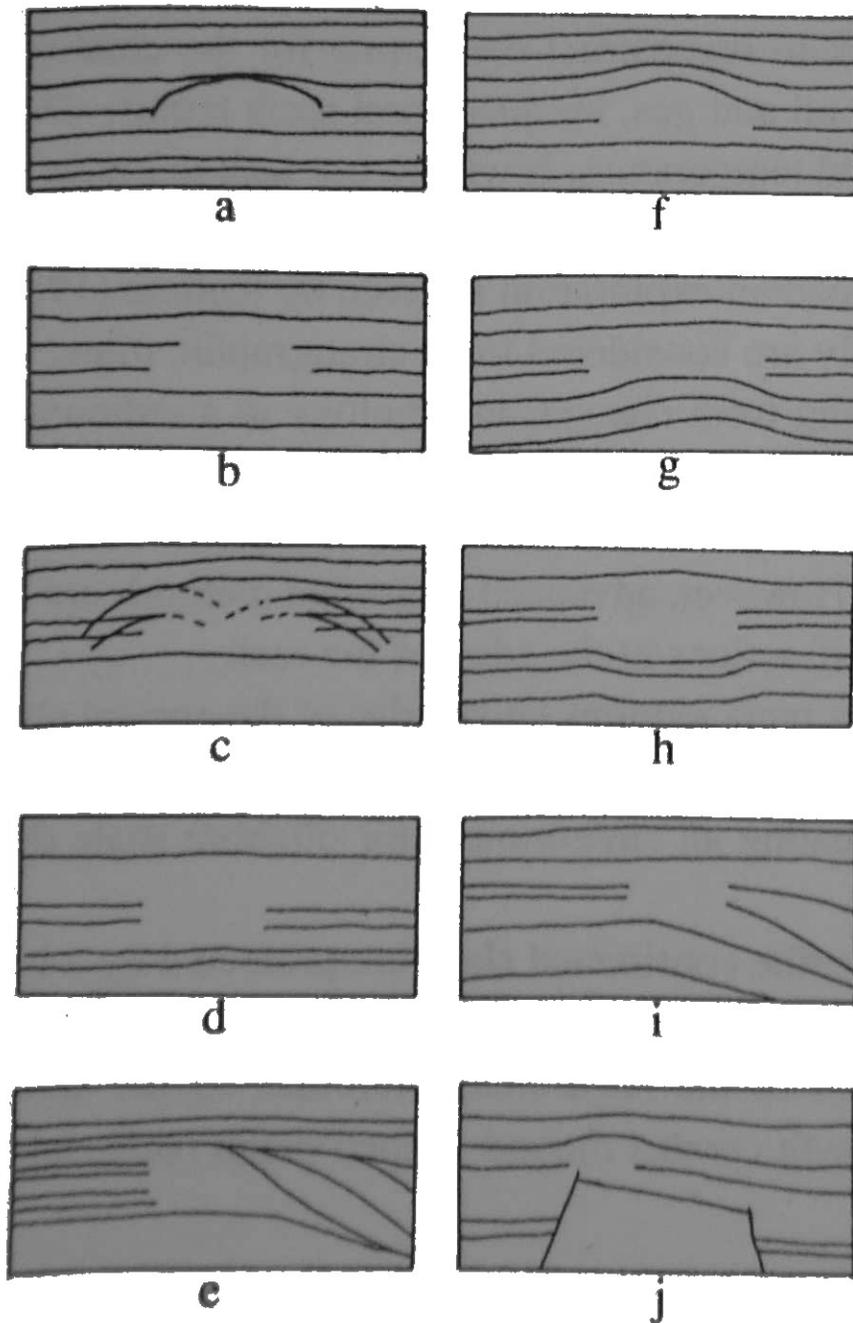


Figura II.8. El criterio para la identificación de arrecifes: (a) montículo, (b) oscurecimiento de reflexiones, (c) difracciones de las orillas del arrecife, (d) terminación de reflexiones, (e) patrones de reflexión diferentes en lados opuestos del arrecife, (f) arrecife cubierto, (g) incremento de velocidad debajo del arrecife, (h) descenso de velocidad, (i) crecimiento de arrecife en la línea de borde continental, (j) crecimiento de arrecife en levantamiento estructural (Lines, 2004).

Para la interpretación de arrecifes, se obtienen ventajas al observar secciones sísmicas tanto en el dominio del tiempo como de profundidad. La velocidad es la clave para ligar dichos dominios. La velocidad y la reflectividad sísmica muestran diferencias entre lutitas de cuencas, carbonatos porosos y carbonatos compactos. Para islas arrecifales y carbonatos de plataformas, los incrementos de porosidad se indican por decrementos de velocidad y disminución de reflectores. La determinación de esta característica es más difícil de determinar si los poros están llenos de gas, aceite o agua. Para distintos fluidos, las respuestas sísmicas muestran diferencias sutiles.

II. 2.f. Trampas relacionadas con estructuras de sal

Muchos descubrimientos de campos petroleros han resultado de la exploración de trampas de sal en el Golfo de México. Y de igual manera existen más lugares con potenciales trampas asociadas a intrusiones salinas. La particularidad de la sal consiste en que no sigue las relaciones de velocidades sísmicas normales de muchas otras rocas. Generalmente tiene menor densidad y mayor velocidad sísmica que los sedimentos circundantes. Por la baja densidad y el efecto boyante de la sal enterrada bajo los sedimentos, usualmente “flota” a través de los sedimentos, o dicho de otra forma intrusión otros sedimentos más densos, y frecuentemente perfora los sedimentos suprayacentes, proveyendo trampas a lo largo de los flancos.

La sal provee una barrera permeable para el petróleo en sedimentos que se inclinan contra el flanco de la sal. En suma, a este tipo de trampa, se asocia un significativo fallamiento frecuentemente relacionado con la intrusión.

La prospección sísmica en áreas con intrusiones salinas ha producido grandes problemas de interpretación. Por lo general, la forma tridimensional de la sal, provoca una necesidad de migración 3D. En los sedimentos de la Costa del Golfo, la sal tiene una velocidad de onda P mucho mayor que la roca circundante, y los problemas surgen a raíz de este gran y lateral contraste de velocidad entre la sal y la roca. Los métodos de migración en tiempo suponen la inexistencia de variaciones laterales de velocidad. Por ello se debe usar migración en profundidad que no hacen suposiciones restrictivas sobre velocidad lateral.

La variación lateral de la velocidad, la forma tridimensional, y los flancos muy inclinados de los cuerpos de sal hacen deseable el uso de métodos de migración 3D preapilamiento en profundidad, aunque es una de las técnicas de migración más caras. Generalmente se usan técnicas de migración que involucran una secuencia de pasos de migración y de análisis de velocidad, con lo que se obtienen imágenes útiles de posibles trampas petroleras. Afortunadamente, los sistemas computacionales se vuelven cada vez más accesibles, lo que permite realizar la migración 3D mencionada.

II. 3. Atributos Sísmicos

Los atributos se usan para seguir estudios en estructura, en estratigrafía y en propiedades de yacimientos. Un atributo es necesariamente un derivado de una medición sísmica básica. Todos los atributos de horizontes y formación disponibles no son independientes entre si sino simplemente diferentes maneras de presentar y estudiar una cantidad limitada de información básica. Dicha información es el tiempo, la amplitud, la frecuencia y la atenuación y esta forma la base de la clasificación de atributos.

Como una amplia generalización, los atributos derivados del tiempo proveen información estructural, los derivados de la amplitud proveen información estratigráfica y de yacimiento. Muchos atributos se derivan de datos normales apilados y migrados, pero variaciones de algunas mediciones básicas, como una función del ángulo de incidencia provee una fuente adicional de información. El principal ejemplo de atributos preapilados es el de AVO. Los atributos híbridos son una combinación de información de información de frecuencia y amplitud.

Los atributos normalmente se calculan y extraen del volumen de datos por medio de un rastreo automático. Estas herramientas de la estación de trabajo ayudan a usar todos los datos y proveen valores de tiempo de horizontes en la cresta de una reflexión con una precisión de un cuarto de milisegundo. El atributo de horizonte extraído del tiempo en la cresta acarrea una precisión similar. El uso apropiado de la precisión de la maquina es una parte clave del análisis de atributos sísmicos tal como el objetivo de la interpretación es normalmente obtener una bastante detallada.

II. 3.a. Atributos derivados del tiempo

- Residual, o mapa residual de alta frecuencia espacial, es la diferencia aritmética entre un mapa de alta precisión automáticamente obtenido y su equivalente espacialmente suavizado. Se aplica para delinear fallas.
- Inclinación, o magnitud de la inclinación, esta dirigido a detalle estructural. En la superficie en tiempo automáticamente obtenido se considera un valor de tiempo en relación a sus vecindades inmediatas para formar un plano local. La verdadera inclinación de ese plano local es el atributo de inclinación;
- Azimut, o azimut de inclinación, es la dirección del atributo de inclinación. Se usa en forma similar a la inclinación, para detallar rasgos estructurales.
- Curvatura y aspereza son derivados de la inclinación y azimut y así sirven como segunda derivada de la estructura.
- Borde, o detección de borde, es un operador espacial que usualmente ocupa nueve puntos que opera como filtro de suavizado espacial pero tiene el efecto opuesto; las diferencias espaciales o bordes se acentúan indistintamente a la orientación.
- Iluminación, es una técnica de visualización bien conocida de mapeo topográfico. Porciones de superficies en tiempo obtenidas por *autotracking* que apuntan hacia la fuente son resaltadas, aquellas que apuntan en sentido opuesto se presentan en sombra.

II. 3.b. Coherencia

La coherencia, continuidad, semblanza y covarianza son todas muy similares. Todas se dirigen a convertir un volumen de continuidad (reflexiones normales) a un volumen de discontinuidad (fallas y otras interfaces). Estos atributos operan dentro de una ventana de tiempo y usan una variedad de aproximaciones matemáticas similares a la correlación. Debido a que los atributos son derivados directamente de datos procesados, están libres de tendencias interpretativas, en contraste con los atributos de horizonte que requieren un horizonte interpretado como entrada. Produciendo un volumen donde las discontinuidades tienen una continuidad aparente, ahora es posible detectar automáticamente las fallas.

II. 3.c. Atributos de amplitud

La amplitud de reflexión medida en la cresta de una reflexión identificada es por mucho el atributo de amplitud más usado. La amplitud de reflexión extraída sobre un horizonte produce una imagen normalmente llamada corte de horizonte. La amplitud compuesta es el valor absoluto de la suma de las amplitudes de reflexiones identificadas en la cima y la base de un yacimiento, u otro intervalo. La impedancia acústica derivada de la amplitud por inversión sísmica es otra forma de combinar información de la cima y la base del yacimiento. La amplitud derivada de la traza compleja es llamada fuerza de la reflexión, o amplitud envolvente.

II. 3.d. Atributos híbridos

Los atributos híbridos combinan componentes de amplitud y frecuencia, y por esa razón tienen interés potencial. El carácter sísmico es una mezcla de amplitud y frecuencia, de ahí que, un atributo híbrido tiene en principio la capacidad de ser un buen indicador de carácter sísmico.

II. 3.e. Descomposición espectral

La descomposición espectral analiza una sección de datos sísmicos con un ancho de banda de frecuencia normal en un conjunto de secciones equivalentes, cada una con ancho de banda estrecho. Comúnmente, una pequeña ventana, siguiendo un horizonte sísmico, es una entrada y se pueden producir 30 cortes de frecuencia. El concepto detrás de la descomposición espectral es que una reflexión de una capa delgada tiene una expresión característica en el dominio de las frecuencias que es indicativo del espesor temporal de la capa o isócrona. Esta técnica provee un método para determinar el espesor de yacimiento menor al espesor de sintonía (un cuarto de longitud de onda).

Capítulo III Método de Interpretación Sísmica Tridimensional

III. 1. Trabajo Inicial

El método sísmico 3D evolucionó como resultado natural del bidimensional. Pero con ello surgieron nuevos retos que superar para lograr que hoy sea ampliamente utilizado. Muchos autores publicaron al respecto, desde el diseño de la adquisición, pasando por algoritmos de procesamiento de datos tridimensionales y llegando hasta la visualización para la interpretación. Desde luego, la comprensión de que el problema de la exploración sísmica es tridimensional ha estado presente desde el inicio, pero la tecnología y las limitaciones prácticas llevaron a un método bidimensional, por medio del cual se hacían interpretaciones 3D.

Fue hasta la aparición de las computadoras cuando se inicio el desarrollo del método 3D y la búsqueda de técnicas que mejoren la interpretación y el modelo final.

Walton en 1972, escribe al respecto de los primeros métodos usados en exploración 3D, algunos de los cuales se aplican hoy en día. Describe el método tridimensional como “...una manera diferente de reunir y presentar datos sísmicos, la visualización 3D da una imagen de un área desde el reflector más somero hasta el más profundo que puede encontrarse con sísmica”; debido a las limitaciones, el método se recomendaba entonces para problemas que requerían mayor detalle, como cuestiones de producción. En su momento la forma de visualizar los datos era por medio de una proyección en movimiento de frentes de onda emergentes, de dicho sistema se podían calcular: la velocidad promedio en cada reflector, dirección y magnitud de inclinación. También era útil en el reconocimiento de fallas.

En su artículo, Walton hace hincapié en los tendidos para la adquisición de campo sobresaliendo los que implican una línea de geófonos perpendicular a una línea de fuentes, el cual es aplicable en distintos escenarios de adquisición. También resalta el método de visualización antes mencionado con el cual la interpretación se realizaba sobre cortes horizontales y la “animación” se realizaba por medio de un dispositivo de proyección (figura III.1) a diferencia de los actuales en estaciones de trabajo. Los datos no se procesaban y las imágenes eran un auxiliar en la interpretación convencional de esa época.

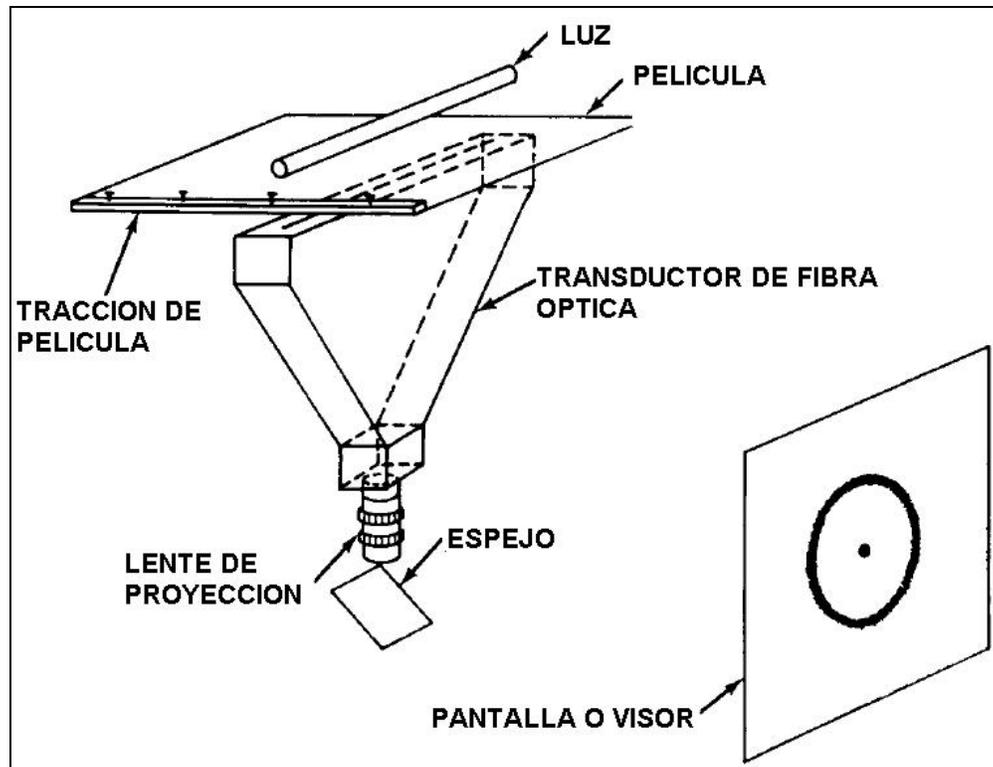


Figura III.1. El visor de fibra óptica usado para presentar una imagen móvil de frentes de onda emergente (Walton, 1970).

En 1982 Dürschner hace una revisión de los métodos que se usaban en su momento, menciona las ventajas del uso de métodos tridimensionales, aun cuando en ese entonces la mayor parte de descubrimientos de hidrocarburos se había logrado por medio de métodos convencionales, su respuesta a porque usar 3D es “que solo los métodos que realmente sean 3D permitirán mapear la ubicación real de las capas dentro de la tierra”. El objetivo entonces es obtener un mapa lo más detallado posible, de horizontes de interés para la exploración de hidrocarburos. Lo cual no se puede obtener siempre con una vista en 2D.

Otra ventaja que señala es que por la cobertura de los datos 3D se puede consultar la información en cualquier dirección, a diferencia de los perfiles 2D donde se tiene solo una línea de observación en una dirección, que se planea buscando una dirección óptima, pero que suele serlo para un cierto horizonte en particular y para otros no lo es, ya sean mas o menos profundos.

También revisa los procesos usados entonces para llegar a la imagen final y su interpretación, que se encontraban en un punto intermedio, esto quiere decir que ya se aplicaban los procesos de filtrado y migración a los datos para obtener la ubicación real de los reflectores y una mejor imagen, todo esto gracias al uso de la computadora, aun cuando se mantenían algunas limitaciones, debido a la poca capacidad de almacenamiento y al alto volumen de datos, hablamos de 1.5 Gbytes; esto implicaba un gran tiempo en el procesamiento. Lo anterior redundó en un mayor uso en la interpretación de datos 3D pues los antes mencionados cortes horizontales tenían una mayor calidad.

Schneider (1998) hace una crónica de cómo participó en el nacimiento de la sísmica 3D, perteneciendo a un equipo de investigación, donde se planteó probar el valor de un método 3D. Así, dentro de un proyecto apoyado por la industria, se inició el trabajo en adquisición, procesamiento e interpretación de datos 3D. La adquisición se llevó a cabo en el campo Bell Lake, en Nuevo México donde se estudió un área de 4 x 7.5 millas. Sobre la adquisición, no fue muy diferente a lo que se hace hoy en día. Pero en cuanto al procesamiento fue algo muy distinto, pues no se contaba con ningún software para datos 3D, así que se desarrollaron programas para la obtención de las metas de dicho proyecto. Finalmente se obtuvieron resultados satisfactorios después de un largo y arduo trabajo. Por medio del uso de mapas de horizontes, se confirmaron nueve pozos productores, tres pozos secos, y se descubrieron nuevas ubicaciones de perforación en un campo maduro.

III. 2. Revisión Histórica del Método Sísmico

En este apartado se presentan una serie de casos que muestran las aplicaciones y ajuste que sufrió el método sísmico hasta llegar a lo que conocemos hoy en día.

III. 2.a. Desarrollo de un Campo con Métodos Sísmicos Tridimensionales en el Golfo de Tailandia

El primer caso se llevó a cabo en Tailandia, se publicó en un artículo de Dahm y Graebner en 1982. Se llevó a cabo un estudio sísmico marino tridimensional en el Golfo de Tailandia para apoyar el desarrollo de un campo de gas indicado por tres pozos de riesgo, que se ubicaron por programas de reconocimiento sísmico realizados en un periodo de varios años. La clave para una exploración exitosa del área, fue un entendimiento detallado de las fallas complejas controlando las trampas de hidrocarburos. Puesto que el prospecto se ubicaba a una distancia de 160 a 220 km costa afuera, se emplearon algunas técnicas especializadas de adquisición para lograr la precisión deseada en posicionamiento. Se registraron cerca de 1280 km de datos sísmicos a un espaciamiento de 100 m entre líneas sobre un bloque aproximadamente rectangular, cubriendo aproximadamente 120 km² de datos, con un apilamiento de 48; se procesaron usando un algoritmo de ecuación de onda tridimensional, resultando un paquete de trazas sísmicas representando los datos verticalmente debajo de una malla de puntos espaciados a 33 1/3 m por 100 m.

Los resultados del programa 3D mostraron mayor resolución de fallas y delineación estructural. La interpretación desarrollada de una serie de cortes horizontales provistos por el procesamiento 3D mejoró aun más la resolución de las fallas. Cinco pozos, perforados con base en el estudio 3D, son productores y ajustan en gran medida a los datos sísmicos. Los estudios iniciales de patrones de amplitud de reflectores clave, combinados con velocidades de intervalo provenientes de registros de sísmica, parecen ofrecer el potencial de detección directa de zonas productoras de gas con espesores mayores a 25 o 30 pies (9 m). Los datos sísmicos 3D se han utilizado para planear pozos de desarrollo adicionales y potenciales ubicaciones de plataformas.

El papel del sistema de sismica tridimensional es fundamental ya que finalmente todas las representaciones del subsuelo deben ser en forma 3D, aun si solo es en forma de mapa de contornos en la etapa final de la evaluación del prospecto. Sin embargo, cuando la geología es compleja o se tienen grandes requerimientos de resolución, normalmente no hay sustituto para el tratamiento de la naturaleza 3D del problema en las primeras etapas del estudio, iniciando con la adquisición de datos. Relativo a las prácticas convencionales en la conducción de estudios sísmicos, los sistemas 3D implican un incremento principal en la densidad de puntos de datos sísmicos, una densidad adecuada para satisfacer el teorema de muestreo en espacio así como en tiempo.

Las ventajas de la aproximación 3D son el posicionamiento de los reflectores inclinados y curvilíneos en sus ubicaciones vertical y horizontal apropiadas, colapsando las difracciones de las fallas y otras discontinuidades a su punto de origen, y restaurando la pérdida de fuerza de las señales a la acción de desenfoque de los dispersores del subsuelo.

Estas ventajas, acopladas con la incrementada densidad de control que permite un mapeo más detallado de los sistemas 3D del subsuelo, empezaron a tener mayor atractivo en aplicaciones de desarrollo de campo (figuras III.2 y III.3).

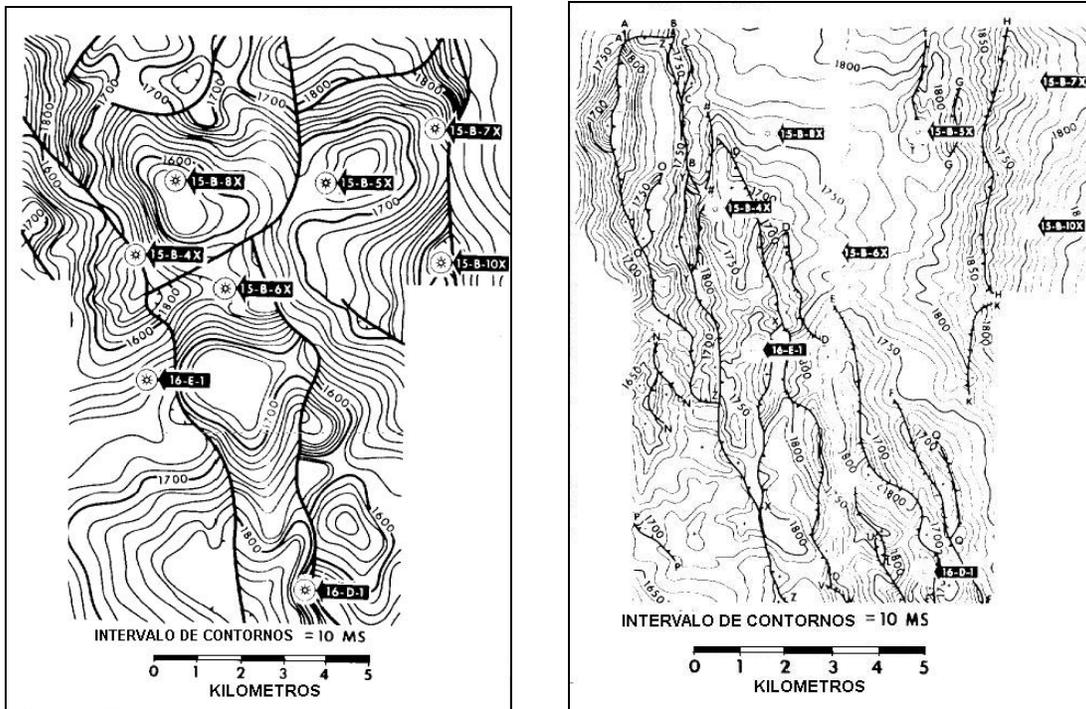


Figura III.2. (Izquierda) Mapa de horizonte profundo de estudio sísmico 2D.

