



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de Atributo de Curvatura
Superficial y Volumétrica: Un
Ejercicio Comparativo**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Martín Geovanni Sarabia López

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

INDICE

AGRADECIMIENTOS	3
RESUMEN	4
1 INTRODUCCIÓN	5
2 MARCO TEÓRICO	6
2.1 GEOLIGÍA ESTRUCTURAL	6
2.1.1 PLIEGUES	6
2.1.2 FRACTURAS	8
2.1.3 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	11
2.1.4 FALLAS	12
2.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS	16
2.2.1 ANÁLISIS DE LA TRAZA SÍSMICA COMPLEJA	17
2.2.2 ATRIBUTOS TRIDIMENSIONALES	22
2.2.3 ATRIBUTOS GEOMÉTRICOS	26
2.2.4 ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA DETECCIÓN DE FRACTURAS	27
2.2.5 ATRIBUTO DE CURVATURA	28
2.2.6 APLICACIÓN DEL ATRIBUTO DE CURVATURA	35
2.2.7 CÁLCULO DE LA CURVATURA	35
2.2.9 ECHADO Y AZIMUT VOLUMÉTRICOS	38
2.2.10 CALCULO DEL VECTOR DE ECHADO USANDO ANÁLISIS DE LA TRAZA SÍSMICA COMPLEJA	42
2.2.11 VISUALIZACIÓN E INTERPRETACIÓN DEL VECTOR DE ECHADO	45
2.2.12 CÁLCULO DE FILTRO DERIVADA	46
2.2.13 DERIVADAS DE ORDEN FRACCIONAL	51
2.2.14 MEDICIONES ALTERNATIVAS DE LA FORMA DEL REFLECTOR	54
2.2.15 RELACIÓN ENTRE FRACTURAS Y CURVATURA	55
2.2.16 EXPRESIÓN EN ATRIBUTOS DE LA DEFORMACIÓN ESTRUCTURAL	61
2.3 MARCO GEOLÓGICO	64
2.3.1 UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO	64
2.3.2 CAMPO CANTARELL.	65
3 CÁLCULO DE CURVATURA SUPERFICIAL Y VOLUMÉTRICA	74
3.2 CURVATURA SUPERFICIAL	74
3.2.2 FILTRO DE MEDIANA	80
3.2.2 EFECTO DEL TAMAÑO DEL ARREGLO PARA EL CÁLCULO DE CURVATURA SUPERFICIAL.	84
3.3 CURVATURA VOLUMÉTRICA	85
3.3.1 CÁLCULO DE CURVATURA VOLUMÉTRICA	86
4 INTERPRETACIÓN CONJUNTA DE CURVATURA SUPERFICIAL Y VOLUMÉTRICA	91
CONCLUSIONES	101
RECOMENDACIONES PARA FUTUROS TRABAJOS.	102
REFERENCIAS	103
ÍNDICE DE FIGURAS	106

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Dr. Eduardo Salguero Hernández por su apoyo, paciencia, hospitalidad, y sobre todo su amistad en cada momento que se hizo necesario de esta aventura.

Al Dr. Enrique Rivera Recillas, por sus consejos académicos, su experiencia y paciencia en este intermitente episodio académico; a Alan García por su oportuno apoyo.

Al Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi, por su accesibilidad, sencillez y apoyo total. Valores tan necesarios en un mundo de cabeza.

A mis revisores de tesis, por su interés en este proyecto.

Al IMP por mantener siempre las puertas abiertas a nuevas generaciones, en pro de una técnica nacional, inclusive en años tan revueltos como los actuales.

Agradezco a todos mis profesores de la Facultad de Ingeniería, parte medular en la construcción de mis circunstancias que me permitieron llegar al día de hoy.

A la Facultad de Ingeniería, y a la UNAM en general por haberme brindado un universo que hace de mi mundo un lugar habitable para los sueños y anhelos más utópicos, con el fin de caminar hacia delante por mi país y mi gente.

Agradezco a la Ingeniera Anahí Becerril Hernández, por su amistad, compañía y apoyo incondicional desde que compartimos mañanas frías en las primeras aulas. Aún quedan muchas historias por escribir. A mis demás compañeros cercanos, por permitirme redactar versos de vida en tantas aventuras.