Figura III.3. (Derecha) Mapa de horizonte profundo de datos migrados en 3D, se puede observar el mayor detalle del trabajo 3D. (Dahm, 1982).

El análisis principal realizado con los datos tridimensionales fue realizado por medio de cortes horizontales, también llamados Seiscrops por GSI (figura III.4); su aplicación en la delimitación de rasgos y el uso del color permitieron una mejor interpretación de fallas por medio de la amplitud. Por medio de la ayuda de la sismica 3D se obtuvieron pozos exitosos

que sostuvieron la interpretación. Los pozos que intersecaban fallas tenían un margen de error de 25 pies con respecto a la profundidad predicha por el estudio 3D. Además, se identificaron nuevos prospectos, y los pozos se pueden ubicar de forma que se optimice el desarrollo del yacimiento. Y lo más importante, los datos 3D generados parecen ser suficientemente precisos para, en primer lugar, ubicar bloques de fallas que definen los límites internos del campo productor y, en segundo, para seleccionar las ubicaciones más favorables para plataformas y por último asistir en el desarrollo de estimados de cuantificación de reservas.

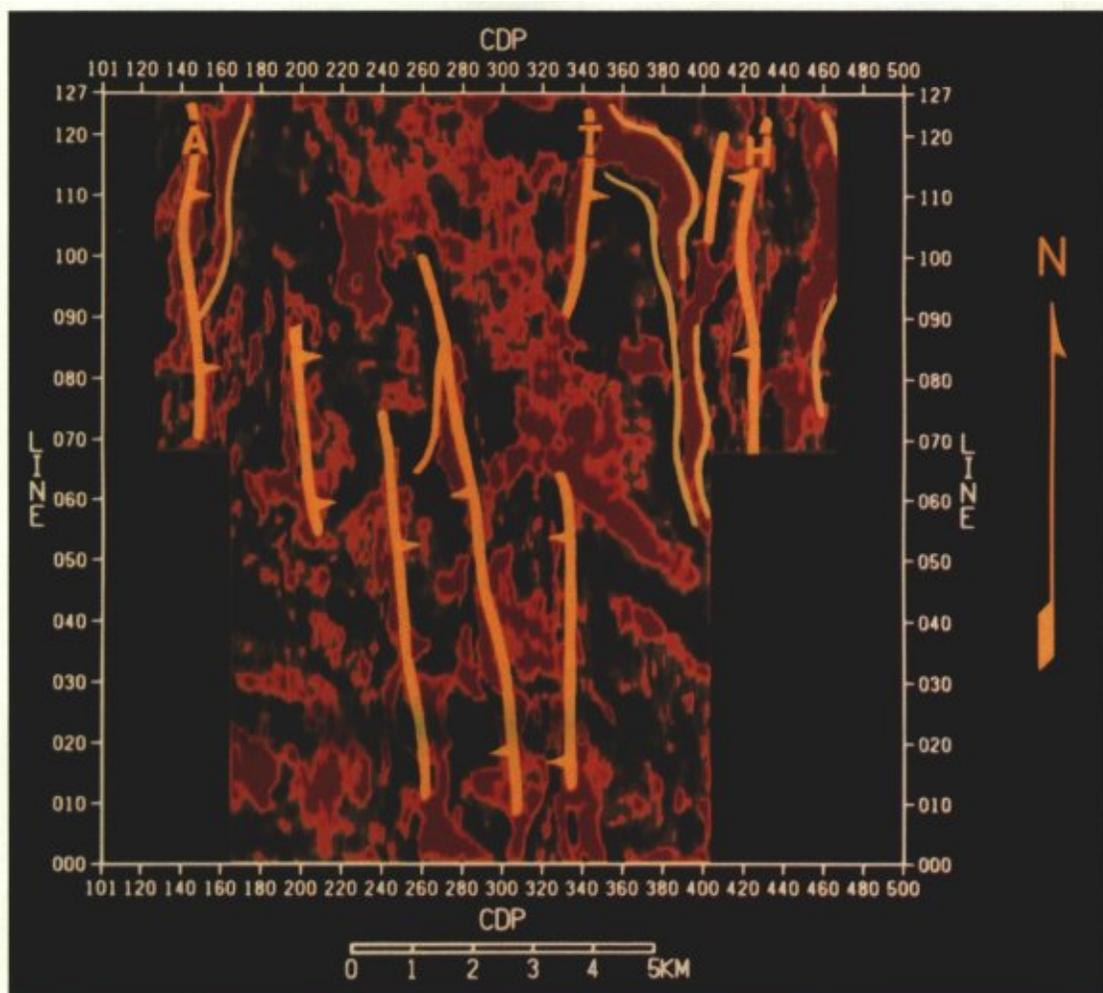


Figura III.4. Sección horizontal (Seiscrop) interpretada después de migración 3D (Dahm, 1982).

III. 2.b. Datos Sísmicos con Secciones Horizontales

Otro caso de interés en las técnicas 3D es el desarrollado por Bone y Giles en 1975 en su artículo de análisis. En este expone la obtención y el uso de secciones horizontales como herramienta de apoyo para la interpretación; posible gracias a la gran densidad de información disponible en un área determinada de sísmica 3D. Según los autores, la sección

sísmica convencional se ha usado para mapear estructuras geológicas. Con una malla formada por series de secciones cruzadas, la dirección y magnitud de la inclinación verdadera es asequible. Como paso final se realizaba un mapa de contornos en tiempo o profundidad para indicar tanto inclinación como rumbo, valores necesarios para definir estructuras geológicas. Durante el proceso de interpretación, el geofísico normalmente se enfrenta a como resolver la inclinación y el rumbo. Para responder a problemas relacionados con la poca densidad de datos, es común ubicar la malla de modo que un grupo de líneas se aproxime casi a la máxima inclinación real y las otras al rumbo. El espaciamiento entre las líneas de inclinación se puede ajustar de modo que no se encuentre la inclinación estructural mayor a medio ciclo entre las líneas. Con un número mínimo de líneas de “echado” esto podría ser llamado programa sísmico tridimensional. Para propósitos de obtener imágenes 3D (migración) el espacio entre líneas debe ser no mayor a un cuarto de la longitud de onda. Usando las líneas de inclinación de este tipo de estudio, es posible generar secciones sísmicas horizontales que simulen cortes horizontales a través de la tierra a cualquier nivel constante de profundidad o tiempo. Estos cortes pueden también hacerse conforme a las superficies de estratificación para obtener información estratigráfica.

La imagen se puede formar por cualquier conjunto de líneas sísmicas adecuadamente espaciadas (figura III.5). Sin embargo, si la imagen va a tener significado, las líneas deben tener un espaciamiento de menos de media longitud de onda. Esto es que, la inclinación línea a línea en el caso de líneas paralelas no debe exceder un semiperiodo de la frecuencia máxima. Si no se cumple dicho criterio se genera aliasing, y la dirección de la inclinación y su magnitud no se pueden determinar. El aliasing espacial es similar al aliasing en las frecuencias en una función de tiempo discretizada.

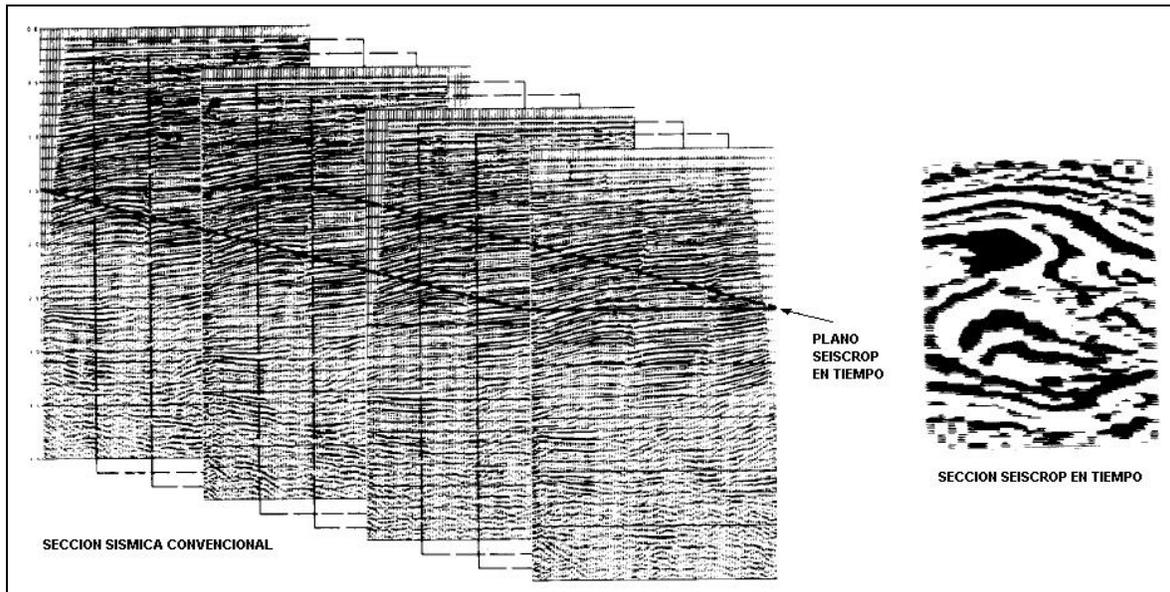


Figura III.5. Despliegue de una sección horizontal (Bone, 1975).

Para usar por completo estas secciones, es útil comprender primero como se crean. Se debe considerar el volumen de datos como muestreado en términos de un espacio X, Y, Z,

donde Z puede ser la profundidad o el tiempo. Cada punto dentro del volumen de datos tiene cuatro atributos: X, Y, Z y A. Los atributos X, Y, Z, ubican el punto en el espacio y el atributo A es la amplitud de la reflexión asociada con ese punto.

Para construir secciones verticales convencionales, uno simplemente toma una amplitud A para todas las muestras de Z y la grafica contra X para una Y constante (este-oeste), contra Y para una X constante (norte-sur), o contra alguna variación regular de X, Y para una línea diagonal.

La sección horizontal se forma manteniendo Z constante y graficando todos los valores de amplitud de A para esa Z contra X, Y. Por conveniencia de despliegue, las muestras pueden formarse en trazas y entonces conectarse con una forma de onda en cualquier dirección horizontal. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que el resultado más interpretable ocurre cuando la forma de onda se conecta a través de la mayor distancia si el espaciamiento entre elementos en X, Y son distintos.

Como se indicó antes, la entrada óptima para la imagen es un conjunto de líneas paralelas equiespaciadas de datos orientadas en tal forma que no exista más de la mitad de una longitud de onda de diferencia de inclinación entre líneas. Obviamente, los efectos de difracción que causan problemas en interpretar datos normales van a existir. Consecuentemente, la migración previa a crear la imagen es normalmente un paso deseable. Si la estructura esta en bajo relieve y orientada generalmente perpendicular a las líneas, una migración bidimensional puede ser aceptable.

Se debe tener consideración especial con la manipulación de la amplitud. Las imágenes pueden proveer información valiosa sobre la distribución espacial de amplitudes anómalas, como puntos brillantes, domos salinos son delineados por la ausencia de energía en muchos casos y pueden aparecer como una zona “sin datos” en la sección. Usar métodos muy fuertes para escalar la amplitud, pueden fácilmente destruir esta información valiosa y deben evitarse.

Los formatos de despliegue para la interpretación deben elegirse para maximizar el contenido de información. Se deben emplear los formatos de área variable o de densidad variable, mientras que las trazas en ondícula tienden a ser confusas para estas vistas. Generalmente, cuando se usa el área variable, la presentación es en dos colores con los valles en rojo y los picos en negro; representa un nivel mínimo de esfuerzo y es un formato conveniente para realizar secuencias animadas de las imágenes para ayuda en la interpretación.

Antes de interpretar las imágenes horizontales, se deben tener en cuenta algunos conceptos. Los cambios aparentes de frecuencia son resultado de cambios de inclinación a través del área. Normalmente, cuando se grafica en una sección la amplitud como función del tiempo, la frecuencia es en ciclos sobre segundo. Pero en la imagen horizontal, la amplitud se muestrea como función de la posición espacial y se debe considerar como numero de onda, K_x y K_y . Con esto en mente se puede calcular el número de onda de una inclinación dada. Con las ecuaciones que se presentan en el artículo de Bone (1975), para datos migrados y

no migrados; por medio del análisis de la sección horizontal es posible calcular la inclinación verdadera.

Para la interpretación la información que contiene una sección horizontal es el rumbo de los reflectores, el espesor entre reflectores, y la traza de las fallas o límites, en los tres casos que son intersecados por el plano horizontal. Se logra un mejor uso de la sección horizontal si se usa en conjunto con secciones verticales, que tengan la misma escala horizontal para tener la vista de un corte del volumen.

Para determinar el ángulo de inclinación se usan las ecuaciones antes mencionadas, y se considera la velocidad cuadrática media. Se puede determinar el espesor de manera similar a la que se obtiene en un mapa geológico, al conocer la inclinación.

El despliegue de secciones horizontales da al intérprete una vista diferente de la imagen estructural, y cuando se usa en conjunto con secciones verticales convencionales, provee información valiosa, sobre el rumbo de los horizontes reflectores y trazas de fallas. En formato de imagen animada, estas secciones permiten ver un prospecto completo en cuestión de minutos. Esto facilita la elección de horizontes para mapear y la elección de intervalos entre contornos; en suma, provee una buena imagen mental del área. En algunos casos se puede usar una sección horizontal para mapear directamente, y así obtener fácilmente los contornos.

III. 2.c. Monitoreo Sísmico Tridimensional de un Yacimiento de un Proceso de Recuperación Mejorada

El siguiente caso corresponde a un monitoreo de yacimiento por medio de sísmica, durante un proceso de recuperación mejorada, publicado por Greaves y Fulp en 1987. Los datos sísmicos de reflexión se usaron para monitorear el progreso de un proceso de recuperación mejorada de una combustión in situ. Tres paquetes de datos tridimensionales se recolectaron durante un periodo de un año para trazar la extensión y direcciones de propagación en el tiempo. Los parámetros de adquisición y procesamiento fueron idénticos para cada estudio de modo que se puedan comparar directamente una a una las trazas. Los atributos sísmicos se calcularon para cada CDP, y en una aplicación única de la sísmica de reflexión, los atributos precombustión se restaron de los de combustión y post combustión. Los “volúmenes diferencia” de datos sísmicos 3D resultantes mostraron anomalías que fueron la base para la interpretación en este caso.

Los perfiles y cortes de horizontes de los datos claramente muestran el inicio y el desarrollo de un punto brillante en la reflexión desde la cima del yacimiento y un punto opaco en la reflexión desde la limolita debajo del yacimiento. La interpretación de estas anomalías se apoya con información de núcleos post combustión. El punto brillante fue causado por un incremento en la saturación del gas a lo largo del límite de la cima del yacimiento. De los datos de núcleos post combustión, se hizo un mapa de la distribución del volumen de combustión. En comparación, el punto brillante cubrió un área mayor, y fue concluido que la combustión e inyección de gases se propago delante de la zona de combustión real. La

anomalía del punto opaco muestra buena correlación con el volumen de combustión en distribución y dirección. Evidencia de registros post combustión apoya la conclusión de que la combustión sustancialmente redujo la velocidad sísmica e incrementó la atenuación en el yacimiento. El espesor neto medido de lo “quemado” en los núcleos se usó para calibrar la amplitud del punto opaco. Con esta calibración, la amplitud del punto oscuro en cada CDP fue invertida al espesor neto de combustión y se hizo un mapa del espesor estimado a partir de los datos sísmicos.

Mejorar la eficiencia de la producción del yacimiento puede incrementar las reservas probadas. Las etapas finales en la producción de un campo son procesos de recuperación mejorada. El manejo efectivo en este proceso requiere una descripción detallada del yacimiento y observaciones del volumen del yacimiento siendo barrido durante el proceso. La sísmica 3D de alta resolución puede ser una herramienta efectiva en obtener una descripción del yacimiento, y como en este caso se pueden mapear los procesos de recuperación conforme proceden.

En este caso, los datos de sísmica 3D se usaron para monitorear la propagación de un proceso piloto de combustión in situ. Se realizaron tres estudios sísmicos 3D idénticos en el sitio a las etapas previa, media y posterior. De esta forma, la propagación de la combustión se monitoreó con el paso del tiempo.

La adquisición y el procesamiento fueron idénticos en cada paquete de datos, de modo que se pudo hacer una comparación entre los conjuntos individuales. Para facilitar la interpretación, los atributos de las trazas sísmicas se calcularon usando técnicas de la transformada de Hilbert. La fuerza de la reflexión, en el artículo se trata como “amplitud envolvente”, se usó para el análisis de los datos. Se restó la amplitud envolvente original de las trazas a las obtenidas durante el proceso y después del mismo. Obteniendo volúmenes de datos correspondientes a las diferencias.

El proceso de combustión incrementó sustancialmente la temperatura in situ y la saturación de gas en esas secciones del yacimiento afectadas por la quema. Tanto la velocidad como la densidad del yacimiento fueron cambiadas. Las zonas con propiedades alteradas fueron detectadas por respuestas de amplitudes anómalas en la reflexión de la cima del yacimiento y en la formación de limolita justo abajo del yacimiento. La dirección de propagación de la combustión y estimados de su volumen se basaron en la interpretación de estas anomalías como las observadas en los volúmenes diferencia. La interpretación se apoya con datos disponibles de pozos monitores y núcleos post combustión.

Los estudios sísmicos 3D se tiraron en un periodo de 15 meses. El primero (precombustión) se registró muchos meses antes del proceso de combustión. El segundo estudio (combustión) se registró cuatro meses después del inicio del proceso, y el estudio final (post combustión) se realizó diez meses después del proceso.

Los objetivos del programa sísmico fueron: detectar un cambio en carácter de reflexión sísmica atribuible al proceso de combustión, determinar la dirección del frente de propagación de combustión y determinar el volumen de barrido del yacimiento por el proceso de combustión.

La premisa básica fue que un incremento de saturación de gas en la formación del yacimiento produciría cambios medibles en la amplitud de la reflexión. Los puntos brillantes y opacos, causados por concentraciones de gas anómalas, son fenómenos bien conocidos en la exploración sísmica. Se esperaba la aparición de puntos brillantes y opacos en la zona de sombra por la saturación de gas incrementada en las partes del yacimiento alcanzadas por el proceso de combustión. Los datos 3D se usarían para mapear el progreso en el tiempo.

El programa de recuperación mejorada consistió de una prueba piloto de cinco pozos cubriendo una porción muy pequeña del campo Holt en el norte centro de Texas. La prueba consistió de cuatro pozos de producción separados a 90 m con un pozo inyector central. El objetivo era propagar el proceso de combustión del pozo inyector radialmente hacia fuera, creando e inundando una zona de saturación de aceite incrementada, el banco de aceite, hacia los pozos productores. Aunque el concepto es simple, su implementación es muy difícil y es muy sensible a los detalles de la geología de yacimiento.

Aunque un modelo detallado del yacimiento y del proceso de combustión no se construyó, se anticiparon algunos efectos del proceso. El proceso de combustión se propagaría primero pendiente arriba debido a las densidades distintas de los fluidos. La propagación ocurriría primero lateralmente dentro del yacimiento desde los puntos iniciales. La propagación vertical se limitaría por fracturas u otros trayectos permeables naturales. Finalmente, la propagación debe ser guiada al sureste a lo largo de las fracturas inducidas.

Los factores que guiaron la elección de parámetros de adquisición fueron: el objetivo era un área muy pequeña (90 m × 90 m); era relativamente somero (500 m); la recolección de datos se tenía que repetir lo más idénticamente posible y las amplitudes y extensiones espaciales de las anomalías sísmicas deberían ser probablemente pequeñas.

La comparación de las amplitudes envolventes de la reflexión en la cima del yacimiento reveló un incremento en amplitud, un punto brillante, el cual se desarrolló después de iniciado el proceso de combustión. También se presentaron puntos opacos correspondientes a zonas donde la diferencia de amplitud resultó negativa. En datos post combustión se observó el punto opaco que es menor en amplitud y se extiende sobre una porción significativamente menor del área piloto.

Se realizó un modelo de combustión para entender lo que sucede en el yacimiento. El proceso se puede dividir en varias zonas, con cada zona definida por su temperatura relativa y saturaciones de fluidos. La zona de combustión se propaga a través del yacimiento y está definida por oxidación máxima de los hidrocarburos más pesados o inmóviles. En su paso queda la arena limpia quemada, una matriz del yacimiento caliente con alta saturación de gas. Al frente de la zona de combustión hay muchas zonas a menores temperaturas y con porcentajes distintivos de aceite, agua y gases hasta cierta distancia de la temperatura original del yacimiento y se encuentra una mezcla de fluidos. El modelo es simple y no es válido del todo para geología compleja, pero es útil como punto de inicio para la interpretación de las anomalías sísmicas en términos del proceso físico de combustión in situ.

Como se estableció, el primer objetivo del programa sísmico fue detectar un cambio en el carácter de la reflexión atribuible al proceso de combustión. Los puntos brillantes y opacos son considerados las anomalías causadas por combustión por las siguientes razones. Primero, los cambios ocurren en la reflexión del yacimiento y en la reflexión justo debajo de él, como se esperaba. Segundo, el nivel de ruido de fondo de los volúmenes de datos diferencia es sustancialmente menor que las anomalías observadas.

La interpretación de las posiciones de los puntos brillantes y opacos en el transcurso del tiempo provee una descripción razonable de la propagación de la combustión.

El estudio de sísmica de reflexión puede usarse para monitorear el progreso de recuperación mejorada. En este caso, se detectó un proceso de inundación de fuego, se determinaron su dirección de propagación y extensión, se hizo un estimado del volumen neto quemado.

Los datos sísmicos 3D detectaron la zona de combustión y mostraron que el gas se propagó predominantemente pendiente arriba hacia el sur oeste. Un punto oscuro observado en un reflector justo debajo del nivel de yacimiento se interpretó como un mapa de extensión de la zona quemada. Una región de espesor máximo neto de combustión se ubicó a 30 metros del punto de inicio de la combustión. La comparación entre los puntos oscuros de la etapa de combustión y post combustión lleva a concluir que la mayor parte del barrido del yacimiento por el proceso de combustión ocurrió en los primeros meses después de la ignición. La forma, orientación, y volumen de lo quemado interpretados de la información sísmica se confirmaron por pozos que monitorearon la temperatura y núcleos post combustión.

Se concluyó que el incremento de atenuación, debido a alteraciones de alta temperatura de la roca del yacimiento y cambios en los fluidos de poro, fue el mejor indicador sísmico del proceso de combustión.

La resta de los datos de precombustión de la combustión y post combustión para la interpretación de anomalías dinámicas fueron probadas como una poderosa técnica. La técnica de sustracción tiene un gran potencial para detectar respuestas sísmicas anómalas relacionadas a procesos activos el yacimiento.

III. 2.d. Visualización de Inclinación y Azimut para Interpretación Sísmica 3D

El siguiente caso corresponde al artículo sobre la “Visualización de Inclinación y Azimut para Interpretación Sísmica 3D” de Dalley et. al. publicado en 1989. En este expone que “En la última década, la sofisticación de los datos sísmicos 3D ha sido aplicada incrementadamente para una definición más precisa de estructuras geológicas contenedoras de acumulaciones de gas y aceite. En circunstancias favorables, incluso es posible definir los límites de los hidrocarburos por si mismos, y en casos raros, mostrar el retroceso de los contactos agua-hidrocarburo en respuesta a una producción sostenida de gas y aceite”.

En los primeros días, los datos sísmicos 3D se interpretaban en forma comparable a la interpretación de una malla de perfiles bidimensionales. Se tomaban líneas (in-lines y cross-lines) del volumen de datos total, y con el beneficio adicional de las líneas arbitrarias y cortes horizontales, los intérpretes podían construir mapas de contornos en tiempo de horizontes seleccionados con una mayor confianza. Sin embargo, un porcentaje significativo del volumen total de los datos adquiridos se omitía en este proceso, y fue hasta la llegada de los sistemas de interpretación interactiva de trazas que la interpretación del volumen de datos completos fue posible.

La viabilidad se volvió realidad con el desarrollo de nuevos y poderosos programas de rastreo automático (selección de horizontes). Esto permitió al intérprete incorporar datos de cada CMP en el volumen de datos. En algunos programas más avanzados, se seleccionaban algunas líneas “semilla”, y con ellas se alimenta al programa de rastreo automático, el cual extrapola el horizonte elegido hasta que se cubre cada CMP en el estudio. Para cualquier horizonte es entonces posible generar archivos de tiempo de viaje, amplitud, fase instantánea, etc. en un almacén de coordenadas x, y; estos archivos permiten el cálculo de atributos de horizonte adicionales, especialmente de inclinación y azimut. Este artículo se concentra en la determinación y visualización de estos últimos. Se mostrará que con una elección cuidadosa de los parámetros de color del despliegue, características laterales sutiles continuas que habrían sido inadvertidas durante una interpretación tradicional pueden ser interpretadas con relativa facilidad y confianza, teniendo importancia geológica. Las técnicas empleadas tienen mucho en común con aquellas usadas en fotogeología.

Con el uso de una estación de trabajo interactiva, el intérprete tiene la habilidad de llamar y visualizar virtualmente todos los datos sísmicos de interés en un estudio 3D en particular. Una vez desplegada la traza, se obtienen los horizontes y fallas, y para ello existen gran número de programas que ayudan en la interpretación. La intervención manual es necesaria sólo cuando aparecen zonas manchadas con picos erróneos. Una vez obtenido, el horizonte forma una función de tiempo sobre la parte seleccionada del estudio, el prerrequisito esencial para producir información procesada del horizonte, como mapas de inclinación y azimut.

La “inclinación instantánea” es la inclinación local (de un horizonte en el subsuelo) calculada en cada muestra de la malla de horizonte. El “azimut instantáneo” es la dirección de dicha inclinación medida de una dirección de referencia local.

En esta forma más simple el cálculo del atributo se representa por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Inclinación} = \sqrt{\left(\frac{dt}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dt}{dy}\right)^2} \quad (1)$$

$$\text{Azimut} = \arctan\left(\frac{dt/dy}{dt/dx}\right) \quad (2)$$

Donde dt/dx es la inclinación en ms/m en la dirección x , y dt/dy lo es en la dirección y . El cálculo se realiza en cada punto del horizonte.

Las figuras III.6, III.7 y III.8 muestran mapas de estructura-tiempo, inclinación y azimut de un estudio sobre un campo en la Cuenca del Mar del Norte. El poder de la técnica para

resaltar fallas y rugosidades en detalle fino es muy claro en este caso, algunas fallas son muy pequeñas. Aunque el mapa en tiempo muestre la tendencia de estas pequeñas fallas, solo es en el mapa de inclinación que se ubican con precisión y se vuelve claro un arreglo escalonado. El mapa de azimuth, aquí mostrado como si se iluminara artificialmente desde el Este, da más información detallada que no es aparente en los mapas de inclinación y tiempo. Las dos tendencias de fallas identificables son interpretadas como fallas conjugadas resultando de deformación transtensional. Estos datos ilustran que los mapas de inclinación y azimuth deben considerarse como despliegues complementarios, la información clara en uno influye mucho la interpretación del otro.

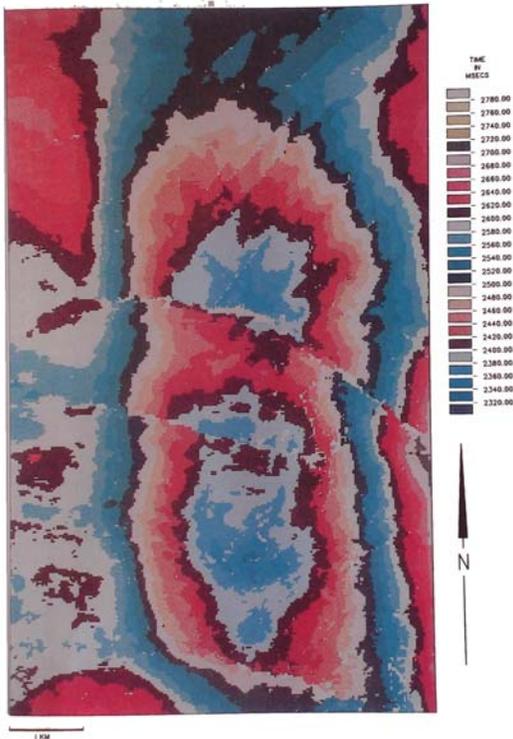


Figura III.6. Estructura en tiempo de un anticlinal fallado (Dalley, 1989).

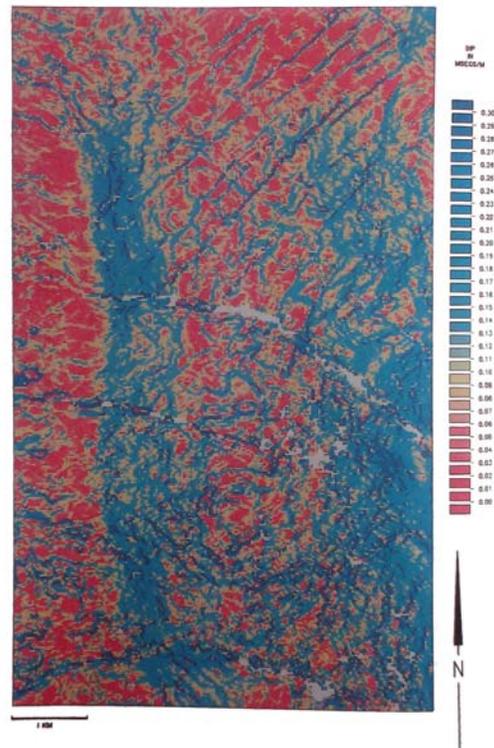


Figura III.7. Mapa de inclinación de un anticlinal fallado (Dalley, 1989).

En este artículo, se subraya una técnica con la que cada horizonte interpretado, puede contribuir información adicional importante a la interpretación geológica. En particular los atributos calculados de inclinación y azimuth han probado su valor al respecto.

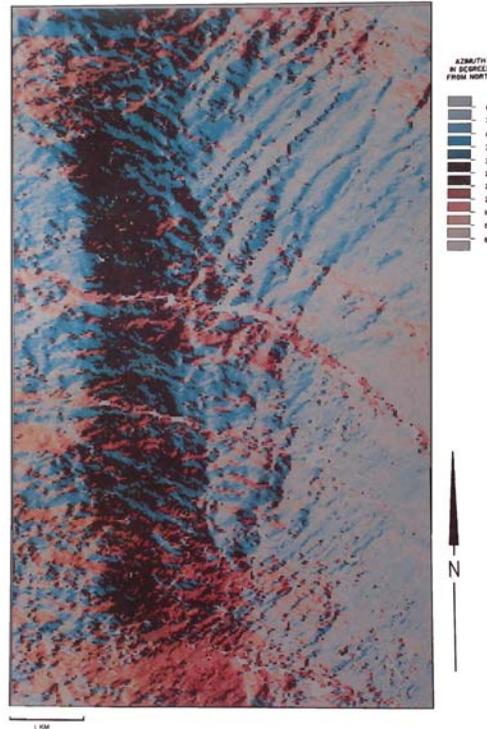


Figura III.8. Mapa de azimut de un anticlinal fallado (Dalley, 1989).

III. 2.e. Extracción de Atributos: Una Importante Aplicación en Cualquier Estudio Detallado de Interpretación 3D

El siguiente caso fue publicado en *The Leading Edge* “Extracción de atributos: una importante aplicación en cualquier estudio detallado de interpretación 3D” por Rijks y Jauffred (1991). La sísmica tridimensional esta jugando un papel cada vez más importante en la valoración y desarrollo. Considerando que, al inicio, los paquetes de datos 3D se enfocaron a analizar el estilo estructural y al mapeo de campos complejos, más recientemente, la sísmica 3D ha provisto su valor en definir detalles a nivel de yacimiento. Se pueden mapear confiablemente con sísmica 3D: contenido de poro, facies del yacimiento y fallas muy pequeñas que pueden impedir el movimiento del fluido.

En la estrategia de interpretación, para extraer los atributos en una forma optima, cada traza sísmica en el conjunto de datos debe ser interpretada. La interpretación usada se llama aproximación orientada a horizontes y se resume en la figura III.9. Una vez elegido el horizonte, se interpreta de manera interactiva en la estación de trabajo sobre una malla de líneas seleccionadas. El número de líneas que forman esta malla (usualmente llamada malla de control) depende de la calidad de los datos sísmicos y de las características estructurales y estratigráficas del área. La malla de control se usa entonces como entrada a un programa de rastreo automático que extiende la interpretación del horizonte sobre el paquete de datos completo de modo que cada CDP se selecciona.

El rastreo automático por lote, mostrado en la figura III.9, limita la cantidad de interpretación interactiva real, pero también asegura que las selecciones sean consistentes en fase entre las líneas, en una forma que no es posible con interpretación convencional línea a línea. Se requieren muchas iteraciones. Los resultados, que consisten de una malla de valores de tiempo de viaje ida-regreso para cada punto del paquete de datos interpretados, deben inspeccionarse y editarse cuidadosamente. Estos valores se usan para calcular, en cambio, la inclinación y azimut del horizonte en cada punto de los datos. La inclinación y el azimut se pueden visualizar separadamente o en combinación y los valores de tiempo por si mismos se usan para crear los llamados despliegues de relieve sombreado. Adicionalmente, los valores de tiempo se usan como referencia para la extracción de otros atributos importantes, como la amplitud de reflexión. Estos son atributos que se discuten en este artículo.

La buena calidad de los datos es un prerrequisito para un rastreo automático (autotracking) confiable y la subsiguiente extracción de atributos. Se debe dar considerable atención al código de color de inclinación, azimut y otros valores de atributos, y esquemas de color dedicados se han encontrado como críticos para visualizar atributos en una forma óptima.

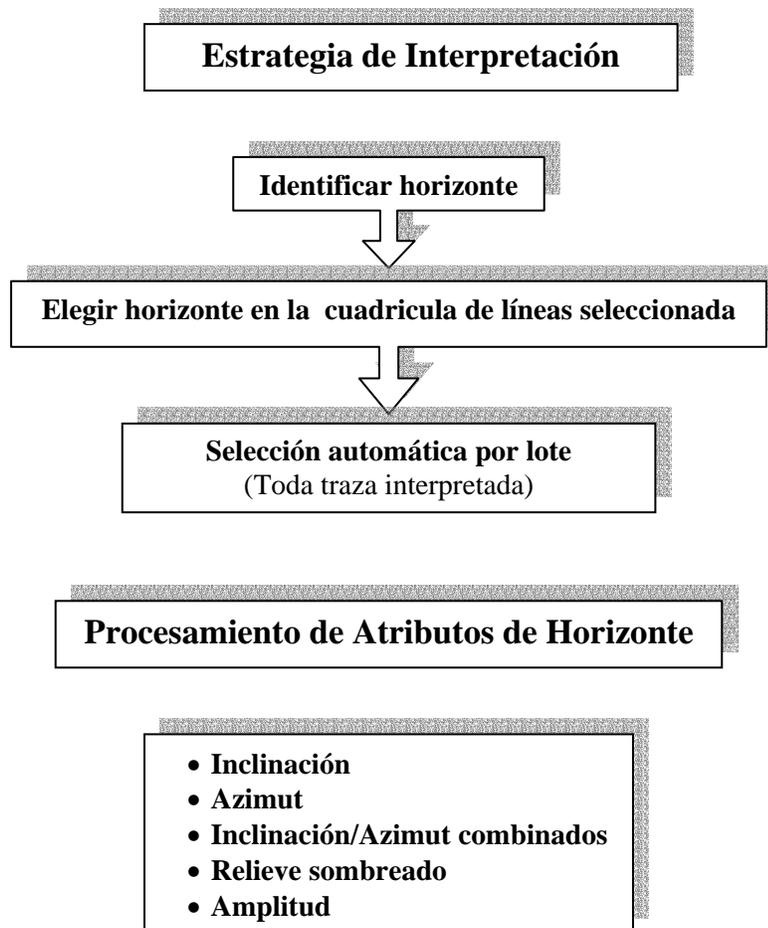


Figura III.9. Estrategia de interpretación orientada a horizontes (Rijks y Jauffred, 1991).

Los parámetros de inclinación y azimut son respectivamente la magnitud y la dirección, de una referencia local, del vector gradiente del tiempo, calculado en cada muestra del horizonte interpretado. Los cálculos se realizan ajustando un plano a través de puntos adyacentes y fijando los valores calculados en el punto central. La inclinación puede expresarse en grados o radianes, o más comúnmente, en milisegundos por metro.

Los valores de inclinación y azimut son normalmente mostrados en mapas separados. Estos mapas deben estudiarse independientemente, debido a que fallas, que afectan al horizonte mapeado, no necesariamente se muestran igualmente claras.

Esto se ilustra en el primer ejemplo. La figura III.10 muestra el mapa de tiempo de un horizonte representando la cima de un yacimiento, a una profundidad de 3000 m, en un campo al sur del Mar del Norte. Las figuras III.11 y III.12 muestran los mapas de inclinación y azimut correspondientes. Estos revelan un tipo y grado de fallamiento que nunca se había observado en este campo. Cuando se comparan las dos imágenes, el mapa de azimut claramente provee una mejor definición del fallamiento que el mapa de inclinación.

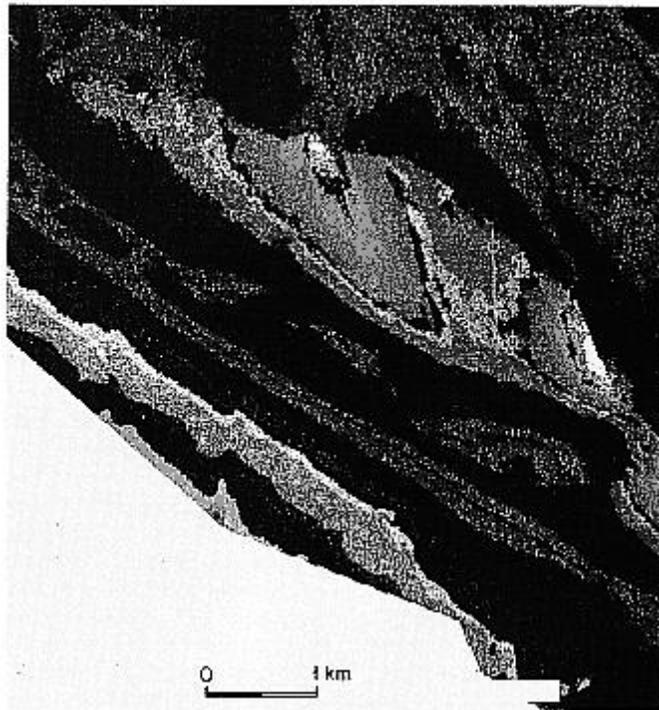


Figura III.10. Mapa en tiempo (Rijks y Jauffred, 1991).

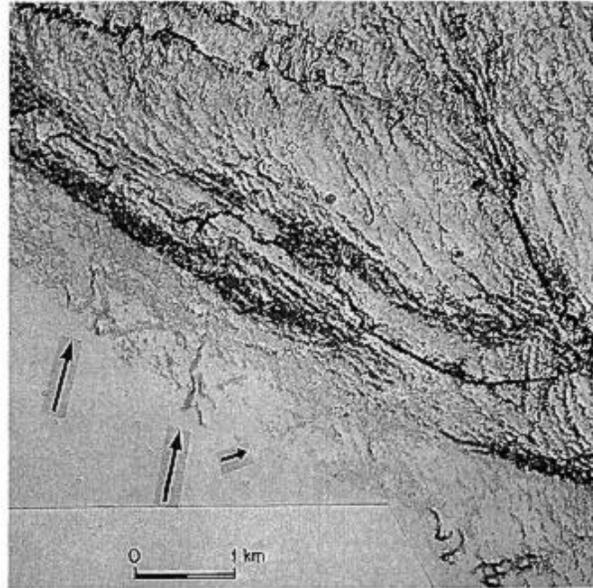


Figura III.11. Mapa de inclinación calculado de los valores de tiempo de la figura III.10, las flechas señalan las fallas (Rijks y Jauffred, 1991).

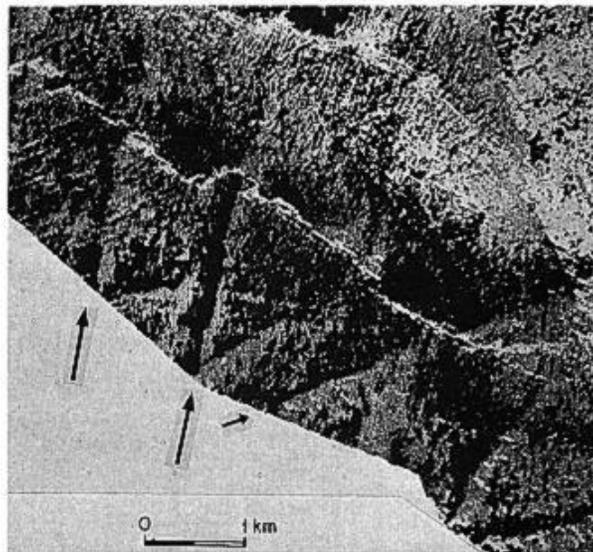


Figura III.12. Mapa de azimuth correspondiente a los valores de tiempo de la figura III.10 (Rijks y Jauffred, 1991).

La explicación para la diferencia en claridad de las fallas entre los dos atributos es simple y se ilustra en la figura III.13. Una falla será claramente definida en el mapa de azimuth cuando la dirección de inclinación del plano de falla es opuesta a la dirección de inclinación del lecho. Se verá pobremente cuando la inclinación del plano de falla es similar a la del horizonte. Una falla se expresará mejor en el mapa de inclinación cuando el ángulo de inclinación del plano de falla sea notablemente diferente de la inclinación del horizonte, y será pobremente expresada cuando el ángulo de inclinación se acerque al del horizonte.

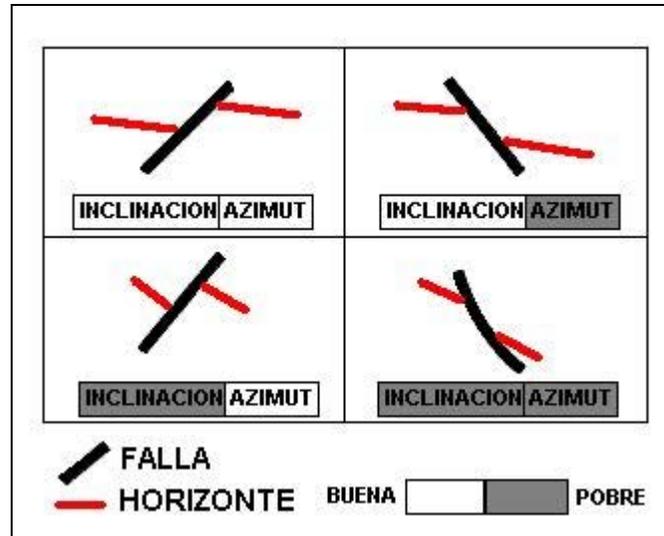


Figura III.13. Expresión de fallas en imágenes de inclinación/azimut (Rijks y Jauffred, 1991).

En el ejemplo, el sutil fallamiento revelado por los mapas de azimut e inclinación tuvo un gran impacto en la estrategia de desarrollo del campo. Estas fallas, que tienen una separación vertical de menos de 10 ms, son laterales y coinciden con zonas del yacimiento con baja permeabilidad. También dividen el yacimiento, legiblemente explicando los diferentes contactos agua-aceite encontrados en algunos pozos. Como resultado de esta interpretación detallada y nuevo concepto estructural, el plan original de desarrollo del campo fue revisado drásticamente. Para superar el problema de la diferencia en detectabilidad entre uno y otro despliegue, el azimut y la inclinación pueden ser mostrados combinados.

Más o menos exitosos, se han realizado estudios de amplitud y puntos brillantes en datos 2D por mucho tiempo. Pero la sísmica 3D, con la ayuda de las técnicas de interpretación modernas, ahora provee mapas continuos de amplitud de tan alta resolución que los hidrocarburos y la delineación del yacimiento pueden frecuentemente ser interpretados con espectacular detalle. El estudio de amplitudes es también una poderosa herramienta para delinear yacimientos.

Una interpretación orientada a horizontes, combinando el rastreo automático del volumen y la subsiguiente extracción de atributos, es la clave para la detección de detalles estructurales y estratigráficos sutiles que están generalmente más allá de la resolución de interpretación de datos verticales. Con estos métodos, se ha vuelto aparente que las estructuras son considerablemente más complejas que lo observado previamente, como numerosas pequeñas fallas y direcciones de fracturas que pueden ser ahora detectadas. Estas detalladas interpretaciones son particularmente valiosas en la investigación de conectividad de yacimientos y patrones de flujo esperados. La habilidad para delinear cuerpos de un yacimiento en una formación fina a gruesa puede llevar a ubicaciones de perforación óptimamente seleccionadas, significativas reducciones de costo, y mejorados estimados de reservas.

III. 2.f. Tecnología Moderna en un Área Vieja

El siguiente caso se expone en el artículo “Tecnología Moderna en un Área Vieja: Bahía Marchand Revisada” por Abriel et. al. en 1991.

La Bahía Marchand, es un campo petrolero gigante en el Golfo de México, esta sometido a actividad de perforación renovada como resultado de un estudio sísmico 3D recientemente adquirido. Este campo maduro clásico había entrado aparentemente en sus últimas etapas de producción a mediados de los 80. Sin embargo, un equipo integrado por geólogos, geofísicos e ingenieros petroleros revitalizó el área con el uso innovador de nuevos datos 3D.

El campo se sitúa sobre un enorme diapiro de sal y su geología se caracteriza por sus complicadas fallas y estratigrafía. Esta última por secuencias regresivas marinas; lo anterior es causado tanto por movimiento de sal como por carga de sedimentos.

La decisión de realizar un estudio 3D se basó en tres objetivos: delinear nuevos yacimientos y descubrir reservas adicionales que debieran estar ocultas en trampas tanto estructurales como estratigráficas; revisar el área perforada y clasificar las complejas fallas y estratigrafía para determinar donde pozos adicionales podrían facilitar la producción de las reservas ya probadas; y ayudar en la administración del yacimiento por medio de la unificación de las disciplinas de geología, geofísica e ingeniería petrolera para obtener mejores modelos para simulación de yacimiento y para optimizar la ubicación de pozos de inyección de agua para recuperación mejorada.