Agradezco a mis dadores de vida: papá Primo, Mamá Victoria; por estar siempre aquí y allá, pero sobre todo por vivir en la aldea que acostumbremos llamar corazón. A mi hermana Denisse, porque tu apoyo y compañía fueron, son y serán parte importante de mi.

A mi familia grande, por el apoyo y amor en tantos momentos. A *“ma Panchita”* por esos primeros años de vida, por la vida de mis años.

A la vida agradezco, por haberme dado tanto y brindarme la oportunidad de compartir hoy.

No se vive celebrando victorias, sino superando derrotas
Ernesto Guevara de la Serna.
Al fin y al cabo, somos lo que hacemos para cambiar lo que somos
Eduardo Galeano.

RESUMEN

Los atributos sísmicos son una herramienta de interpretación en exploración petrolera, al extraer información de la sísmica asociada a características geológicas específicas. Se han desarrollado una gran cantidad de atributos, clasificables según su carácter matemático y/u objetivo de análisis. Los atributos geométricos permiten definir eventos estructurales (pliegues, fallas, fracturas, etc.) en el modelado y la simulación de yacimientos petroleros. Dentro de estos se encuentran la coherencia y la curvatura. Coherencia mide el grado de similitud en la forma de onda entre trazas vecinas, mientras que la curvatura es una medida del grado de deformación curva dentro de una superficie o un volumen sísmico. La curvatura volumétrica se genera a partir de la convolución entre un filtro de derivada fraccional y los vectores de echado temporal obtenidos de los datos sísmicos, mientras que la curvatura superficial se obtiene a partir del filtrado de un horizonte interpretado. Las curvaturas más útiles para definir flexiones en los datos sísmicos son las curvaturas más positiva y más negativa, ya que al usar una escala grada de dos colores, delimitan lineamientos de igual valor que iluminan crestas y valles en fallas y pliegues caracterizados por la rotación del reflector. Localizar las zonas de alta flexión resulta útil ya que es en estas zonas donde pueden localizarse enjambres de fracturas que llegan a almacenar hidrocarburos o fungir como rutas de migración. En el presente trabajo se usan dos herramientas computacionales desarrolladas en el Instituto Mexicano del Petróleo (Alan García Moreno; David Rivera Recillas) para el cálculo de curvatura superficial y volumétrica. Estas aplicaciones proporcionan horizontes y volúmenes de curvaturas más positiva y más negativa, los cuales comparé visualmente mediante el uso del programa OpendTect (licencia libre) con el fin de delinear una falla regional y las zonas de flexura asociadas. Dado que los datos de entrada de ambas curvaturas pasan por un proceso matemático distinto, los resultados son independientes y cada una de las curvaturas iluminan ciertas zonas, mientras que no generan información útil en otras. Al usar las herramientas conjuntamente, se puede evaluar los resultados y modelos.

1 INTRODUCCIÓN

En la exploración sísmica se busca mapear características geológicas asociadas a sistemas petroleros, como uno de los objetivos principales. Para ello se hace uso de atributos sísmicos en la etapa de interpretación. Existe una amplia gama de atributos en la actualidad, los más empleados y primeros desarrollados son los atributos instantáneos, los cuales se basan en la definición de la traza sísmica compleja (Taner, 1979).

El empleo de colores en las imágenes de atributos y el uso extendido de computadoras entre las décadas de 1970 y 1980 facilitó la interacción entre el interprete y los datos permitiendo la experimentación con la información de forma rápida, precisa y focalizada.

Un atributo sísmico se puede definir como una medida cuantitativa de una característica sísmica específica de interés, y un buen atributo es aquél que resulta sensible a una particularidad geológica específica o a una propiedad del yacimiento que sea de interés. Hoy en día existen más de 50 atributos sísmicos que son aplicados para la interpretación de estructuras geológicas, estratigrafía, propiedades de fluidos en el sistema roca/poro. En la actualidad se cuenta con técnicas que hacen uso de distintos atributos simultáneamente por medio de la aplicación de algoritmos genéticos y de redes neuronales y que se usan, por ejemplo, para la identificación de chimeneas en los datos sísmicos, las cuales se observan como zonas de deficiente calidad en las reflexiones.