Se reconoció que un conjunto de datos de excepcional calidad se requería para alcanzar los objetivos del estudio. Para asegurar que se obtuvieran los mejores datos posibles, se fijaron los siguientes cuatro objetivos geofísicos:

- Cubrir todos los bins de CDP
- Obtener la resolución máxima, tanto horizontal como vertical porque ambas son necesarias para permitir aislar muchos reflectores de la cima y la base de las unidades de arena y para evaluar cambios estratigráficos.
- Obtener una distribución consistente de offset y azimut.
- Obtener la mejor geometría, significando que se debía tener cuidado extra en el control de calidad de la navegación para asegurar que los datos fueron obtenidos donde se intentaban.

La figura III.14 muestra las ubicaciones de punto medio para datos marinos de un estudio tradicional. Nótese la amplia separación de los datos, que frecuentemente resultan en resolución espacial más pobre debida a huecos cuando se apilan. Este no es el caso de la Bahía Marchand.

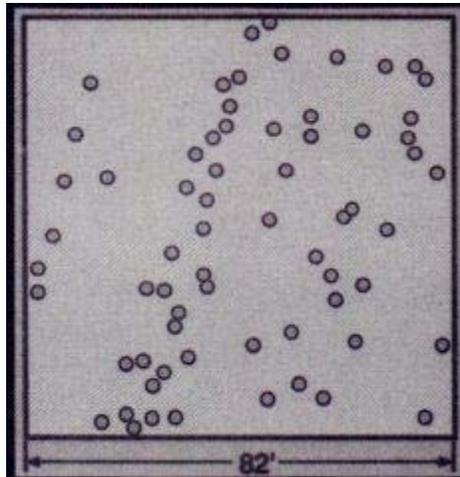


Figura III.14. Ubicaciones de puntos medios para datos marinos de un estudio tradicional (Abriel, et. al, 1991).

La figura III.15 muestra las ubicaciones de punto medio para los datos de la Bahía Marchand. Dos principales diferencias son obvias: el tamaño de bin es mucho menor que el normal para datos marinos y la dispersión de los puntos medios es mucho menor que la normal para dichos datos. Estos factores deben significativamente mejorar la resolución horizontal en los datos finales.

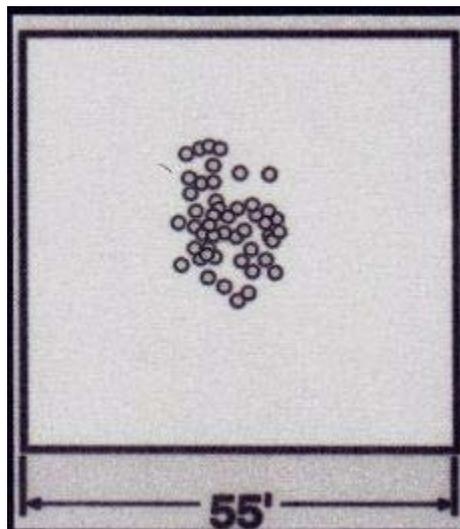


Figura III.15. Ubicaciones de puntos medios para datos marinos de la Bahía Marchand (Abriel, et. al, 1991).

Los datos tridimensionales han permitido mucha penetración estratigráfica además de una mejorada visualización estructural. Lo anterior incluye:

- Mejor correlación entre registros de pozos
- Comprensión mejoradas de ambientes del paleoceno
- Mejor definición de patrones de distribución de arena

Administración de yacimiento. El término significa diferentes cosas para diferentes disciplinas y diferente gente. En este artículo, es visto como inicio con la síntesis de información entre geología, geofísica e ingeniería para caracterizar mejor un yacimiento.

¿Como pueden los datos 3D ayudar en la caracterización de yacimientos? De nuevo, el término varía su significado según el contexto. Para propósitos del artículo, incluye:

- Determinación de estructura del yacimiento
- Determinación de la estructura del acuífero
- Definición del espesor del intervalo total
- Ubicación de contacto de fluidos original
- Calculo de porosidad
- Calculo del pago neto

La adquisición de un paquete de datos 3D de alta calidad generó muchas mejoras en la interpretación estructural y estratigráfica que resultó en la delineación de nuevas reservas en un campo indudablemente maduro. La nueva información estratigráfica, en particular, lleva a puntos económicos adicionales en áreas de reservas previamente probadas. Además, los mismos métodos pueden usarse para combinar información geofísica, geológica y de ingeniería para mejorar las decisiones en proyectos de recuperación secundaria.

El factor clave en este éxito viene al inicio del proyecto, es decir, en lograr los objetivos primarios y originales del estudio 3D. Esto fue absolutamente necesario para completar las metas finales en el campo. Al final se presentó un incremento de 18000 b/d a 32500 b/d, un nivel no visto en 10 a 15 años antes del estudio.

III. 2.g. Discontinuidad Sísmica 3D para Fallas y Características Estratigráficas: El Cubo de Coherencia

Otra aplicación interesante es expuesta en 1995 por Bahorich y Farmer en su artículo “Discontinuidad Sísmica 3D para Fallas y Características Estratigráficas: El Cubo de Coherencia”; en dicho artículo se describe el principio del cubo de coherencia y su aplicación para una mejor interpretación.

Este artículo describe un método de procesamiento de datos sísmicos para mostrar discontinuidades (fallas y características estratigráficas). Una aplicación de este proceso es un volumen 3D, o cubo, de coeficientes de coherencia dentro de los cuales se revelan las fallas como superficies numéricamente separadas. La figura III.16 compara un corte en tiempo tradicional de amplitud de reflexión 3D con los resultados del método de coherencia.

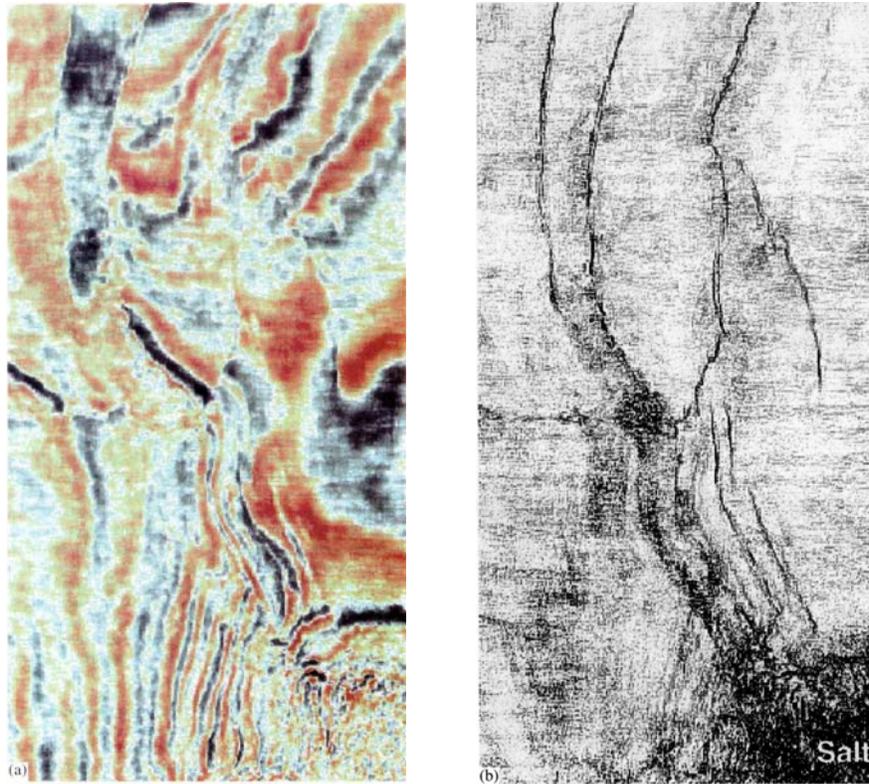


Figura III.16. (a) Corte de tiempo de sísmica 3-D tradicional. Las fallas paralelas al rumbo son difíciles de ver. (b) Corte de tiempo de Coherencia. Las fallas son claramente visibles (Bahorich y Farmer, 1995).

Este es el primer método que revela superficies de falla dentro de un volumen 3D para el cual no se registraron reflexiones de fallas.

Cuando se usan métodos tradicionales de interpretación, es difícil tener una vista clara e imparcial de las fallas y rasgos estratigráficos ocultos en los datos 3D. Las fallas pueden ser vistas en secciones verticales individuales, pero muchas de ellas deben examinarse para determinar la extensión lateral de las fallas. Los cambios estratigráficos son difíciles de detectar en líneas sísmicas verticales por el limitado perfil que presentan en esta vista. Los cortes de tiempo son más útiles para detectar y seguir fallas y estratigrafía lateralmente.

Sin embargo, la interpretación frecuentemente es complicada por el hecho de que los cortes de tiempo pueden cortar diferentes horizontes estratigráficos. Este problema se puede evitar con el uso de los cortes de horizonte, el conjunto de amplitudes sísmicas asociadas con una superficie de horizonte interpretada, generalmente en algún nivel estratigráfico consistente. Aunque los cortes de horizonte son más útiles que los cortes de tiempo de amplitud para seguir fallas y rasgos estratigráficos, también tienen desventajas. Se debe de extraer un horizonte estratigráfico. Esto puede ser difícil y absorbe mucho tiempo, y también impone una interpretación parcial al paquete de datos.

Los cálculos de coherencia pueden ayudar con los problemas mencionados antes. Calculando la similitud de forma de onda localizada en dirección de inlines y crosslines, se

pueden obtener estimados de coherencia sísmica tridimensional. Pequeñas regiones de trazas sísmicas cortadas por una superficie de falla generalmente tienen un carácter sísmico diferente a las regiones correspondientes de las trazas vecinas. Esto resulta en una aguda discontinuidad en la coherencia local traza a traza. Calcular la coherencia para cada punto sobre un corte de tiempo resulta en alineaciones de baja coherencia sobre las fallas. Cuando este proceso se repite para una serie de cortes, estas alineaciones se vuelven superficies de fallas, aunque no se hayan registrado reflexiones de planos de falla. Los límites estratigráficos generan discontinuidades similares. La técnica puede emplearse para producir un cubo de coeficientes de coherencia.

Los cortes en tiempo convencionales son útiles para ver fallas que son perpendiculares al rumbo. Sin embargo, cuando las fallas son paralelas al rumbo, se vuelven más difíciles de ver porque los alineamientos de la falla se superponen a los alineamientos de la estratificación. Al calcular la coherencia se suprimen los rasgos lateralmente consistentes, y por ello remueve la estratificación. Entonces el algoritmo de coherencia revela fallas en cualquier orientación igual de bien. Una traza de falla se resalta con puntos en el corte de amplitud en la figura III.17a. la falla es clara hasta que corta paralela al rumbo de los estratos, donde se vuelve difícil de ver en el corte de tiempo. La falla es clara en cualquier orientación en el corte de coherencia en la figura III.17b.

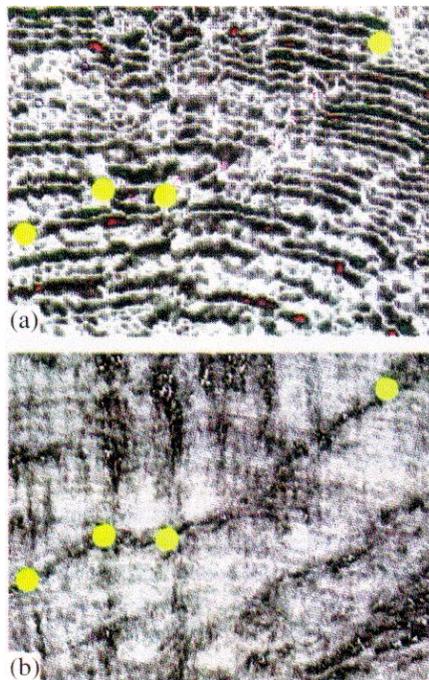


Figura III.17. (a) Corte de tiempo de Trinidad sobre un fallamiento complejo típico. Nótese que la falla es difícil ver cuando es paralela al rumbo (ver entre lo dos puntos del medio). (b) Corte de Coherencia de la misma región. Nótese que el fallamiento paralelo o perpendicular se resalta igualmente bien. (Bahorich y Farmer, 1995).

Como el uso de la coherencia no involucra un proceso interpretativo, provee rápidamente una vista de las fallas a nivel regional y de rasgos estructurales como son canales. Con la ventaja de que la cantidad de datos no representa problema pues no se invierte el tiempo necesario por ejemplo para interpretar horizontes y busca fallas a partir de ellos.

En áreas con datos de calidad pobre, los mapas de coherencia pueden aparecer más desenfocados que aquellos que se obtienen de otras técnicas (inclinación, azimut, detección

de orillas y residual). Los rasgos estratigráficos por lo general se ven mejor con el método de coherencia.

En el proceso de calcular la coherencia para un volumen de datos 3D, las fallas se separan numéricamente de los datos que las rodean. En otras palabras, las fallas generan superficies de baja coherencia. Usando software de visualización, estas superficies de falla se pueden observar en tres dimensiones desde cualquier perspectiva aun cuando no se hayan registrado los planos de falla (figura III.18).

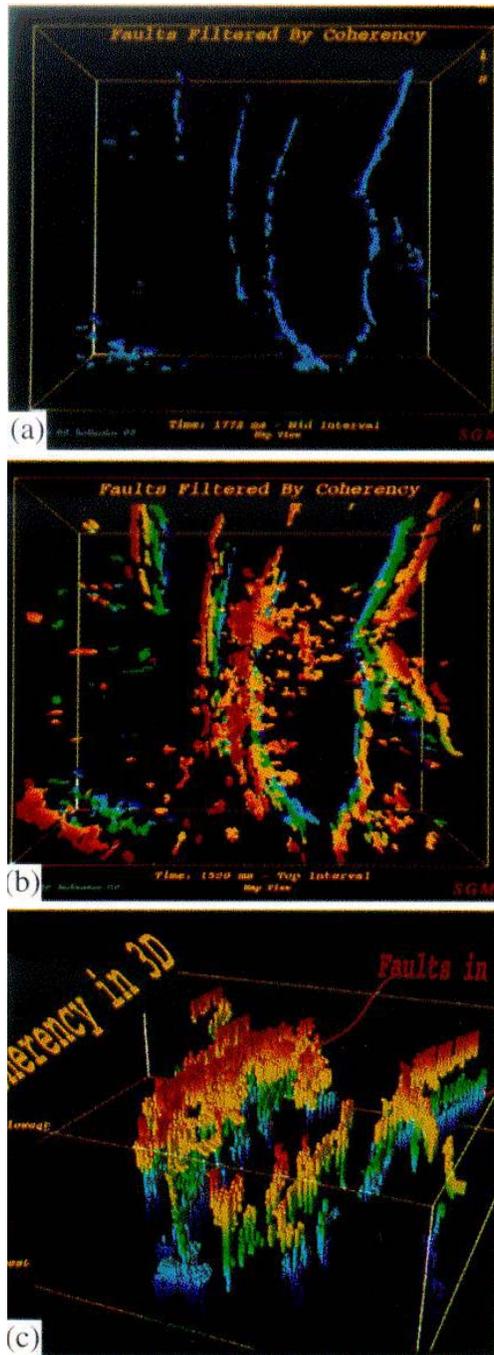


Figura III.18. (a) Corte de coherencia a 1700 ms en azul claro; corte de coherencia a 1750 ms en azul oscuro. Vista desde arriba. (b) Tiempos someros (1500 ms) en rojo, tiempos medios (1750 ms) en verde y tiempos más profundos (2000 ms) en azul oscuro. (c) Visualización 3D en la cual los valores altos de coherencia son transparentes y los bajos permanecen, revelando superficies de falla. Nótese que la orientación de las fallas se ve en tres dimensiones aunque no se hayan registrado reflexiones de fallas. No se realizó ninguna interpretación para revelar estas fallas; esta es una imagen de sísmica cruda después de aplicar el algoritmo de coherencia 3D. (Bahorich y Farmer, 1995).

Este método está dirigido a la detección, visualización y búsqueda automática de fallas y rasgos estratigráficos; tiene un impacto inmediato en la industria. La coherencia sísmica tiene importantes aplicaciones para el análisis tridimensional de estructuras y estratigrafía, y es un compañero valioso de los datos de amplitud convencional. Este método revela las superficies de fallas dentro de un volumen sísmico 3D donde no se han registrado las reflexiones de planos de fallas.

III. 2.h. Interpretación Sísmica 3D Moderna

Geoffrey Dorn presenta en 1998 una revisión de la interpretación sísmica moderna en su artículo “Interpretación Sísmica 3D Moderna”. En este analiza el impacto que ha tenido esta técnica y resume la forma de hacer una interpretación de forma tridimensional.

Los estudios sísmicos tridimensionales son aplicados a un completo rango de problemas desde exploración para desarrollo y explotación. Proveen información constante para una caracterización detallada del yacimiento, para planeación y ejecución de estrategias de recuperación mejorada, y para monitoreo de cambios en yacimientos mientras se desarrollan y producen.

En el primer paso para la interpretación propone una revisión de los datos, esta provee una apreciación global del grueso estructural y el ambiente estratigráfico. Se pueden identificar variaciones en la calidad de los datos, dando una idea de la dificultad relativa de interpretación en diferentes áreas. Es posible identificar el conjunto inicial de horizontes sísmicos a interpretar y la forma en la que deben ser interpretados. Por medio de una vista previa se puede tener una idea de las principales fallas. La figura III.19a es un volumen opaco de un estudio 3D del sur del Mar del Norte. Se indican 4 horizontes: Chalk, Keuper, Zechstein y Rotliegend. Si se visualiza este volumen con la opacidad ajustada de modo que sólo los picos mas fuertes sean opacos, es posible ver a grandes rasgos una estructura 3D de estos horizontes previo a la interpretación (figura III.19b).

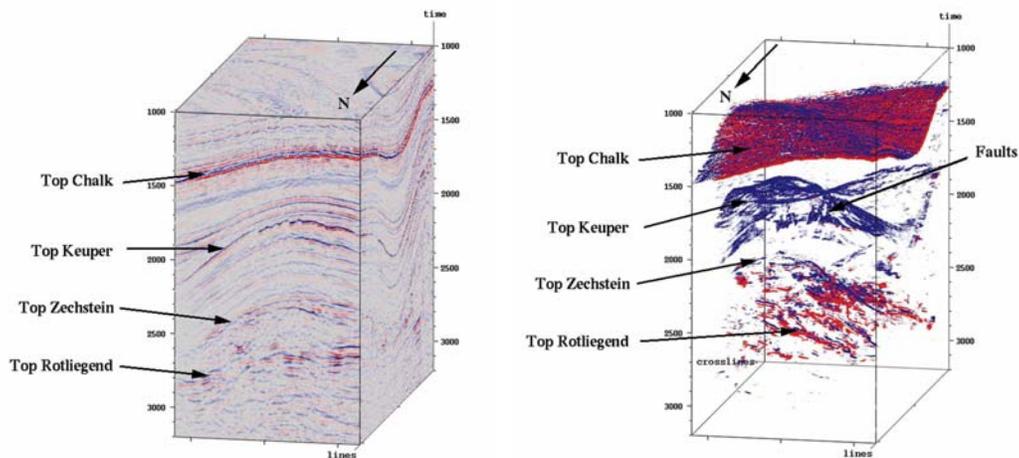


Figura III.19. (a) Cubo opaco de datos sísmicos del sur de la cuenca de gas del Mar del Norte y (b) su contraparte semitransparente. Nótese la visualización 3D de detalles estructurales antes de interpretar (Dorn, 1998).

Una cuestión importante que menciona Dorn es que la interpretación 3D no es sólo interpretar una sísmica 2D muy densa. Aunque es posible hacerlo, no es una aproximación eficiente a la interpretación. Los resultados serán generalmente de menor calidad y requerirán mucho más esfuerzo que si se interpretan en una forma 3D, porque la interpretación bidimensional nos limita a solo secciones verticales.

La primera regla para interpretar tridimensionalmente es usar todos los datos disponibles, al no usarlos estamos desechando resolución y control en los datos. La segunda regla es que el estudio se orienta a 45° de la tendencia de las fallas, canales y otros rasgos de interés. Siempre habrá fallas o canales orientados en ángulos entre 0° y 45° relativo a la orientación de la sección vertical a interpretar. Si sólo se busca en estas secciones, siempre quedarán rasgos importantes de la geología.

El primer paso hacia la interpretación 3D de un volumen es usar cortes de tiempo. El valor de estos para interpretar fallas es bastante obvio. Sin tener en cuenta el rumbo de la falla, muchas superficies de falla intersecarán el corte en un ángulo entre 45° y 90° con respecto al plano del corte de tiempo.

Los sistemas de depósito son típicamente más interpretables en cortes de tiempo de lo que son en secciones verticales. La interpretación en dos dimensiones de volúmenes 3D no sólo resulta en pérdida de información, también es la aproximación menos eficiente para interpretar los datos. Los sistemas interactivos modernos proveen una variedad de herramientas que permiten realizar la interpretación de forma tridimensional en mayor medida.

La interpretación de horizontes y fallas asistida por computadora es una de las áreas donde las herramientas de los sistemas interactivos de interpretación modernos han impactado más. Hay varias maneras de interpretar horizontes en estudios sísmicos 3D. Entre otras están: selección manual, interpolación, auto selección, rastreo de voxel, y corte de superficies.

La selección manual es simplemente la interpretación manual de horizontes en secciones verticales, horizontales y transversales. Es por mucho la técnica menos eficiente en términos de tiempo y esfuerzo. La interpolación es una técnica de selección de horizontes que es más eficiente que la manual. Esta técnica supone que el horizonte es localmente muy suave, y hasta quizá lineal, ó plano en dos dimensiones, entre los puntos de control. Por lo que sus resultados suelen ser pobres.

El rastreo automático (autotracking), en este el intérprete ubica puntos semilla en líneas del estudio. Y estos son usados como control inicial para la operación automática. El algoritmo buscará rasgos similares en trazas vecinas; si las encuentra selecciona la traza y pasa a la siguiente. Se pueden especificar los parámetros para el criterio de búsqueda.

El rastreo de voxel apareció con la llegada de la visualización. Un voxel es un elemento de volumen, en un volumen sísmico 3D, es una muestra. Esta técnica se relaciona conceptualmente con el autotracking en el sentido de que se busca similitud de un evento con un punto semilla elegido por el intérprete. Sin embargo, estos sistemas si realizan una

búsqueda tridimensional verdadera dentro de los datos. Iniciando por el voxel semilla, el rastreador busca voxels conectados que satisfagan el criterio especificado.

El corte de superficies es una técnica que es novedosa en interpretación de horizontes. Esta técnica involucra visualizar e interpretar por área porciones finitas de horizontes en cortes gruesos horizontales de los datos (figuras III.20 y III.21).

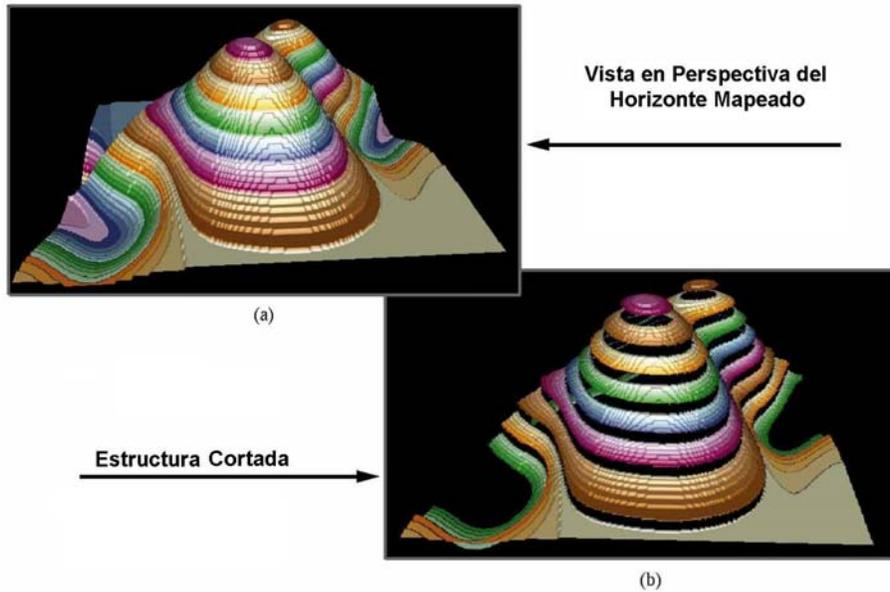


Figura III.20. (a) Una vista en perspectiva de una estructura de horizonte, y (b) la misma estructura separada en doce piezas y cortada (Dorn, 1998).



Figura III.21. Seis cortes horizontales de porciones de datos, cada 12 ms. Sólo los picos se muestran en cada porción. Los elementos de superficie seleccionados son porciones del horizonte en la figura III.20 (Dorn, 1998).

En términos de eficiencia interpretativa, se ordenaría a las técnicas de más a menos eficiente: rastreo de voxel, corte de superficies, auto selección, interpolación e interpretación manual.

Una interpretación, incluirá combinaciones de estas técnicas. Deben verse como una caja de herramientas que tiene el intérprete y sabe aplicar para lograr la mejor interpretación en el menor tiempo.

Los atributos, se usan tanto cuantitativa como cualitativamente en la interpretación. Un ejemplo cualitativo serían los mapas de inclinación, azimuth, o estructura residual usados para interpretar patrones de fallas en un horizonte. Un ejemplo de interpretación cuantitativa sería un intento de correlacionar atributos con propiedades medidas en el pozo. Hay algunas reglas de dedo para el uso de atributos. Primero, considerar que rasgo geológico se esta buscando interpretar y como una variación de ese aspecto geológico afectaría los datos sísmicos. Esto puede ayudar a guiar la elección inicial de atributos. Segundo, no olvidar usar otros atributos. Es común encontrar sorpresas en los datos; relaciones inesperadas que no se encuentran a simple vista, pero que dan sentido físico una vez descubiertas. Tercero, ser cuidadoso del uso de atributos que no son normalizados por la isócrona del intervalo sobre el cual se calculan. Cuarto, evitar usar un atributo de intervalo que involucre la suma de una medida de los datos que varíe en forma cíclica en un intervalo. Para aplicar estas reglas es esencial entender que mide el atributo en los datos.

Papel de la visualización 3D. La visualización es la presentación gráfica de los datos en una manera intuitiva para desarrollar un entendimiento de los datos y revelar una nueva visión. La palabra clave es “intuitiva”. Es decir, la visualización 3D de datos sísmicos es un intento de presentar estos, y sus interpretaciones, en forma intuitiva; la misma forma en la que percibimos todos los días el mundo que nos rodea.

Más de la mitad de las neuronas en el cerebro humano se asocian a la visión. Este significativo recurso se puede aplicar a la interpretación de los datos sísmicos 3D, si se presentan en forma 3D. La visualización 3D mejora la eficiencia, la precisión, e integridad de la interpretación, integra grandes cantidades de datos en presentaciones fáciles de entender, y significativamente mejora la comunicación entre diferentes especialistas en un medio, y entre el equipo del medio y el equipo de administración.

Actualmente existe la visualización 3D de escritorio donde se tienen a la mano las herramientas para la interpretación; por otro lado existe la visualización periférica, que implica estar inmerso en los datos, en una sala de visualización. La sensación de inmersión se logra ocupando la visión periférica, y con proyección estereoscópica de los datos. En estos ambientes, los datos no solo rodean al intérprete, sino que realmente parecen llenar la sala.

Un equipo conformado por especialistas en diversas disciplinas, puede trabajar en dicho ambiente. Esto facilita la integración de los datos de cada disciplina en tres dimensiones. Teniendo a los especialistas trabajando juntos, en el mismo ambiente, en los mismos datos, la comunicación y la integración, durante el ciclo completo de la interpretación, desarrollo y planeación de perforación, pueden ser significativamente mejoradas.

Capítulo IV Aplicaciones del Método

En este capítulo se presentan tres casos publicados recientemente donde se exponen aplicaciones actuales de interpretación sísmica tridimensional.

IV. 1. Visualización Multicolor de Atributos Espectrales

Este es un caso publicado por Jianlei Liu y Kart Marfurt en marzo de 2007.

Las técnicas de descomposición espectral actuales típicamente generan una serie de volúmenes de atributos espectrales instantáneos muestreados estrechamente. Mientras haya información útil en estos volúmenes de atributos espectrales instantáneos, no es fácil para los intérpretes sísmicos inspeccionar cada uno individualmente. El análisis volumétrico característico generará entre 10 y 100 volúmenes de salida tanto de magnitud como de fase, que pueden llenar fácilmente el limitado espacio de disco disponible en una estación de trabajo. Como una solución parcial a este reto, Liu y Marfurt combinaron frecuencia máxima y amplitud máxima para resaltar los sistemas de canal.

En este artículo, se discuten tres técnicas de visualización para delinear patrones deposicionales sutiles y estructurales. El primero simplemente anima a través de los volúmenes de una frecuencia y es la manera más simple de mostrar la variación espectral. El segundo es una gráfica compuesta de frecuencia máxima, amplitud máxima y coherencia usando un mapa a color de matiz-luminosidad-gris que es capaz de delinear tanto discontinuidades laterales como cambios verticales en espesor en una sola imagen. La ventaja de dicha imagen compuesta es que la frecuencia máxima es sensible a pequeñas variaciones de espesor verticales, mientras que la coherencia es sensible a las discontinuidades laterales. La gráfica análoga compuesta de fase (en vez de amplitud) en la frecuencia máxima también puede resaltar los rasgos estratigráficos y estructurales. Aun cuando muchos han presentado simultáneamente tres componentes espectrales graficándolas contra las componentes del modelo de color rojo, verde y azul (RGB por sus siglas en inglés), la elección óptima de estas frecuencias no está clara. En la tercera técnica de visualización, parcialmente se libra este problema usando el esquema RGB para visualizar los coeficientes de tres funciones básicas predeterminadas. Cuando se incorporan, estas funciones básicas de coeficientes ponderados aproximan el espectro calculado en un sentido de mínimos cuadrados. Este método de visualización provee detalles moderados del espectro de amplitud completo. Más importante es que en vez de dar una salida de 100 componentes espectrales diferentes, podemos obtener un sólo volumen RGB de salida. En este artículo se usan datos del fondo oceánico de la plataforma de Louisiana, Golfo de México para ilustrar el valor de las técnicas de visualización triple para mostrar la información espectral.

Técnicas de graficación. Los atributos espectrales pueden verse en diferentes formas. Se listan tres métodos diferentes para graficar atributos espectrales. Después de la descomposición tiempo-frecuencia, un sólo volumen sísmico 3D se descompone en un

conjunto de volúmenes 3D de una sola frecuencia. Como mucho del software de interpretación sísmica se diseña para analizar volúmenes de datos 3D, el método interpretación más común es ver directamente una sola componente espectral a la vez, o alternativamente, intercalar componentes espectrales sobre un corte horizontal e interpretar el espectro como un nuevo volumen 3D con ejes x , y , f sobre los cuales se anima.

El segundo método es para representar el espectro con unos pocos parámetros estadísticos importantes. Se encuentra que el volumen compuesto de frecuencia máxima (o, alternativamente, la fase en la frecuencia máxima), amplitud máxima (o amplitud máxima sobre la amplitud promedio) y atributos de coherencia puede ser particularmente útil. Otros proponen estimar el espectro por su ancho de banda y curtosis, aunque no hay visto mucho publicado al respecto. Sin embargo se calculan, la principal ventaja de una gráfica compuesta es que se tiene un sólo volumen 3D compuesto para investigar. Los atributos de coherencia pueden detectar discontinuidades estructurales mientras la frecuencia máxima puede predecir variaciones verticales en espesor.

El tercer método de graficación para representar 100 o más componentes espectrales es usar rojo, verde y azul (RGB) para desplegar estimados subspectrales de los datos, usando funciones básicas predeterminadas. Lo siguiente detalla la técnica de graficación RGB. Primero se definen tres diferentes funciones base, las cuales representan funciones (RGB) rojo, verde y azul (figura IV.1). Se eligen como tres funciones coseno básicas simples con las frecuencias centrales bien definidas.

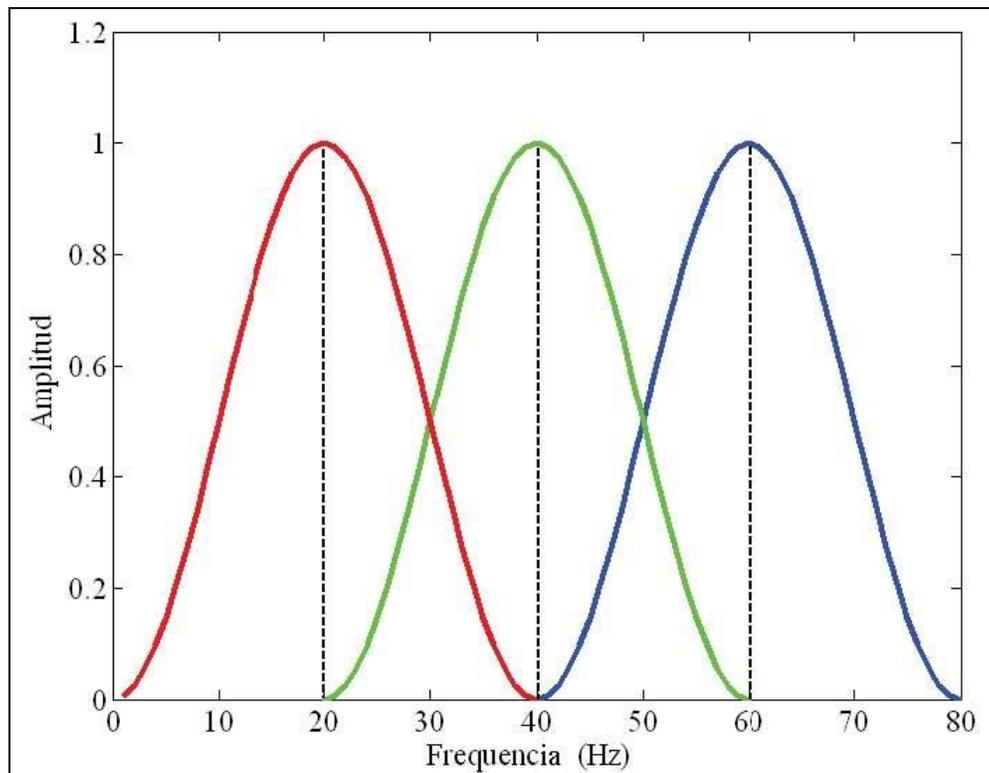


Figura IV.1. Funciones base roja, verde y azul para desplegar estimados subspectrales de los datos sísmicos (Liu y Marfurt, 2007).

La ecuación que se usó para describir la función RGB es

$$\text{Función base} = 0.5 \cdot \left(1.0 + \cos \left(\pi \frac{f - f_{RGB}}{k \cdot f_{anchodebanda}} \right) \right) \quad (1)$$

Donde f_{RGB} representa la frecuencia central de las funciones, rojo, verde y azul, $f_{anchodebanda}$ es el ancho de banda de la frecuencia de los datos sísmicos de entrada y k es un valor constante.

De la ecuación 1, podemos definir diferentes funciones RGB cuando se asignan valores distintos de ancho de banda y frecuencias centrales de RGB. Después de definir las tres funciones base RGB, se usan soluciones de mínimos cuadrados para ajustar los coeficientes de las tres funciones base para la frecuencia instantánea contra la amplitud en cada posición de tiempo. Estos tres coeficientes son mapeados directamente contra rojo, verde y azul en algoritmos de visualización rápidamente utilizables. La figura IV.2 muestra los coeficientes del ajuste de mínimos cuadrados de las tres funciones base de una frecuencia instantánea contra el espectro de amplitud (línea negra). Los valores de amplitud máxima de las líneas punteadas roja, verde y azul corresponden a los coeficientes RGB C_R , C_G y C_B .

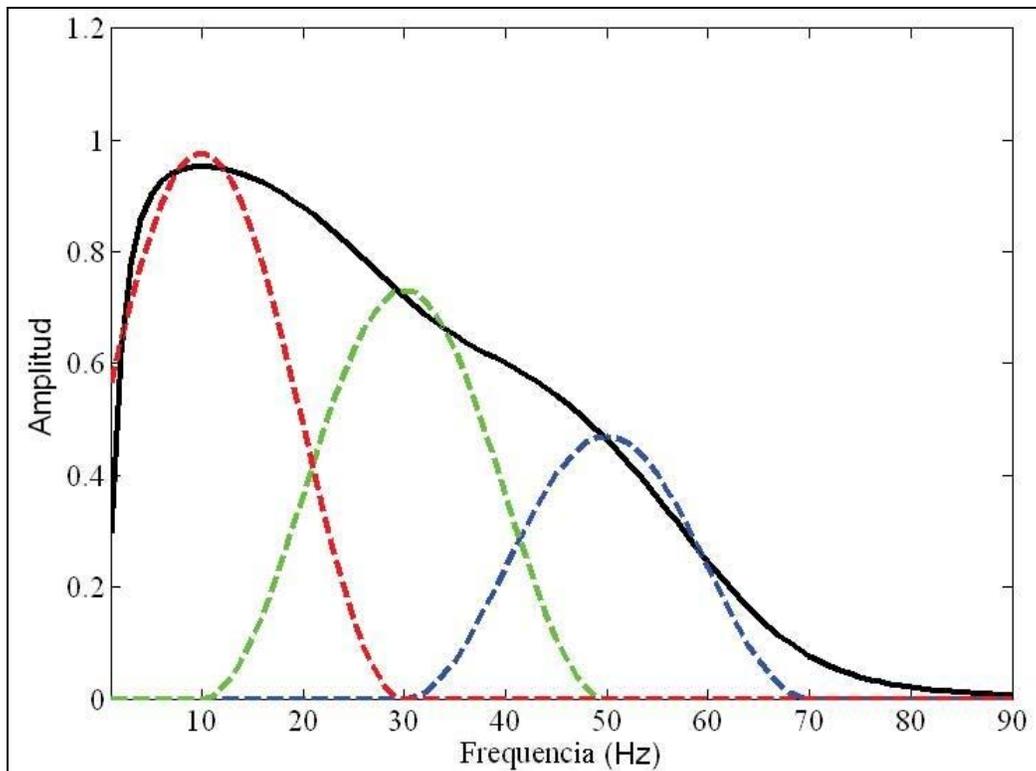


Figura IV.2. Coeficientes de ajuste por mínimos cuadrados de las tres funciones base (roja, verde y azul) de la frecuencia instantánea contra el espectro de amplitud (línea negra) (Liu y Marfurt, 2007).

La figura IV.3 muestra un ejemplo de una gráfica aplicada a una sola traza sintética. La figura IV.3b es la distribución tiempo frecuencia de la traza sintética de entrada en la figura

IV.3a. La figura IV.3c es el ajuste por mínimos cuadrados de la función base RGB de la distribución tiempo frecuencia en la figura IV.3b. La figura IV.3d es la gráfica final RGB de los tres coeficientes en la figura IV.3c. Explotando el modelo establecido en la escala de color, es fácil para un intérprete asociar el rojo con una frecuencia menor, el verde con una frecuencia media y el azul con una frecuencia mayor. También, muchos intérpretes saben que el cian cae entre azul y verde, el amarillo entre verde y rojo, y entonces un espectro bimodal de bajas y altas frecuencias aparecerá como magenta. Un espectro plano aparecerá como escala de gris. Las gráficas RGB tienen la misma ventaja que graficas compuestas de frecuencia máxima y amplitud máxima. Basado en las distribuciones descompuestas de tiempo frecuencia, se puede representar el comportamiento espectral total con un sólo despliegue multiatributo. Para mayor detalle, todavía se requiere buscar entre los volúmenes de una sola frecuencia.

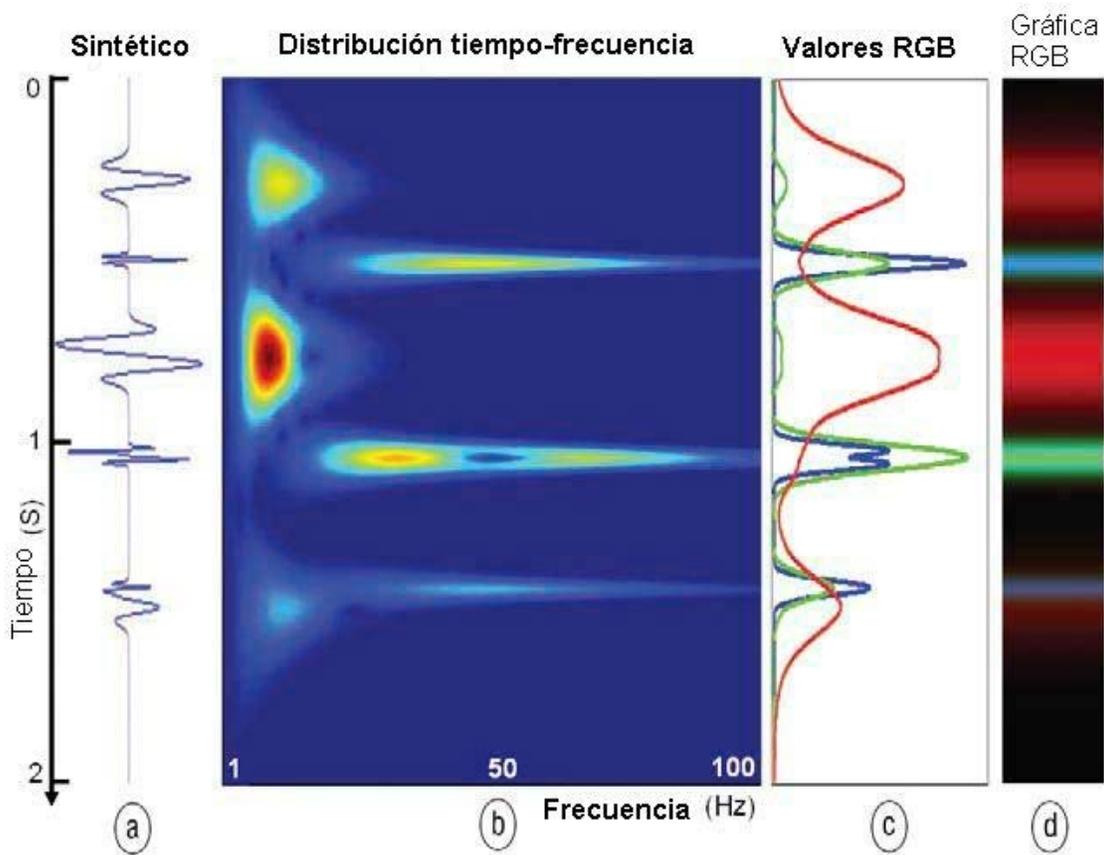


Figura IV.3. (a) Traza sintética; (b) distribución tiempo-frecuencia de (a); (c) coeficientes rojo, verde y azul del ajuste de mínimos cuadrados de (b); (d) grafica RGB de (c) (Liu y Marfurt, 2007).

Ejemplo de campo. Los datos de campo usados para las siguientes imágenes en color, son de la costa de Louisiana, en el Golfo de México.

Gráfica de volumen de una frecuencia. Se usa el método de descomposición espectral basado en ondícula elaborado previamente por los autores en 2005 para descomponer los datos sísmicos en una serie de 80 volúmenes de una frecuencia cada uno entre 10 y 90 Hz.

La figura IV.4 muestra el volumen sísmico de entrada. El volumen de 30 Hz en la figura IV.5 es representativo de la calidad de los datos. Una flecha negra indica un canal ondulado. Los canales pueden tener respuesta espectral diferente a los puntos de datos adyacentes.

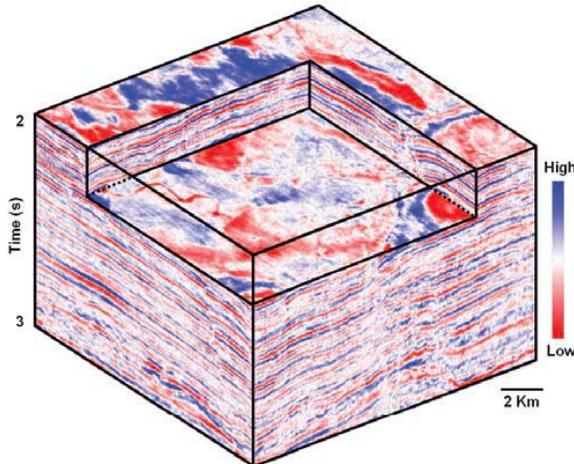


Figura IV.4. Volumen sísmico (Liu y Marfurt, 2007).

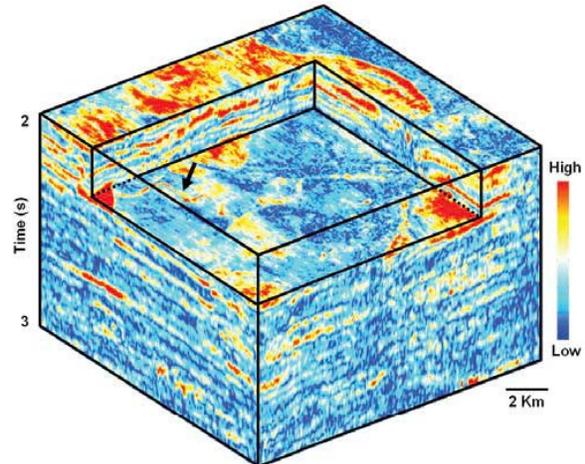


Figura IV.5. Volumen de frecuencia a 30 Hz (Liu y Marfurt, 2007).

Gráfica compuesta de atributos espectrales y coherencia. Se generaron dos volúmenes multiatributo usando mapas de color compuestos. El primero es una combinación de atributos de frecuencia máxima, amplitud máxima y coherencia. La figura IV.6 muestra el flujo de trabajo usado para generar el volumen compuesto, combinando los atributos de frecuencia máxima, amplitud máxima y coherencia (el corte reencuentra a 2.22 s). Las figuras IV.6a, b y d muestran cortes de tiempo de frecuencia máxima, amplitud máxima, y coherencia. La figura IV.6c es el corte compuesto inicial de frecuencia máxima y amplitud máxima. Combinando frecuencia máxima y amplitud máxima, podemos fácilmente encontrar la variación de frecuencia en amplitudes fuertes. La figura IV.6e demuestra el corte compuesto final de frecuencia máxima, amplitud máxima y coherencia.

La ventaja de la gráfica compuesta mostrada en la figura IV.6e es que tanto las discontinuidades estructurales como el espesor de las capas se muestran en una sola imagen. Los atributos de coherencia pueden detectar discontinuidades, mientras que la frecuencia máxima indica los cambios de espesor en las capas. Los colores brillantes (valores más altos de luminosidad) indican un espectro altamente afinado (no plano). Un máximo de frecuencia más alto (matiz rojo) indica una capa más delgada, mientras que un máximo de frecuencia más bajo (matiz azul) indica una capa más gruesa. El canal amarillo indicado por la flecha blanca superior izquierda en la figura IV.6e está sintonizado a 50 Hz. La flecha blanca inferior derecha señala la falla (figura IV.6e).