Existe una amplia gama de atributos sísmicos cuyo fin es delimitar estructuras geológicas, conocidos como atributos geométricos. La curvatura forma parte de este tipo de atributos, la cual es una medida matemática de la curva de una línea, o una superficie. La importancia de este atributo radica en la capacidad de poder iluminar probables flexiones (pliegues en el reflector), ya que se puede emplear en escalas por debajo de la resolución sísmica, detectando posibles estructuras que de otra manera sería difícil inferir.

Existen dos técnicas de curvatura: la curvatura superficial y la curvatura volumétrica. La curvatura superficial se aplica sobre un horizonte interpretado, previamente suavizado para evitar el resalte de ruido de alta frecuencia; la curvatura volumétrica se aplica sobre el cubo de vectores de echado temporal. Debido a esta independencia matemática en cuanto a los datos de entrada y al tratamiento de los mismos en ambas curvaturas, es necesario hacer un ejercicio de comparación entre las salidas de ambos atributos para definir su correspondencia y su comportamiento ante eventos sísmicos definidos, en este caso, para iluminar una falla principal en un cubo sísmico y en un horizonte interpretado a partir de dicho cubo.

Un yacimiento deformado se caracteriza por una o más etapas de deformación estructural, manifestando fallamiento, fracturamiento y plegamiento. Cuando un yacimiento ha sido sometido a más de una etapa de deformación, para este trabajo, se le considera “altamente deformado”.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 GEOLIGÍA ESTRUCTURAL

2.1.1 Pliegues

Debido a la dinámica interna de la Tierra y sus manifestaciones superficiales a través del movimiento de placas tectónicas, se generan en las rocas sedimentarias e ígneas (principalmente) pliegues en forma ondulada que se pueden presentar en diferentes dimensiones y con distinto grado de deformación. La mayoría de los pliegues surgen debido a esfuerzos compresionales que generan acortamiento y engrosamiento de la corteza terrestre. Las diferentes partes que componen a un pliegue se ilustran en la figura 1: el plano axial, el cual es una superficie imaginaria que divide al pliegue de la forma más simétrica posible; si unimos puntos localizados en la máxima curvatura de la estructura obtenemos la línea de charnela, la cual puede estar inclinada con respecto a la horizontal con un ángulo de inmersión; mientras que a ambos lados del plano axial tenemos los flancos.

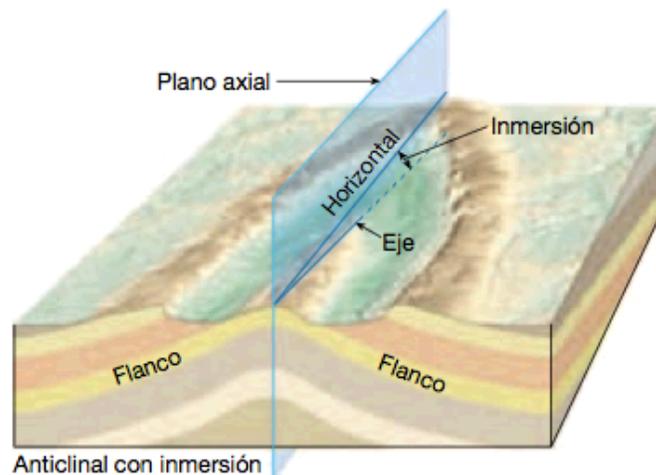


Figura 1. Partes de un pliegue. Modificado de Tarbuck, 2005.

2.1.1.1 Tipos De Pliegues

Anticlinales. Un anticlinal se forma debido al plegamiento convexo de los estratos.

Sinclinales. Son pliegues cóncavos, y generalmente se presentan asociados con los anticlinales, donde pueden llegar a compartir flancos (figura 2).

En la figura 2 también se muestra una clasificación de pliegues de acuerdo a la relación que guardan los flancos con respecto al plano axial (simetría o no simetría), y dentro de los asimétricos están los volcados o acostados, definidos por uno de los dos flancos que está inclinado más allá de la vertical. Un pliegue volcado que descansa sobre su flanco de tal forma que el plano del eje fuese horizontal, se le conoce como pliegue tumbado o recumbente.

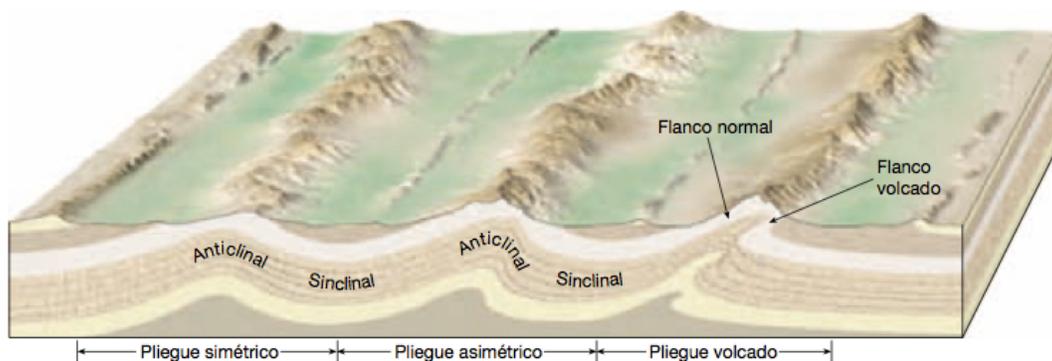


Figura 2. Tipos de pliegues. Modificado de Tarbuck, 2005.

Debido al origen dinámico de pliegues, se encuentran estrechamente relacionados a fallas, ya que al plegar los estratos y superar el régimen dúctil de las rocas, los esfuerzos comienzan a generar fracturamiento y si dichos esfuerzos no ceden, se genera el desplazamiento de material que da lugar a las fallas geológicas. Hay estructuras regionales que dan cuenta de ello: los monoclinales, que son grandes pliegues en forma de escalón en estratos sedimentarios inicialmente horizontales. Se genera una reactivación de fallas inversas en el basamento, generando un desplazamiento ascendente de material, deformando las capas de rocas depositadas sobre dichas fallas (figura 3).



Figura 3. Esquema de un monoclinal donde se observa la falla inversa en el basamento, flexionando las rocas que lo sobreyacen. Modificado de Tarbuck, 2005.

2.1.2 Fracturas

La definición de fractura se deriva del latín ‘fractus’, traducido como ‘quebrar’. En el contexto geológico, el término se ha extendido para referirse a superficies discretas que dividen en bloques a rocas y/o minerales en la naturaleza; definiendo superficies de baja cohesión entre los materiales, resultado del carácter frágil de los mismos.

El fracturamiento corresponde a una pérdida de la continuidad entre dos partes del cuerpo rocoso. Además implica la generación de una grieta y su propagación hasta que se presente la falla general o que se alcance un nuevo estado de equilibrio (Aubinet G. y Arias A.1991).

Los principales mecanismos que dan origen a familias de fracturas (sistemas de fracturas) son:

Sistemas de esfuerzos

Pérdida de carga, volumen y/o calor

Diagénesis

Actividad de seres vivos en las rocas (raíces de árboles)

Los complejos sistemas de fracturas en los yacimientos se pueden clasificar mediante métodos geométricos, descriptivos y genéticos. Una vez reconocida la naturaleza de las fracturas presentes en un yacimiento, se pueden generar modelos de flujo de fluidos a través de éstas que aproximan de forma eficiente el comportamiento dinámico del yacimiento. Acorde a la geometría, las fracturas se clasifican en fracturas seriadas si presentan regularidad en un área mientras que una geometría plana con orientación paralela y espaciamiento regular caracteriza a las fracturas denominadas sistemáticas; las no sistemáticas son de carácter curvo y geometría irregular. Las fracturas de exfoliación

son fracturas curvas de extensión que mantienen cierto paralelismo con la topografía presentando un redondeo suavizado.

2.1.2.1 Clasificación Genérica De Las Fracturas

Experimentalmente se clasifican a las fracturas en dos grupos en función del régimen de esfuerzos que las formaron: las fracturas de cizalla y las fracturas de tensión-compresión. Todas las fracturas entran dentro de esta clasificación. Las dos listas que se muestran a continuación corresponden a una tabla de clasificación de fracturas modificada de Nelson, 2001.