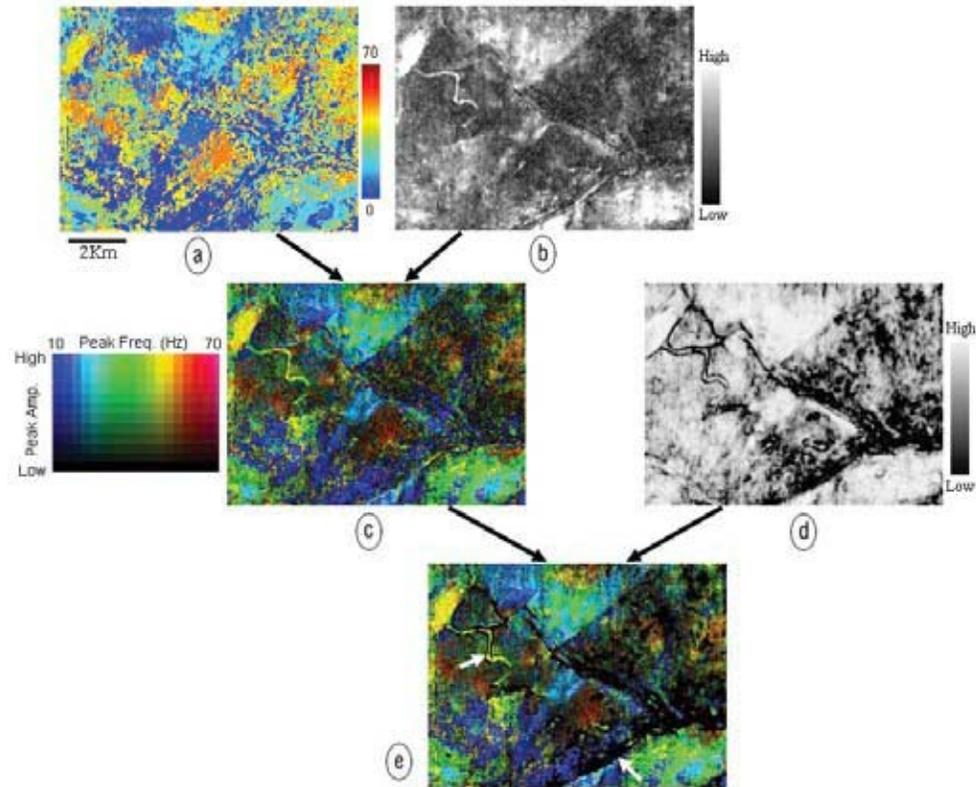


Figura IV.6. Se muestra el volumen compuesto en un corte a 2.22 s; (a) corte de la frecuencia máxima; (b) corte de amplitud máxima; (c) corte del volumen compuesto de amplitud máxima y frecuencia máxima; (d) corte de coherencia; (e) corte del volumen compuesto de frecuencia máxima, amplitud máxima y coherencia (Liu y Marfurt, 2007).

El segundo volumen compuesto es una combinación de fase en los atributos de frecuencia máxima, amplitud máxima y coherencia. Taner, Koehler y Sheriff (1979) establecieron que la fase instantánea puede indicar discontinuidades. Después de la descomposición tiempo-frecuencia, podemos también calcular una serie de volúmenes de fase así como de amplitud en cada frecuencia. En la figura IV.7 solo la fase en la frecuencia máxima se usa para generar el volumen compuesto. Comparando la figura IV.6e y la IV.7, se nota que el canal sinuoso es visible en la parte superior izquierda de ambas figuras. La figura IV.7 muestra el canal por la diferente información de fase comparada con la respuesta de fondo, mientras en la figura IV.6e el canal y el fondo tienen diferente sintonía de frecuencia.

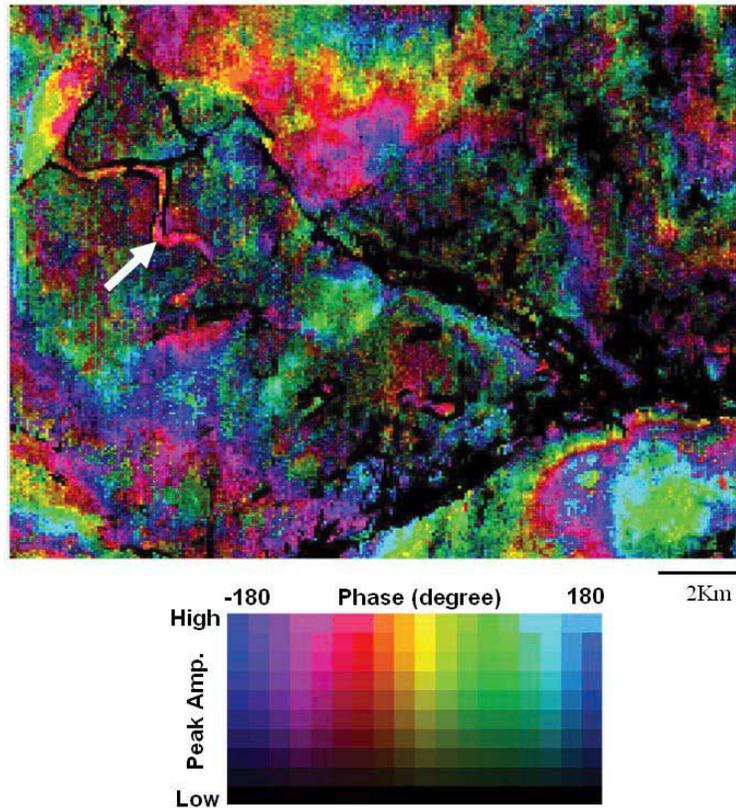


Figura IV.7. Corte del volumen compuesto de fase en la frecuencia máxima, amplitud máxima y coherencia a 2.22 s. El canal en magenta tiene una fase de -90° , consistente con sintonía de capas delgadas (flecha blanca) (Liu y Marfurt, 2007).

Gráfica RGB. Ahora estamos listos para aplicar la técnica de la función básica RGB de mínimos cuadrados al mismo volumen de datos. La figura IV.8 muestra el proceso de la visualización RGB en una línea sísmica 2D. La figura IV.8a muestra una sección vertical a través de los datos sísmicos. Una flecha roja indica el yacimiento. Las ocho secciones, con una sola frecuencia mostradas en la figura IV.8b, representan las 70 frecuencias diferentes calculadas entre 10 y 80 Hz.

Las curvas RGB que representan tres funciones base se muestran en la figura IV.8b. Después de usar el ajuste por mínimos cuadrados en estas tres diferentes funciones base con valores de frecuencias descompuestas, obtenemos las secciones roja, verde y azul en las figuras IV.8c-e. La grafica final RGB es la figura IV.8f. Una flecha blanca apunta a la zona roja que indica una zona de baja frecuencia. La figura IV.9 muestra el corte de tiempo de la gráfica RGB a 2.22 s; es claro que el canal (cian) tiene diferente respuesta de frecuencia comparado con la respuesta de frecuencia de fondo.

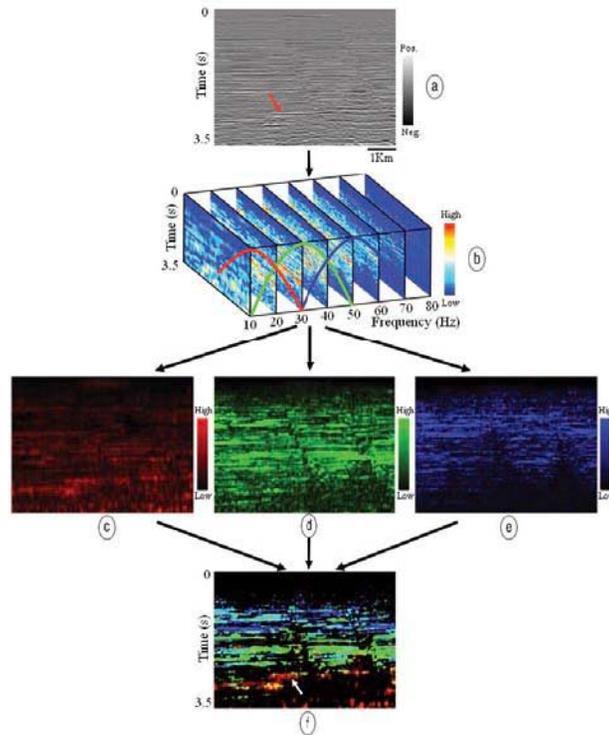


Figura IV.8. Técnica de graficación RGB. (a) Sección sísmica; (b) cortes de una sola frecuencia; (c), (d) y (e) son los valores calculados rojo, verde y azul por las funciones base; (F) gráfica RGB de (c), (d) y (e) (Liu y Marfurt, 2007).

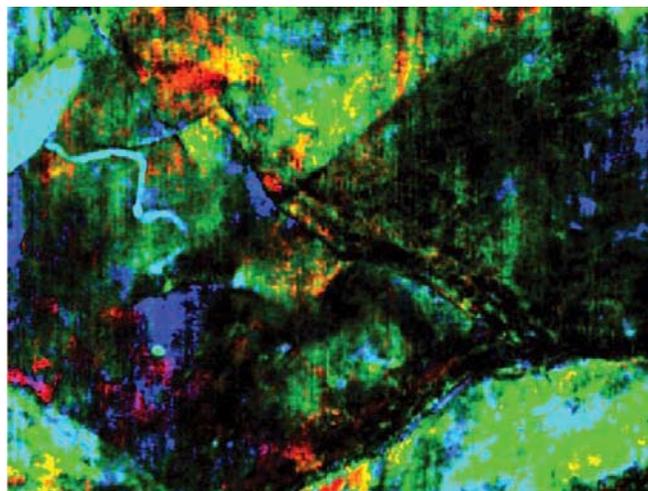


Figura IV.9. Corte de la grafica RGB a 2.22 s (Liu y Marfurt, 2007).

En conclusión, se aplicaron tres técnicas de visualización a color distintas a un conjunto de 80 componentes espectrales en un intento de resumir la información clave en una sola imagen. La gráfica de color directa del volumen de una sola frecuencia es la forma más simple para ver atributos de frecuencia descompuesta, pero dadas las restricciones de tiempo, es generalmente difícil para un intérprete sísmico ver todos los volúmenes de frecuencia para más de unos pocos horizontes de interés. La visualización alternativa de

color compuesta de frecuencia máxima, amplitud máxima y coherencia puede resaltar las discontinuidades y variaciones de espesor. La tercera grafica RGB puede representar los cambios generales de frecuencia de los datos sísmicos. Tanto la grafica de color compuesto y la de RGB pueden ahorrar tiempo al interprete cuando se ven los atributos espectrales rápidamente y puede ser considerada como el primer paso cuando se visualizan atributos espectrales instantáneos.

IV. 2. Aplicaciones del Análisis del Atributo de Textura a Datos Sísmicos 3D

Este caso fue publicado por Satinder Chopra y Vladimir Alexeev en agosto de 2006. En este estudio, se presenta la aplicación del análisis de atributos de textura a datos sísmicos 3D de superficie. Esto se hace eligiendo un texel cúbico (elemento de textura) de los datos sísmicos para generar una matriz de ocurrencia de nivel de gris, la cual se usa a su vez para calcular las mediciones estadísticas de segundo orden de las características texturales. El texel cúbico es entonces sucesivamente hecho pasar a través del volumen sísmico para transformarlo en una variedad de atributos de textura. La aplicación de atributos de textura a dos casos de estudio de Alberta confirma que estos atributos mejoran la comprensión del yacimiento proveyendo una imagen más clara de la distribución, volumen y conectividad de las facies productoras de hidrocarburos en el yacimiento.

Se han derivado una gran cantidad de atributos sísmicos de las amplitudes sísmicas para facilitar la interpretación de la estructura geológica, estratigrafía y propiedades de rocas y fluidos en poros. El análisis de traza compleja trata las amplitudes sísmicas como señales analíticas y extrae varios atributos para ayudar en la identificación de rasgos e interpretación. Los cálculos para estos atributos se realizan en cada muestra de la traza sísmica y así se almacenan también los atributos instantáneos. Otra clase de atributos utiliza la naturaleza 3D de los datos sísmicos, usando un ensamble de trazas en las direcciones inline y cross line y usando muestras de tiempo de la misma manera en el cálculo. El cálculo de atributos de coherencia se hace de esa manera. Estos diferentes atributos se han usado para distintos propósitos y tienen sus propias limitaciones.

El análisis de texturas de datos sísmicos fue introducido por Love y Simaan en 1984 para extraer patrones de señal sísmica de carácter común. Esta inspiración vino de la propuesta de que zonas de señal de carácter común se relacionan al ambiente geológico en el cual se depositaron sus componentes. Estos y otros intentos similares gozaron de un éxito limitado como su resultado fue dependiente de la relación señal a ruido y también porque los patrones estratigráficos no pueden estandarizarse. Un desarrollo más reciente se ha introducido, el uso de mediciones estadísticas para clasificar las texturas sísmicas usando matrices de coocurrencia de nivel de gris (GLCMs).

La idea detrás del análisis de texturas de datos sísmicos de superficie es describir matemáticamente la distribución de valores de píxel (amplitud) en una subregión de los datos. El análisis de textura ha sido extensamente usado en procesamiento de imágenes (percepción remota), donde los valores individuales de los píxeles (elemento de imagen) son usados en el análisis. El termino texel es usado generalmente para referenciar al

conjunto más pequeño de píxeles que caracteriza una textura. Para datos sísmicos 3D, un texel cúbico se usa para el análisis de textura. La técnica usada para cuantificar involucra una transformación que genera la matriz de coocurrencia (GLMC). La matriz esencialmente representa la probabilidad conjunta de ocurrencia de niveles de gris para píxeles con una relación espacial dada en una región definida. Las matrices (GLCM) son usadas entonces para generar medidas estadísticas de propiedades como aspereza, contraste y homogeneidad de las texturas sísmicas, lo cual es útil en la interpretación de anomalías de aceite y gas.

Matrices de coocurrencia (GLCMs) para datos sísmicos. Una matriz de coocurrencia calculada tiene dimensiones $n \times n$, donde n es el número de niveles de gris. Para la aplicación a los datos sísmicos, los niveles de gris se refieren al rango dinámico de los datos. Por ejemplo datos de 8 bits tendrán 256 niveles de gris. Una matriz (GLCM) calculada para estos datos tendría 256 filas y 256 columnas (65 536 elementos). Similarmente, datos de 16 bits tendría un tamaño de matriz de $65536 \times 65536 = 429\,496\,720$ elementos, lo cual sería abrumador aun para una computadora. Usualmente, los datos sísmicos se reescalan a 4 bits (matriz de 16×16) o 5 bits (matriz de 32×32) y en la práctica se ha encontrado que esto no resulta en una diferencia significativa en las propiedades calculadas.

La estructura de las matrices de coocurrencia (GLCMs) del modo que se aplicó a datos sísmicos puede ser fácilmente entendida. La figura IV.10 muestra las regiones 1, 2 y 3 seleccionadas para el cálculo de la matriz (GLCM). Las matrices calculadas se muestran a la derecha. Para reflexiones continuas fuertes, la matriz exhibe una estrecha distribución sobre la diagonal. El tamaño de matriz elegido es 32, y los parámetros elegidos son 4, 3 y 4 en las direcciones inline, crossline y de tiempo. Las regiones de baja amplitud exhiben valores cercanos al centro. Las reflexiones discontinuas o incoherentes tienen más ocurrencias muy lejos de la diagonal (ver 3 en figura IV.10). El cuadro 2 tiene amplitudes menores así como reflexiones incoherentes y así la matriz (GLCM) muestra dispersión alrededor de la diagonal. Para una matriz de tamaño 16, vemos un número de elementos menor (figura IV.11) y para una matriz de tamaño 64, hay una mayor población de puntos (figura IV.12).

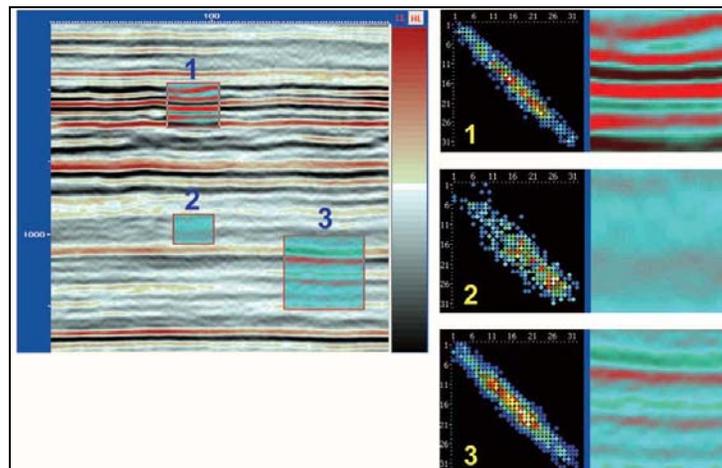


Figura IV.10. Cálculo de GLCMs para diferentes características de reflexión. El tamaño de matriz elegido para el calculo es 32 (Chopra, 2006).

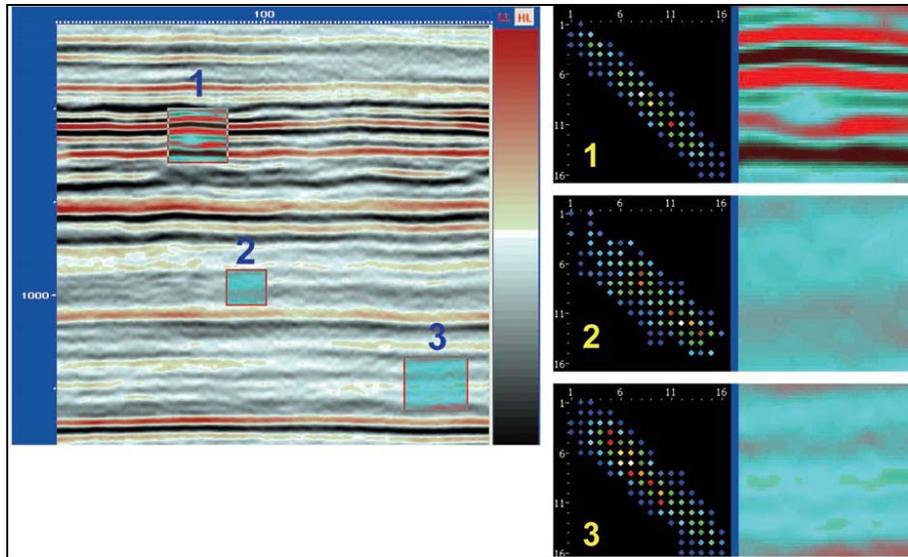


Figura IV.11. Cálculo de GLCMs para diferentes características de reflexión. El tamaño de matriz elegido para el cálculo es 16 (Chopra, 2006).

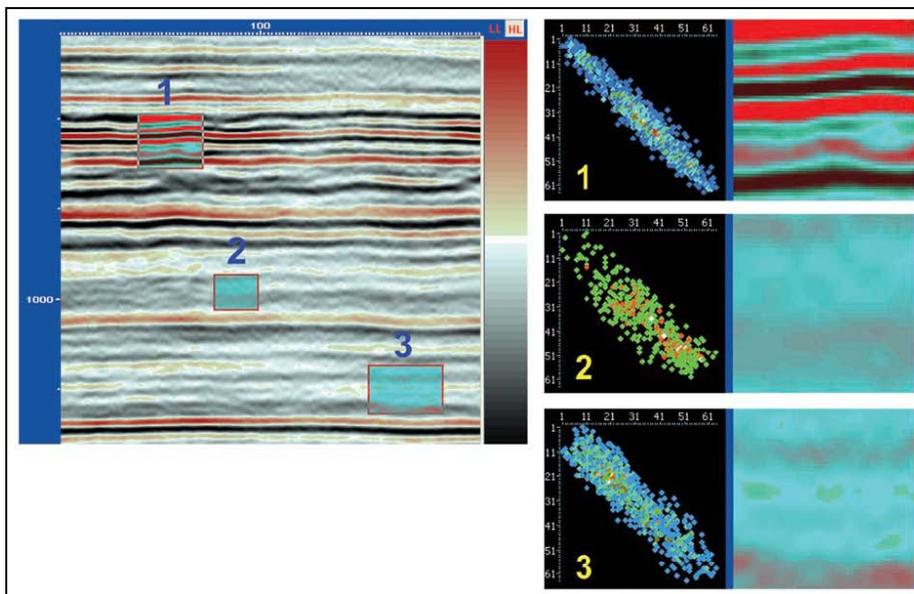


Figura IV.12. Cálculo de GLCMs para diferentes características de reflexión. El tamaño de matriz elegido para el cálculo es 64 (Chopra, 2006).

Aun cuando las matrices GLCM nos dan toda esta información, no son suficientemente precisas para hacer interpretaciones cuantitativas. Necesitan ser igualadas extrayendo un número característico de la propiedad de cada matriz. En otras palabras, los rasgos de textura pueden ser generados aplicando la estadística a las probabilidades de coocurrencia. Estas estadísticas identifican algunos aspectos estructurales del arreglo de probabilidad dentro de una matriz subindicada con i y j , lo cual a su vez refleja alguna característica de la textura. Hay varios tipos de estadística que pueden usarse. El autor parte de Haralick que en 1973 demostró la derivación de 14 diferentes medidas de rasgos texturales de GLCMs. Cada uno de estos rasgos representa ciertas propiedades de imagen (aspereza, contraste, o

complejidad de textura). Sin embargo, dada la redundancia en estos estadísticos, las siguientes cuatro medidas generan la discriminación deseada sin ninguna redundancia: energía, entropía, contraste y homogeneidad.

La expresión matemática para cada parámetro se detalla en el artículo de Chopra (2006) y se definen como:

Energía: una medida de uniformidad textural en una imagen. La energía es baja cuando todos los elementos en la matriz son iguales y es útil para resaltar geometría y continuidad.

Entropía: una medida de desorden o complejidad de la imagen. La entropía es grande en imágenes que no son texturalmente uniformes. En ese caso muchos elementos de matriz GLCM tienen valores bajos.

Contraste: una medida del contraste de la imagen o de la cantidad de variación local presente en una imagen. El contraste o inercia es alto para píxeles contrastados mientras su homogeneidad es baja. Cuando se usan juntas, la inercia y la homogeneidad proveen información distintiva.

Homogeneidad: una medida de la suavidad general de una imagen. Mide la similitud de los píxeles y es alta para matrices con elementos localizados cerca de la diagonal. Así, la homogeneidad es útil para cuantificar la continuidad de la reflexión.

Para volúmenes sísmicos 3D, calcular matrices de atributos de textura en una ubicación de los rasgos localizados en ese punto. Repitiendo el cálculo de estos atributos en una forma secuencial en todo el volumen, transforma al volumen de entrada en los cuatro atributos de textura arriba mencionados.

Las reflexiones continuas de alta amplitud, generalmente asociadas con depósitos marinos de lutita, tienen relativamente baja energía, alto contraste, y baja entropía. Las reflexiones discontinuas de baja amplitud generalmente asociadas con arena masiva o depósitos turbidíticos tienen alta energía, bajo contraste y alta homogeneidad. Las anomalías de baja frecuencia y amplitud alta, generalmente indicativas de acumulación de hidrocarburos, exhiben alta energía, bajo contraste y baja entropía relativa a sedimentos sin hidrocarburos.

Aplicación del análisis de atributos de textura. Algunas veces las formaciones contenedoras de gas no son caracterizadas por puntos brillantes de muy alta amplitud en los datos sísmicos migrados preapilamiento. Además, las amplitudes de reflexión sísmica son influidas por otros parámetros como espesor, litología, porosidad y contenido de fluidos y así aun si hubiera puntos brillantes presentes, serían ambiguos. Para resolver dichas ambigüedades se usan los atributos de textura, y estos proveen un detallado y preciso estimado de distribución de arenas de yacimiento en la zona de interés. En los dos casos bajo estudio, basados en correlación de pozos, las amplitudes correspondientes a la arenas fueron algo pronunciadas como se ve en la figura IV.13, pero no suficientemente visibles para ser seleccionadas como anomalías.