Clasificación genérica de fracturas:

1. Fracturas de cizalla.
2. Fracturas de compresión.
3. Fracturas de tensión.

Clasificación de fracturas por ocurrencia en la naturaleza:

1. Fracturas tectónicas (generadas por fuerzas de superficie).
2. Fracturas regionales (generadas por fuerzas superficiales).
3. Fracturas contraccionales (generadas por fuerzas de cuerpo).
4. Fracturas relacionadas a superficie (generadas por fuerzas de cuerpo)

Mediante un régimen de esfuerzos controlado en laboratorio, que se asemeja de forma cualitativa al comportamiento de los cuerpos rocosos en la naturaleza, ambos tipos de fracturas presentan una orientación de acorde con las tres direcciones de esfuerzos principales aplicados:

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \text{Máximo esfuerzo principal de compresión} \\ \sigma_2 &= \text{Esfuerzo principal intermedio de compresión} \\ \sigma_3 &= \text{Mínimo esfuerzo principal de compresión}\end{aligned}$$

Mientras que las fracturas de cizalla se generan bajo un régimen de esfuerzos diferenciales, mediante pares conjugados, Las fracturas por cizallamiento presentan un sentido de desplazamiento paralelo al plano de la fractura (figura 4).

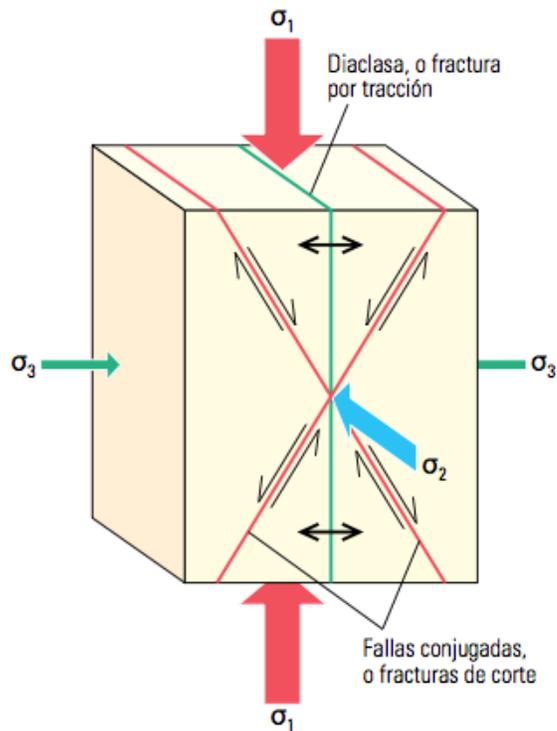


Figura 4. Esquema que muestra los esfuerzos principales y su relación con la formación de fracturas. El tamaño de las flechas de los tres esfuerzos principales indica su magnitud relativa. Modificado de Aarre Victor, 2012.

2.1.2.2 Las Fracturas En Los Datos Sísmicos.

Las fracturas tienden a alinearse en direcciones o azimuts preferenciales, y varían en escala (desde fracciones de milímetros hasta kilómetros en extensión). Sin embargo la mayoría son más pequeñas que las longitudes de onda sísmicas de los levantamientos de exploración, por lo que no resultan visibles en las representaciones estándar de los datos sísmicos procesados. Sin embargo, la respuesta sísmica cuantificable de conjuntos de fracturas puede obtenerse a partir de un análisis especializado de la información. Las fracturas presentes en una formación y que muestran una alineación preferencial generan anisotropía elástica (variación de las propiedades de las ondas elásticas con la dirección) observable en los datos sísmicos procesados.

Para la anisotropía de la velocidad sísmica causada por fracturas con una orientación preferencial, la velocidad de ondas de cuerpo tiene sus picos más altos en la dirección paralela a las fracturas, mientras que su valor mínimo se presenta en dirección perpendicular a la tendencia de las fracturas.

2.1.3 Yacimientos Naturalmente Fracturados

Un yacimiento naturalmente fracturado se constituye por un volumen de roca compuesto por un sistema de poros de diversos tamaños, en el que se pueden encontrar fracturas de diversas dimensiones, canales y cavernas de disolución, micro y macro vórgulos, y redes de fracturas. Todos estos elementos actúan simultáneamente y son saturados por fluidos.

La porosidad de los yacimientos Naturalmente Fracturados es predominantemente secundaria, derivada de estructuras geológicas secundarias (fallas, fracturas, cavidades por disolución) debido a la existencia de un complejo sistema de esfuerzos tectónicos que deformaron las secuencias estratigráficas en el pasado geológico. Este tipo de yacimientos conllevan una serie de ventajas y desventajas en su naturaleza, ya que los sistemas de fracturas permiten la acumulación y la permeabilidad focalizada, generando altos niveles de producción en la etapa temprana de explotación, pero también llevan a una baja recuperación, a una declinación rápida y a una prematura producción de agua o gas, provocando ineficiencia en los mecanismos de recuperación secundaria.

2.1.3.1 Clasificación De Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados se clasifican con base en la interacción entre la porosidad relativa y las contribuciones de permeabilidad de las fracturas y los sistemas de matrices. Una clasificación bastante aceptada de los YNF es la siguiente:

Yacimientos tipo 1. En este tipo de yacimientos, las fracturas proveen tanto porosidad como permeabilidad.

Yacimientos tipo 2. Los yacimientos tienen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz. Las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial para la productividad.

Yacimientos tipo 3 . Poseen alta porosidad y son productivos sin las fracturas, las cuales proporcionan permeabilidad adicional.

Yacimientos tipo M. Tienen una alta porosidad y permeabilidad en el sistema de matriz, por lo que las fracturas abiertas pueden resaltar la permeabilidad, pero las fracturas naturales llegan a complicar el flujo debido a que forman barreras.

Yacimientos tipo 4. Las fracturas adicionales en estos yacimientos no proporcionan porosidad ni permeabilidad adicional, por lo que comúnmente actúan como barreras de flujo que entorpecen la producción (Figura 5).

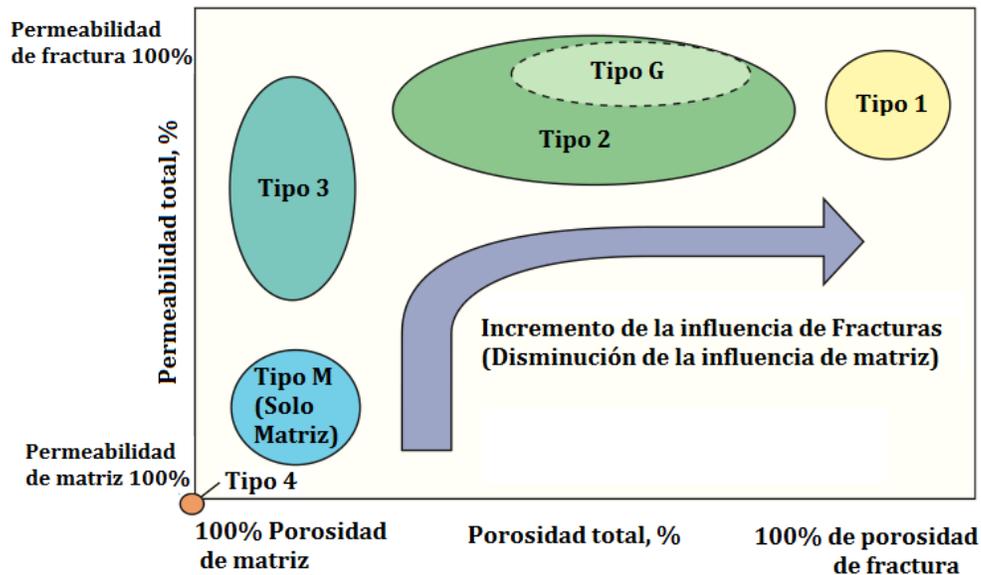


Figura 5. Sistema de Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Modificado de Bratton et al, 2006.

2.1.4 Fallas

Las fallas son fracturas en la corteza en las que se ha originado un desplazamiento notable de los cuerpos rocosos. Existen fallas de pequeñas dimensiones desde microscópicas, las observables en los cortes carreteros, hasta de enormes dimensiones como la Falla de San Andrés, que atraviesa cientos de kilómetros con muchas superficies de fallamiento interconectadas. La mayoría de las fallas son inactivas, es decir, no presentan desplazamiento en la actualidad y son resultado de una paleodinámica de la corteza.

2.1.4.1 Fallas Con Desplazamiento Vertical

En estas fallas el desplazamiento es por lo general paralelo al echado de la superficie de falla. Este movimiento llega a producir pequeños escalones conocidos como escarpes de falla. A la superficie superior de la falla se le conoce comúnmente como techo y a la parte inferior como base o muro. Existen dos tipos de desplazamientos relativos en las fallas verticales: Fallas normales y fallas inversas y dentro de estas últimas, cuando el echado es menor a los 45 grados, se le denomina cabalgamiento.