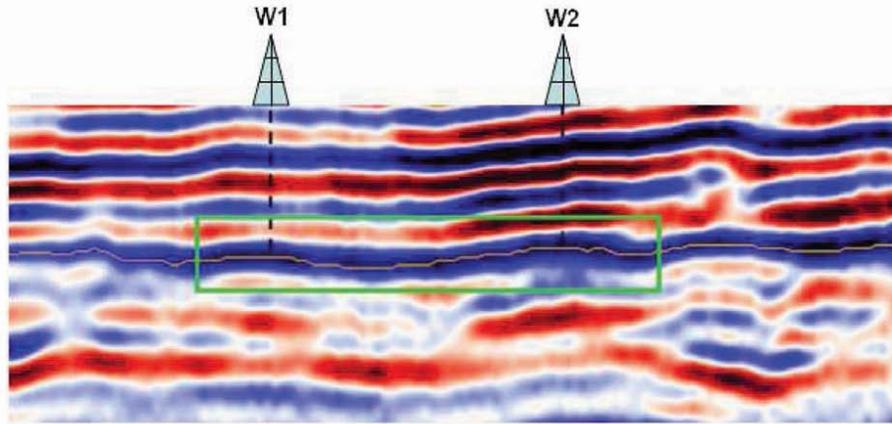


Figura IV.13. Sección sísmica que muestra el nivel del yacimiento productor (porción azul oscuro del área resaltada) (Chopra, 2006).

Caso de estudio 1. Este estudio se enfoca en un área al sur de Alberta. La zona objetivo son depósitos fluviales llenos de glauconita del Cretácico Inferior que fueron productivos en el área. Se adquirió un estudio sísmico 3D para crear un modelo estratigráfico consistente con el control de pozos disponible y correspondiente a la historia de producción. Los pozos W1 y W2 producen hidrocarburos de la misma formación, mientras que el pozo W3 (al noreste de pozo W2) tiene una presión diferente y aparentemente no comparte la misma formación productora con los pozos W1 y W2. La meta final fue ubicar el potencial no desarrollado dentro de los depósitos fluviales.

Como el objetivo fue de naturaleza estratigráfica, los datos sísmicos se procesaron con el objetivo de preservar las amplitudes relativas. La migración en tiempo preapilamiento mejora la capacidad de resolver objetivos estratigráficos y extraer atributos sísmicos de alta calidad, y por ello así se procesaron los datos. Esto resultó en mejoras en la imagen apilada en términos de frecuencia y en una definición más clara de rasgos tal como contribuye al enfoque de energía y un mejor posicionamiento de la imagen antes del apilamiento. La figura IV.13 muestra un segmento de una sección sísmica indicando el nivel de yacimiento y la arenisca productora (en azul oscuro) encerrada en una caja.

Los despliegues de “*Strat-cube*” o cubo estratigráfico (de amplitudes o de sus atributos) son útiles para intérpretes sísmicos porque proveen una nueva visión para estudiar objetos en una perspectiva 3D, lo cual a su vez ilumina en su origen y relaciones espaciales. Los “*Strat-cube*” son subvolúmenes de datos sísmicos, limitados por dos horizontes los cuales no necesariamente son paralelos, o cubren datos sísmicos sobre y debajo de un horizonte dado. Un corte estratigráfico de amplitudes del apilado migrado al nivel del yacimiento se muestra en la figura IV.14. Hay una indicación aparente de canales hacia la parte sur del corte así como en la esquina noroeste, y una ligera indicación de un rasgo tipo anillo roto alrededor del pozo W3 pero los datos no son concluyentes acerca de las fallas o fracturas que controlan la producción del pozo W3. Además, no hay indicación de la distribución de arenas productivas alrededor de W1 y W2.

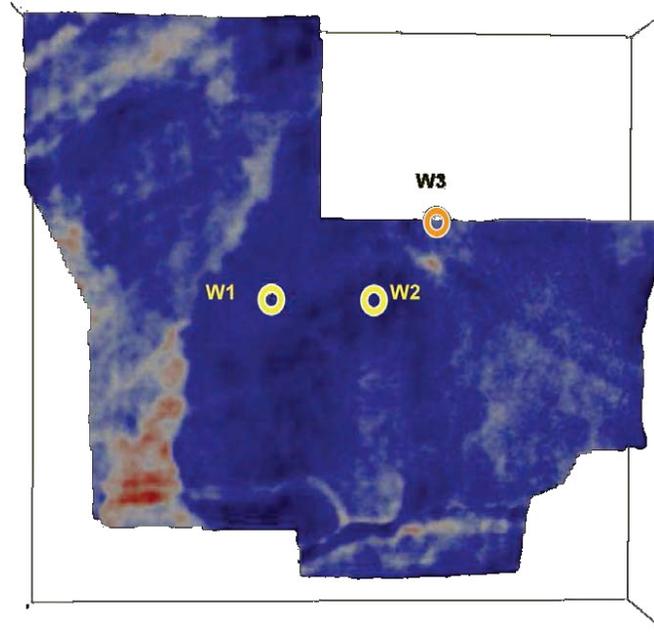


Figura IV.14. Corte a nivel de yacimiento del volumen sísmico. (Chopra, 2006).

El análisis de atributos de textura se hizo en el subvolumen que cubre la extensa zona de interés, y las figuras IV.15a-d describen los atributos de energía, entropía, homogeneidad y contraste. La figura IV.15a muestra valores elevados de energía asociada con los depósitos fluviales, no solo para los pozos W1 y W2 sino también para algunas arenas de canal vistas en la parte noreste del corte.

Sin embargo la alta energía en los depósitos fluviales necesita corroboración con otros atributos de textura, antes de poder ser usados con confianza. En las figuras IV.15b y IV.15c, vemos alta energía asociada con baja entropía y alta homogeneidad respectivamente, como se esperaba.

Interesantemente, la distribución de las arenas productoras vista en los atributos de textura corresponde muy bien con el mapeo geológico de estas hecho independientemente y anterior al análisis de textura. El atributo de contraste (figura IV.15d) indica un rasgo con forma de anillo que rodea al pozo W3. Este rasgo es más claro y enfocado, indicador de un anillo de discontinuidad alrededor de W3, como si estuviera asentado en un bloque de fallas separado, en contraste con la indicación del rasgo roto visto en la figura IV.14.

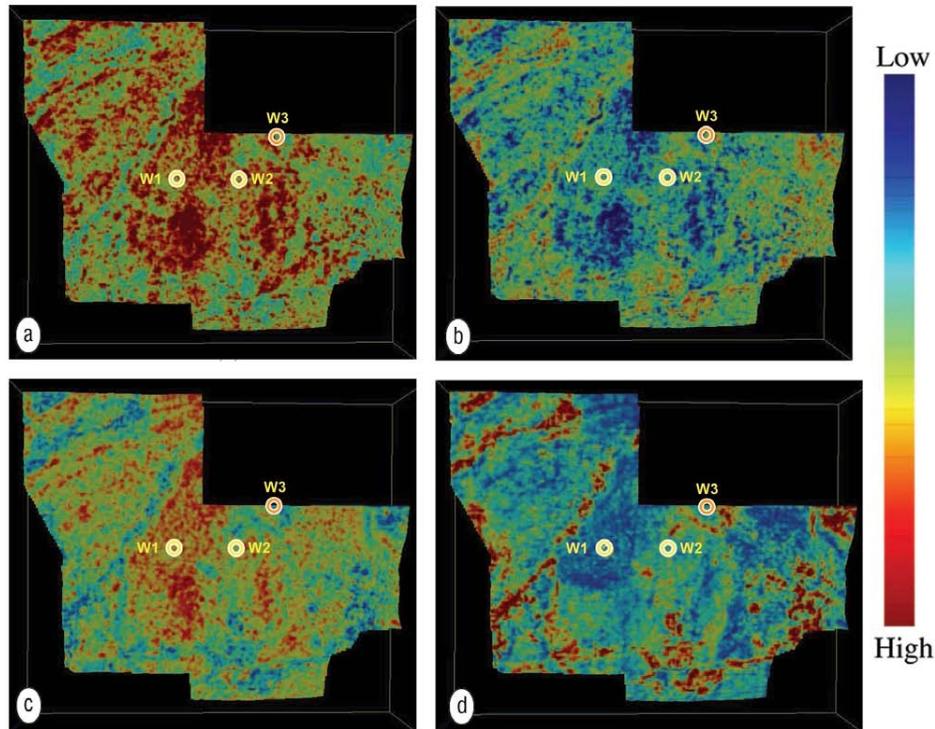


Figura IV.15. Cortes a nivel de yacimiento mostrando los atributos de textura definiendo la distribución de arenisca: (a) representa el atributo de energía mostrando valores altos de energía correspondiente a la arenisca productora. Estos valores altos de energía se asocian con valores bajos de entropía (b) y valores altos de homogeneidad (c). (d) representa el atributo de contraste de textura indicando un anillo de alto contraste alrededor del pozo W3 (Chopra, 2006).

La figura IV.16 muestra el cubo del atributo de energía y da una vista realista de las arenas productoras.

Así los atributos de textura dan información convincente no solo de la distribución de las arenas productoras, si no también proporciona una explicación de por qué la presión de un pozo sea diferente de los otros dos. Aunque es posible interpretar las arenas productoras en registros de rayos gamma para los pozos W1 y W2 (con valores menores a 50 unidades API), el despliegue de atributos de textura da una presentación más intuitiva de la geología, la extensión de estas arenas productivas.

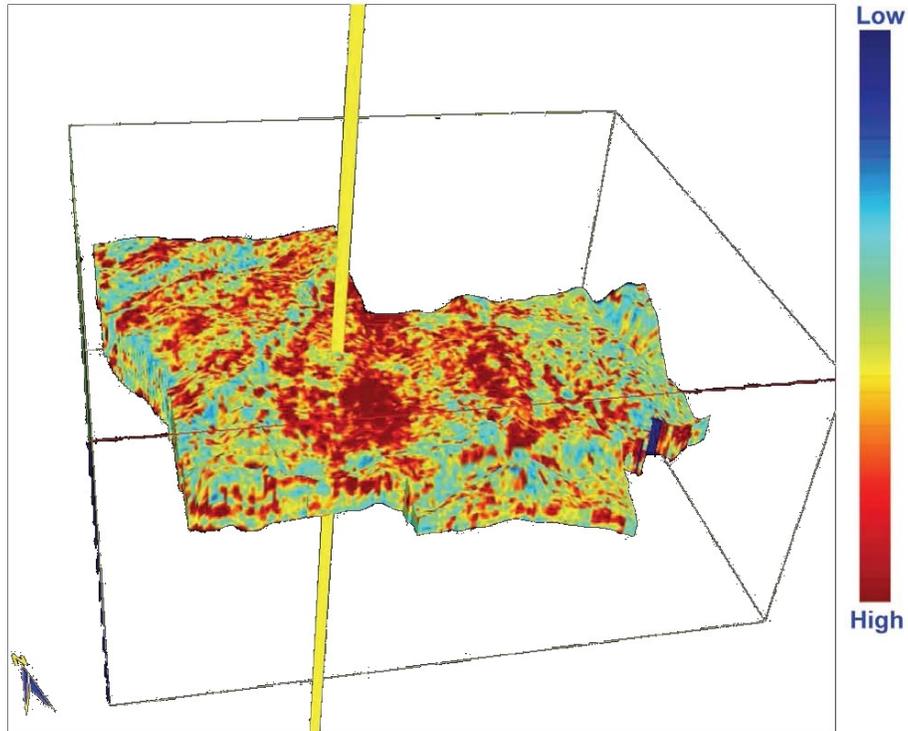


Figura IV.16. Despliegue del cubo que muestra la distribución de arenisca productora asociada con valores altos del atributo de energía (Chopra, 2006).

Caso de estudio 2. El segundo caso de estudio es del sur central de Alberta. El campo ha sido productor por cerca de un año. De los siete pozos vistos en el área (figura IV.17), cuatro son productores de aceite, dos de gas y uno seco. El objetivo de hacer este levantamiento 3D en este campo fue ayudar a comprender el estado de diferentes pozos en términos de amplitudes sísmicas y también explorar las posibilidades de decidir espacios del yacimiento que pueden ser perforados. Otro objetivo fue entender la diferencia en presiones entre los pozos Gas-1 y Oil-1 (figura IV.17b).

Se esperaba que las amplitudes sísmicas 3D indicaran signos consistentes, caracterizando las diferentes formaciones de arenisca (dos gas, cuatro aceite y una seca). Sin embargo, como se ve en la figura IV.17a, los datos sísmicos no ayudan mucho en este diagnóstico.

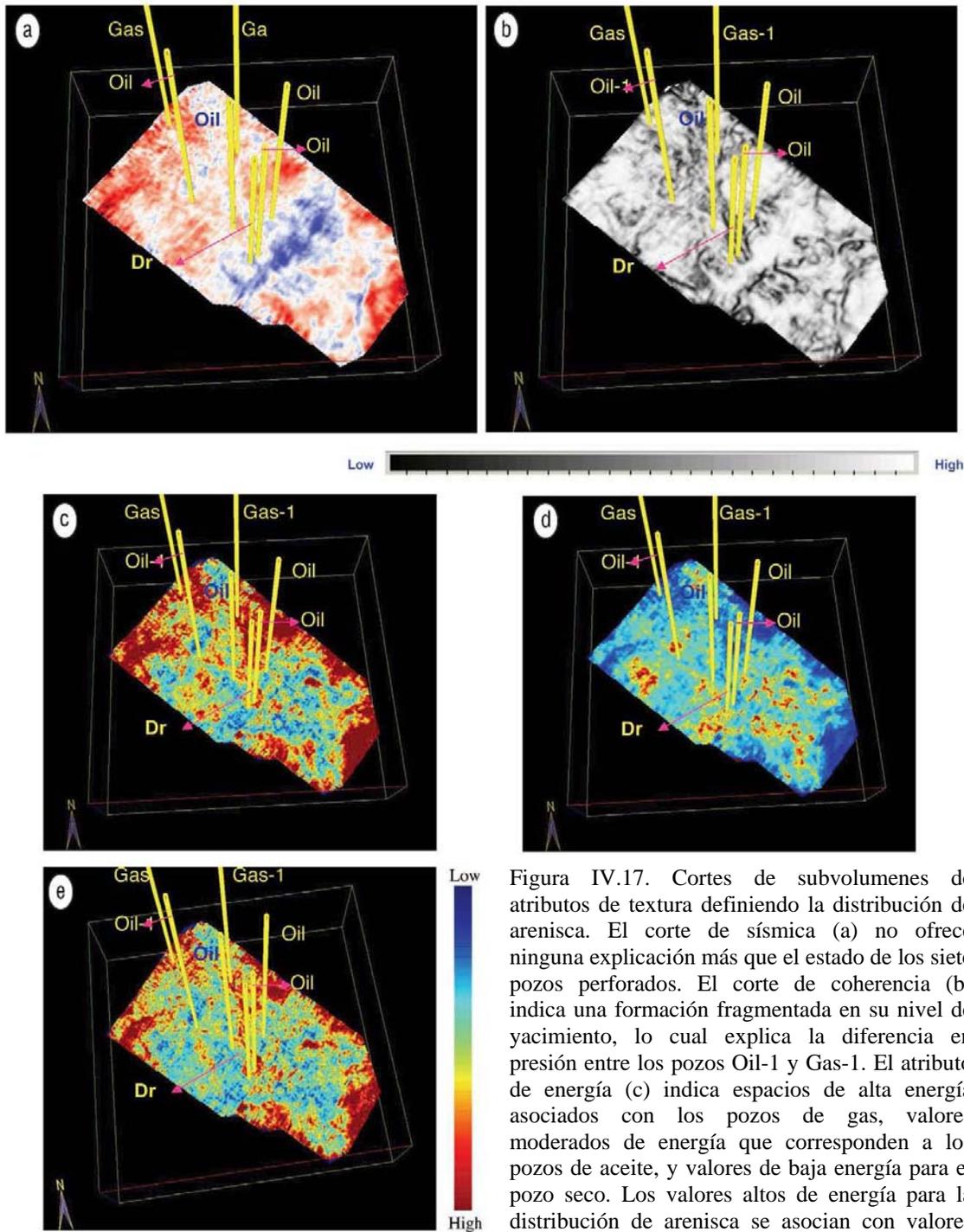


Figura IV.17. Cortes de subvolumenes de atributos de textura definiendo la distribución de arenisca. El corte de sísmica (a) no ofrece ninguna explicación más que el estado de los siete pozos perforados. El corte de coherencia (b) indica una formación fragmentada en su nivel de yacimiento, lo cual explica la diferencia en presión entre los pozos Oil-1 y Gas-1. El atributo de energía (c) indica espacios de alta energía asociados con los pozos de gas, valores moderados de energía que corresponden a los pozos de aceite, y valores de baja energía para el pozo seco. Los valores altos de energía para la distribución de arenisca se asocian con valores bajos de entropía (d) y altos de homogeneidad (e) (Chopra, 2006).

Las diferencias en presiones observadas en los pozos Gas-1 y Oil-1 hacen necesario buscar fallas y fracturas dentro de las formaciones de interés. El corte de coherencia equivalente al mostrado en la figura IV.17a indica muchas discontinuidades al nivel de interés del yacimiento, mostrando que las formaciones yacimiento-productoras no forman una capa sino más bien están fragmentadas por el trayecto de canales o bordes de arena vistos como

discontinuidades. Esto se toma como una explicación razonable para las observaciones de presión.

Los atributos de textura se generaron después, y las figuras IV.17c-e muestran los cortes de energía, entropía y homogeneidad equivalentes a los despliegues mostrados en las figuras IV.17a y b. Estos indican áreas que calibran bien y son consistentes con el estado de los pozos. Mientras las dos formaciones contenedoras de gas exhiben valores altos de energía (figura IV.17c), los cuatro pozos de aceite indican valores moderados de energía, y en el pozo seco se ve una bolsa de baja energía. Como se esperaba, las formaciones contenedoras de hidrocarburo indican alta energía, baja entropía y alta homogeneidad para formaciones fluviales.

Debe ser mencionado que las matrices GLCM trabajan bien para texturas sísmicas, tanto como la granulocidad de texturas que es examinada, es del orden del tamaño de un píxel, y para aplicación sísmica eso no es un problema. El análisis de texturas depende de la resolución de los datos y así, la elección de parámetros realizada será importante para sacar patrones de interés.

En conclusión el estudio de atributos de textura como se presenta aquí es diferente en que no se asocia normalmente con estudios de atributos sísmicos. Con base en el análisis realizado, se encuentra lo siguiente:

Los atributos de textura mejoran la comprensión del yacimiento proveyendo una imagen más clara de la distribución, volumen y conectividad de las facies productoras de hidrocarburo del yacimiento.

Los atributos de textura son un paquete cuantitativo que ayuda al intérprete definiendo la geometría local de los eventos.

Estos atributos pueden ser potencialmente utilizados cuando se analizan los elementos estratigráficos en un análisis de secuencia estratigráfica, similar a la rigurosa metodología para facies sísmicas bidimensionales.

El análisis secuencial usado cuando se generan los atributos de textura da una visión de cómo las propiedades geológicas y geofísicas del yacimiento están ligadas.

IV. 3. Detección de Zonas de Producción de Hidratos de Metano Usando Análisis de Atributos Sísmicos

Por último publicado por Hato et. al. en mayo de 2006, el siguiente artículo sobre detección de hidratos de metano mediante atributos sísmicos. En 1999 el Ministerio de Industria y Comercio Internacional de Japón (MITI) perforó un pozo exploratorio en la Depresión de Nankai (figura IV.18) como parte de un programa de investigación de hidratos de metano (HM). Los núcleos y registros adquiridos en este pozo indicaron la presencia de HM.

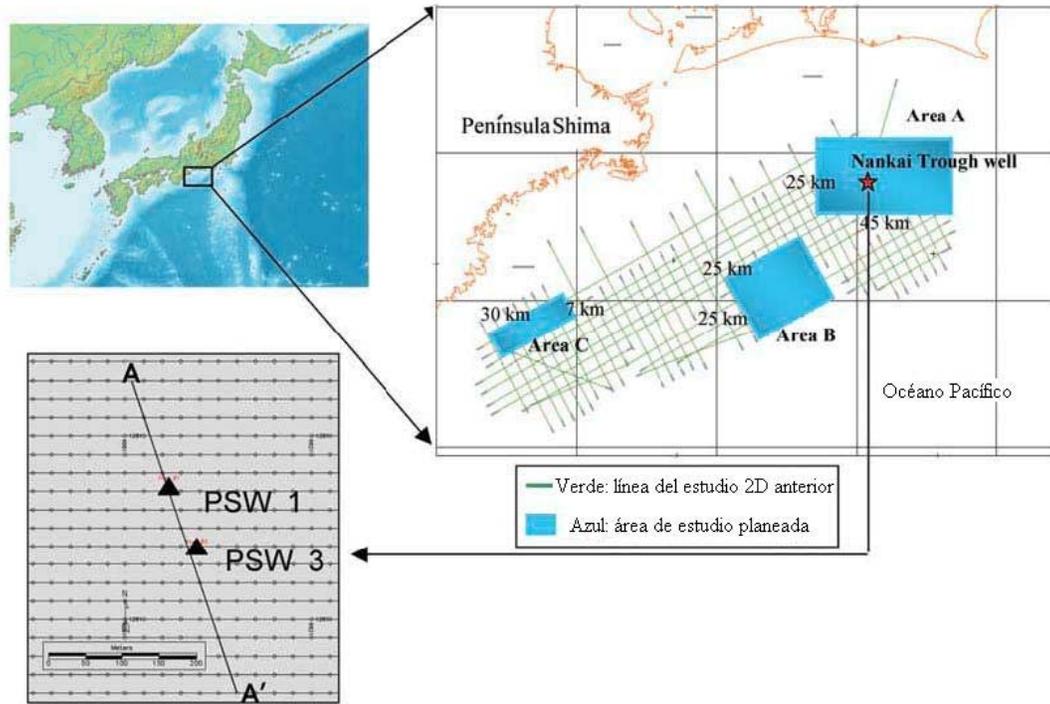


Figura IV.18. Mapa de las áreas del estudio sísmico 3D (Hato, et. al, 2006).

El registro compuesto del pozo 1 post levantamiento (PSW 1) (figura IV.19) muestra evidencia clara de hidratos de metano: alta resistividad, alta velocidad de onda elástica y baja relación de Poisson. Se resaltan cuatro capas contenedoras de HM (marcadas A-D).

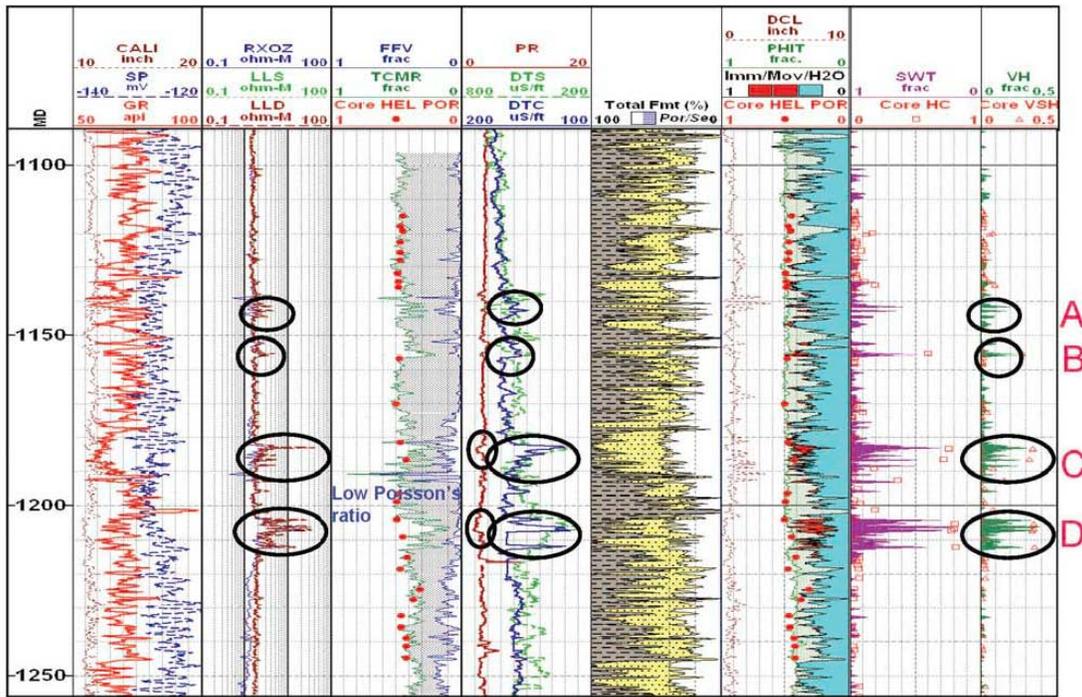


Figura IV.19. Registro compuesto del pozo PSW 1(Hato, et. al, 2006).

La figura IV.20 es un perfil de velocidad de intervalo de onda P calculado de los datos sísmicos en el pozo PSW 1. Se pueden ver cuatro capas de alta velocidad que se piensa contienen HM. Dos capas de baja velocidad, debajo de la capa D, se interpretan como zonas delgadas contenedoras de gas. Hato et al. (2002) estudio la zona contenedora de HM de mayor velocidad, e intento delinearla espacialmente usando velocidad de intervalo más que el reflector que simula el fondo asociado (BRS por bottom-simulating reflector), el cual se usa habitualmente para mapear una zona contenedora de HM.

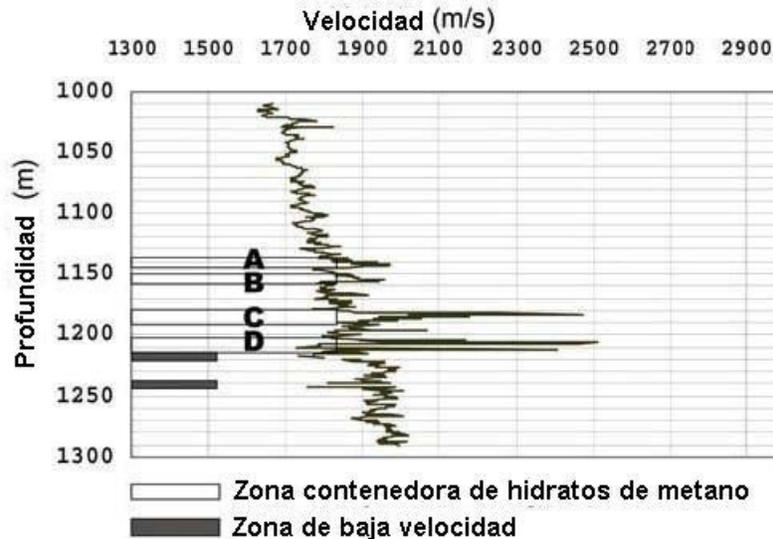


Figura IV.20. Velocidad de intervalo convertida de datos sísmicos del pozo PSW 1(Hato, et. al, 2006).

El Programa de Explotación de de Hidratos de Metano de Japón (MH21) es un proyecto de 16 años que comenzó en 2001. Sus metas geofísicas más importantes son establecer la tecnología para una delimitación precisa de zonas contenedoras de HM. Un equipo geofísico de JOGMEC y la Universidad de Kyoto esta intentando desarrollar la tecnología usando datos sísmicos 3D adquiridos en la Depresión de Nankai en 2002. En este artículo, se describen algunos resultados recientes de la investigación.

Este trabajo había confirmado las siguientes propiedades físicas de las zonas contenedoras de HM obtenidas de análisis de registros de pozos y estudio teórico:

- Alta impedancia de onda P
- Alta impedancia de onda S
- Baja relación de Poisson
- Atenuación alta

Para delinear las zonas contenedoras de HM usando atributos calculados de datos sísmicos, analizamos los atributos preapilamiento de parte del estudio sísmico 3D en la Depresión de Nankai el cual cubrió cerca de 2000 km². Este estudio fue diseñado para adquirir datos de alta resolución. Los parámetros incluidos son:

- 1) Fuente de aire a presión con un volumen total de 1158 pulgadas cúbicas y 2000 libras por pulgada cuadrada
- 2) Intervalo de disparos de 25 m
- 3) Ocho streamers de 2400 m
- 4) Intervalo de receptores de 12.5 m (192 canales por streamer)

Análisis de atributos sísmicos basados en AVO. En este estudio se calcularon atributos de datos sísmicos preapilamiento, incluyendo la impedancia relativa de onda P, la impedancia relativa de onda S, la pseudo relación de Poisson y un atributo de atenuación anómala. La impedancia relativa de las ondas P y S se puede calcular de los datos preapilamiento ajustando la curva de aproximación desarrollada por Fatti et al. (1994). La pseudo relación de Poisson se puede calcular con la aproximación de Smith y Gidlow (1987) usando el ajuste curva por mínimos cuadrados.

La atenuación anómala es un atributo post apilamiento que mide la variación tiempo-espacio de la frecuencia basado en la descomposición de Gabor-Morlet (Morlet et al., 1982). También se calcula la velocidad de intervalo de la onda P de la velocidad rms (cuadrática media) usando la ecuación de Dix. La velocidad rms se derivó del análisis de velocidad de apilamiento con selección automática realizado a intervalos de 50 metros. Después del análisis de atributos y velocidades de los datos 3D, se extrajo una línea 2D que corta los pozos PSW 1 y PSW 3 para evaluar los resultados en una sola sección.

Resultados e interpretación. La figura IV.21 muestra una sección migrada con registros sísmicos sobrepuestos. Las cuatro capas contenedoras de HM (A-D) y el reflector que simula el fondo (BSR, en línea punteada) también están indicados. La figura IV.22 es la sección de velocidad de intervalo de onda P correspondiente a la figura IV.21; la zona verde de mayor velocidad se correlaciona con las capas A y B, y la zona de transición de amatillo a rojo de alta velocidad se correlaciona con las capas C y D.

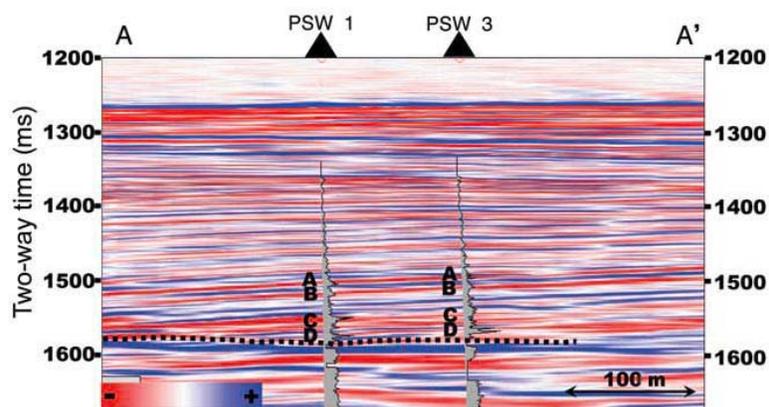


Figura IV.21. Sección sísmica migrada de la línea A-A' (Hato, et. al, 2006).

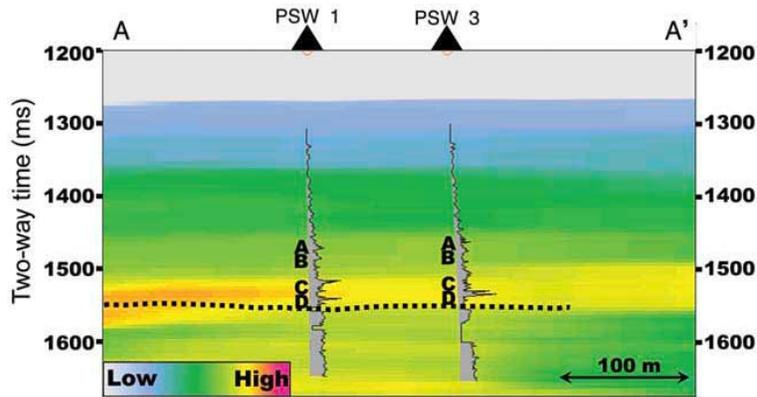


Figura IV.22. Sección de velocidad de intervalo de onda P de la línea A-A' (Hato, et. al, 2006).

La figura IV.23 es la sección de impedancia relativa de onda P correspondiente a las figuras IV.21 y IV.22. Las capas de impedancia alta que van de amarillo a rojo obviamente se correlacionan con las capas contenedoras de HM. Justo debajo del BSR vemos una delgada capa de baja impedancia en azul y una de alta impedancia en rojo. Lo anterior puede indicar una capa ya sea contenedora de gas o agua salada, esta última debería indicar un incremento en impedancia debido a la zona debajo del agua (no contenedora de gas). Comparando las figura IV.22 y IV.23, vemos que la impedancia de la onda P define con más precisión cada capa contenedora de HM de lo que lo hace la velocidad de intervalo.

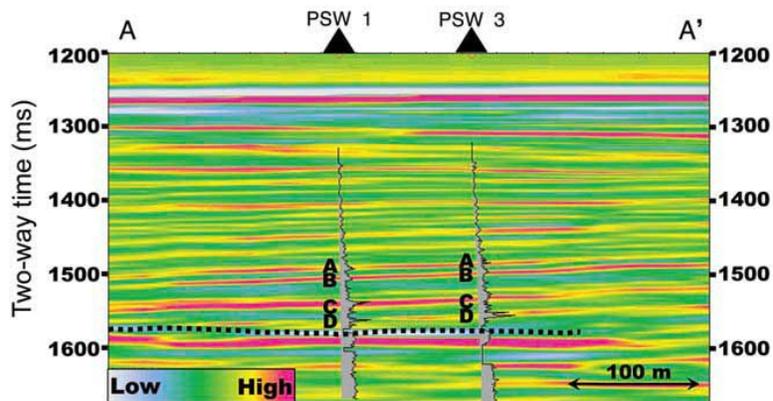


Figura IV.23. Sección del atributo de impedancia relativa de onda P de la línea A-A' (Hato, et. al, 2006).

Similarmente, la sección de impedancia relativa de la onda S (figura IV.24) también puede identificar todas las capas contenedoras de HM.

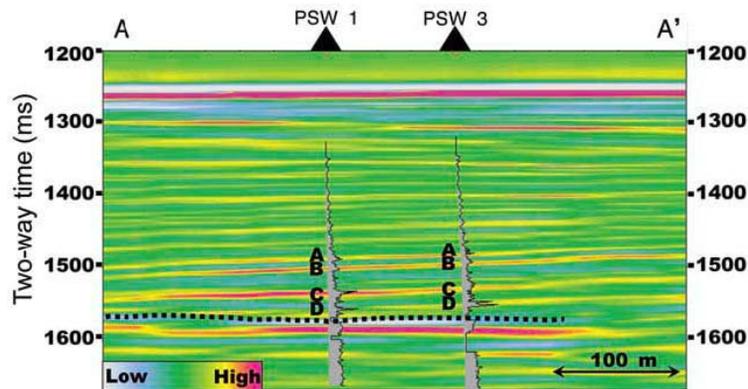


Figura IV.24. Sección del atributo de impedancia relativa de onda S de la línea A-A' (Hato, et. al, 2006).

La figura IV.25, es la sección de la pseudo relación de Poisson, muestra que los valores relativamente bajos de este atributo (azul) coinciden con capas contenedoras de MH.

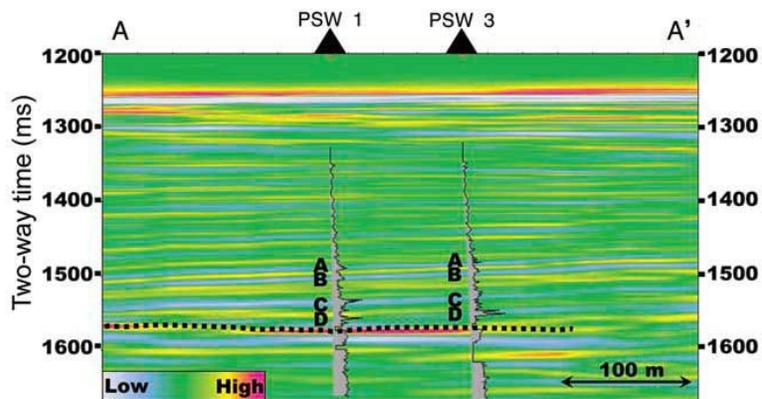


Figura IV.25. Sección del atributo de la pseudo relación de Poisson de la línea A-A' (Hato, et. al, 2006).

La figura IV.26 muestra el resultado del análisis del atributo de atenuación anómala. Las áreas de azul a verde, indican atenuación relativamente alta que es típica de zonas contenedoras de HM, y se correlaciona con las capas A, B y C contenedoras de HM. Debajo del BSR, la zona altamente atenuada (amarillo a rojo) se piensa que tiene arena contenedora de gas.

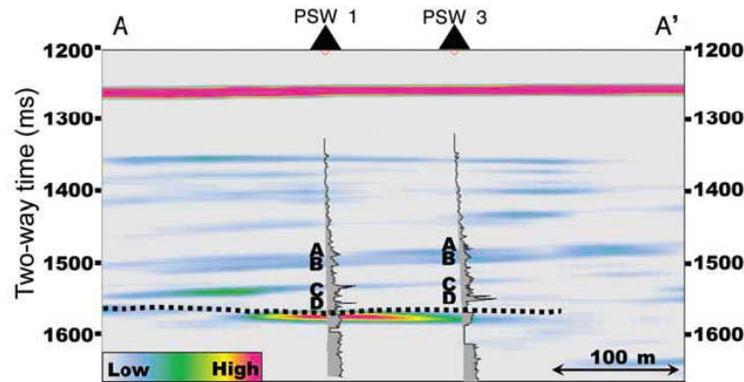


Figura IV.26. Sección de atributo de atenuación anómala de la línea A-A' (Hato, et. al, 2006).

También se intentó una combinación de dos atributos multiplicando la impedancia de la onda P por la atenuación anómala. La figura IV.27 muestra que este nuevo atributo “hibrido” identifica correctamente las capas contenedoras de HM A, B y C (intervalos de amarillo a rojo), pero no identifica la capa D.

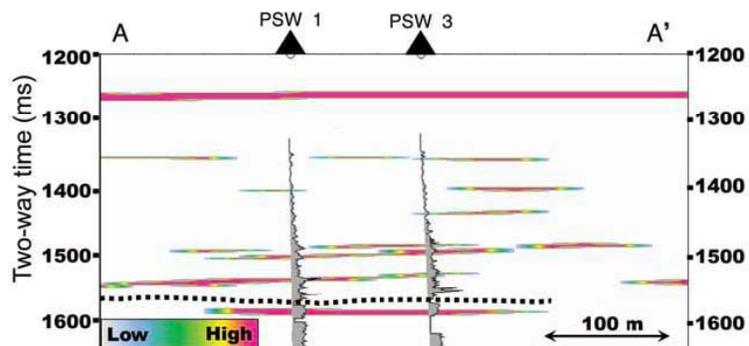


Figura IV.27. Sección del atributo híbrido de la línea A-A' (Hato, et. al, 2006).

Se desarrolló un método geofísico enfocado en análisis de atributos de datos sísmicos preapilamiento para la identificación de HM como parte del proyecto MH21 de Japón. Se confirmó que la impedancia de las ondas P y S, la pseudo relación de Poisson, y el atributo de atenuación anómala son efectivos en delinear zonas contenedoras de HM.

Sin embargo, como cada atributo tiene su propio carácter y poder de resolución, no se favorece el uso de un solo atributo para la interpretación. Una combinación de atributos resultará en mayor precisión. Se mostró el resultado de un atributo híbrido. Se necesitan examinar otras combinaciones, especialmente a través de casos de estudio, para optimizar su uso para delineación de HM.

Conclusiones

Al concluir este trabajo es posible resaltar varios aspectos importantes en lo que respecta a Aplicaciones en la Interpretación Sísmica Tridimensional. En primer lugar se rescata la importancia y el valor que tiene para la interpretación el conocimiento de los fundamentos geológicos y geofísicos, teóricos y prácticos, pues en general, son el punto de partida para acceder a prácticamente cualquier nueva tecnología que aparezca. Es necesario tener presentes dichos conocimientos y estar concientes de su utilidad y no relegarlos por considerar que en determinado momento son obsoletos dado que representan el núcleo de los que consideramos modernos, es decir, no necesariamente se encuentran a simple vista pero seguramente estarán presentes.

Aun teniendo unas bases muy bien establecidas, es necesario dar el siguiente paso. El objetivo es avanzar hacia los nuevos conocimientos, técnicas y métodos, a los que fácilmente accederemos con los fundamentos, sin olvidar que todo avanza muy rápido y dejar pasar la oportunidad de actualizarse es un lujo que no podemos darnos, pues implica crear un brecha que crece rápidamente y toma un mayor esfuerzo salvar si sólo se parte de lo básico, aun cuando no es imposible.

Teniendo en cuenta estos dos puntos estamos un paso más cerca de ser el intérprete que buscamos llegar a ser. Es por eso que en el capítulo primero se recapitulan conceptos básicos que ayudan en la comprensión del método sísmico moderno, mostrando que algunas cosas que a primera vista no parecían claras o importantes, pueden ayudar ahora en una interpretación y en el avance hacia la sísmica tridimensional.

Con la información presentada en el segundo capítulo se busca satisfacer la segunda premisa; es el inicio de una actualización interminable. Da pie a quien como yo no cuenta con la experiencia necesaria para entrar con mayor facilidad al mundo de la Sísmica Tridimensional, que en principio puede costar trabajo. El conocer la manera en que se despliegan las visualizaciones de los datos tridimensionales, permite ver con más familiaridad el método sísmico, así como a los equipos que se usan hoy en día.

Por lo anterior, dicho capítulo presenta a manera de introducción, las herramientas más usadas en la Interpretación actual, los indicadores de hidrocarburos que se buscan en los volúmenes sísmicos y el aprovechamiento que se hace de la información disponible por medio del uso de atributos para ver rasgos que antes pasan desapercibidos.

Si bien hasta este punto se han aportado elementos para acceder de manera más natural a las Aplicaciones en la Interpretación Sísmica Tridimensional, en el capítulo tres se presenta una revisión de lo que se ha realizado desde que se asumió a la sísmica como tridimensional y hasta los tiempos actuales. Esta sección es importante por dos razones:

Primero, para observar el proceso de evolución del método, desde los primeros y más rústicos intentos, hasta las modernas e impresionantes estaciones de trabajo. A pesar de haberse dado en un periodo no tan largo de tiempo el trabajo fue arduo, implicó el

desarrollo del medio de presentación de los datos, los programas computacionales para procesamiento tridimensional y para la visualización.

La segunda razón de importancia de un recorrido histórico, es comprender la manera en que se ha hecho frente a los retos que van surgiendo en una cambiante industria como lo es la petrolera. Como se ha hecho uso de la tecnología desarrollada en ese momento, y como en algunos casos ha sido necesario iniciar el desarrollo de nuevas técnicas.

La principal motivación para la selección de los primeros casos históricos revisados, obedece principalmente a que satisface los motivos mencionados arriba.

Finalmente, como ejemplo del continuo trabajo que se realiza en la exploración sísmica, se presentan varios casos recientes en los cuales es posible observar la tendencia que lleva la interpretación sísmica actualmente. En términos generales, los tres casos se refieren a atributos sísmicos, los que actualmente son una gran herramienta para la obtención de información detallada del yacimiento, e igualmente, en estos casos, se observa que la tendencia que conlleva el uso de dichos atributos es la búsqueda de la condensación de varios atributos en una sola imagen o volumen de datos, esto es debido, básicamente, a dos motivos: el primero de ellos es que con la gran cantidad de atributos actualmente existentes se generan grandes volúmenes de datos, lo cual hace difícil revisarlos todos en detalle y se facilita más revisar un solo volumen de datos, y el segundo es la necesidad de uso de gran capacidad de almacenamiento computacional.

Por otra parte, existe la tendencia a obtener atributos híbridos; en este caso, no se trata de mostrar varios atributos en un sólo mapa, sino de un solo atributo pero obtenido por medio de la combinación de dos atributos, lo cual se observa en el tercer caso histórico del capítulo 4. Esto puede generar información muy útil para la interpretación.

Estos últimos casos se eligieron con base a dos criterios: el primero, que su publicación fuera reciente, para presentar información fresca, como se menciona previamente, y el segundo, que estén relacionados a la interpretación sísmica tridimensional y que expongan los avances que se están dando en nuestros días.

Se considera que este trabajo representa un puente entre los conocimientos adquiridos en la Facultad y los que se requieren adquirir al inicio de una carrera como intérprete sísmico. Es evidente que no representa una gran novedad, pues el contenido del presente trabajo seguramente es dominado por quienes ya tienen experiencia, pero es útil en el sentido de encausar a quien por primera vez se acerca a la Interpretación Sísmica Tridimensional y no sabe por donde empezar.

Bibliografía

Artículos

Abriel, W. L., Neale, P. S., Tissue, J. S., and Wright, R. M., 1991, Modern technology in an old area: Bay Marchand revisited: *The Leading Edge* v. 10, no. 6, p. 21-35.

Bahorich, Mike and Farmer, Steve, 1995, 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube: *The Leading Edge* v. 14, no. 10, p. 1053-1058.

Bone, Marion R., Giles, Ben F., and Tegland, Edward R., 1983, Analysis of seismic data using horizontal cross-sections: *Geophysics* v. 48, no.9, p. 1172-1178.

Chopra, Satinder, and Alexeev, Vladimir, 2006, Applications of texture attribute analysis to 3D seismic data: *The Leading Edge* v. 25, no. 8, p. 934-940

Dahm C. G. and Graebner R. J., 1982, Field development with three-dimensional seismic methods in the Gulf of Thailand—A case history: *Geophysics* v. 47, no. 2, 149-176.

Dalley, R. M., et. al., 2000, Dip and azimuth displays for 3D seismic interpretation: *Geophysics* reprint series no.22, p.565- 574.

Dorn, Geoffrey A., 1998, Modern 3-D seismic interpretation: *The Leading Edge* v. 17, no. 9, p. 1262-1273.

Dürschner, H., 2000, Three-dimesonal Seismic Methods In The Exploration For Hydrocarbons: *Geophysics* reprint series no.22, p.53-68.

Greaves, Robert J. and Fulp, Terrance J., 1987, Three-dimensional seismic monitoring of an enhanced oil recovery process: *Geophysics* v. 52, no. 9, p. 1175-1187.

Hato, M., Matsuoka, T., Inamori, T., and Saeki,T., 2006, Detection of methane-hydrate-bearing zones using seismic attributes analysis *The Leading Edge* v. 25, no. 5, p. 607-609

Liu, Jianlei, and Marfurt, Kurt, 2007, Multicolor display of spectral attributes: *The Leading Edge* v. 26, no. 3, p. 268-271

Rijks, E. J. and Jauffred, J. C., 1991, Attribute extraction: An important application in any detailed 3-D interpretation study: *The Leading Edge* v. 10, no. 9, p. 11-19.

Schneider, William A., 1998, 3-D seismic: A historical note: *The Leading Edge*, v.17, no.3, p.375-380.

Walton, G. G., 1972, Three-dimensional Seismic Method: *Geophysics* v. 37 no. 3, p. 417-430.

Libros

Brown, Alistair R., Interpretation of three-dimensional seismic data. 6^a ed. AAPG Memoir 42, SEG Investigations in Geophysics, no.9, AAPG, SEG, Tulsa OK, 2004.

Geophysics reprint series; no.22, 3-D seismic exploration / edited by Robert j. Graebner, Bob A. Hardage, William A. Schneider. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa OK, 2000.

Liner, C. Elements of 3-D Seismology. Ed. PennWell, EUA, 1999.

Lines, Laurence R., y Newrick, Rachel T., Fundamentals of geophysical interpretation. Geophysical monograph series; no. 13, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa OK, 2004.

Sheriff, Robert E., Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics. 4^a ed. Geophysical References; v.13, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa OK, 2002.

Vera, Juan, Estratigrafía. Principios y Métodos. Ed. GRAFUR, Madrid, 1994.