2.1.4.2 Fallas Normales.

Este tipo de estructuras geológicas indican la existencia de esfuerzos tensionales que van separando la corteza terrestre por medio de levantamiento o esfuerzos laterales opuestos. En ellas el bloque de techo presenta un desplazamiento hacia abajo en relación con el bloque de piso (Figura 6). El buzamiento más común en este tipo de fallas es de 60° aproximadamente, y tiende a disminuir conforme aumenta la profundidad. Las hay con extensiones desde unos cuantos metros hasta centenas de kilómetros.

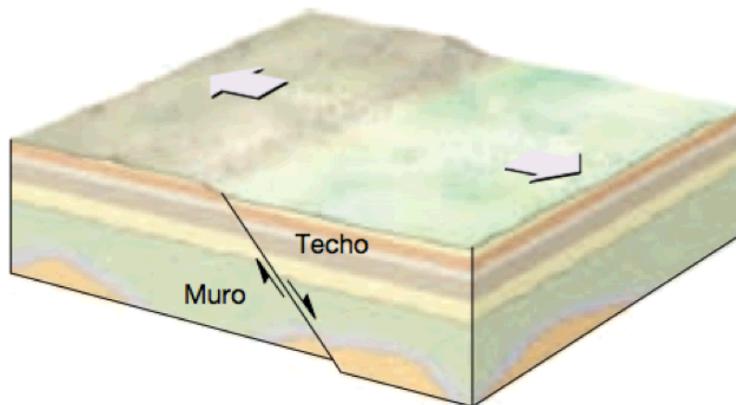


Figura 6. Esquema que muestra una falla normal. Se puede observar que están asociadas a esfuerzos de tensión. Modificada de Tarbuck, 2005.

Cuando se generan bloques de fallas normales alternos (sistemas de fallas), los bloques elevados se conocen como horst (generando cordilleras elevadas) y los bloques hundidos se nombran graben (zanjas, que generan cuencas). Los horst usualmente generan cordilleras elevadas mientras que los graben forman cuencas de interés económico. Las fosas tectónicas asimétricas son bloques de falla inclinados, las cuales también generan alternancia de altos y bajos en la topografía (figura 2).

La figura 7 muestra una falla de despegue, las cuales se extienden por kilómetros en la corteza, son de tipo normal cuya pendiente se vuelve horizontal conforme aumenta la profundidad de las mismas, generalmente representan un límite entre las rocas de régimen dúctil debajo y las rocas con comportamiento frágil sobre la falla.

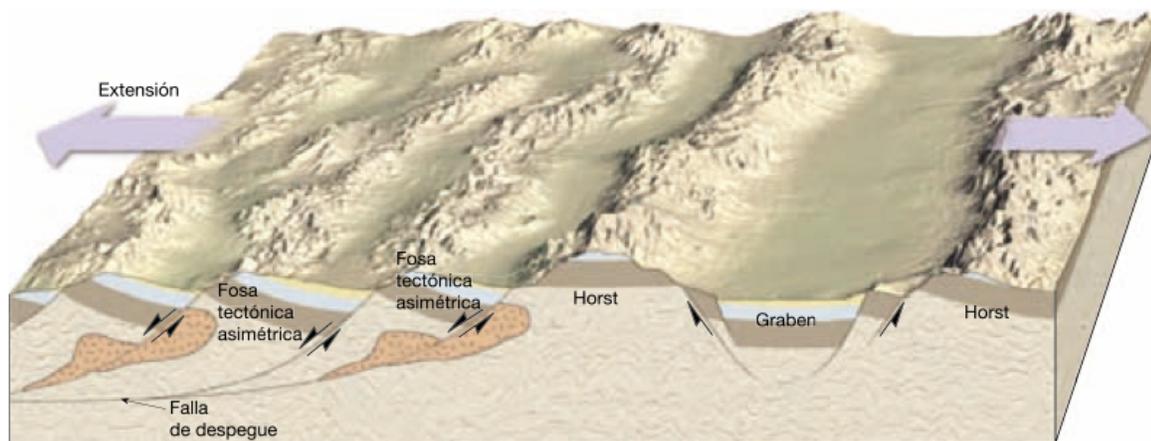
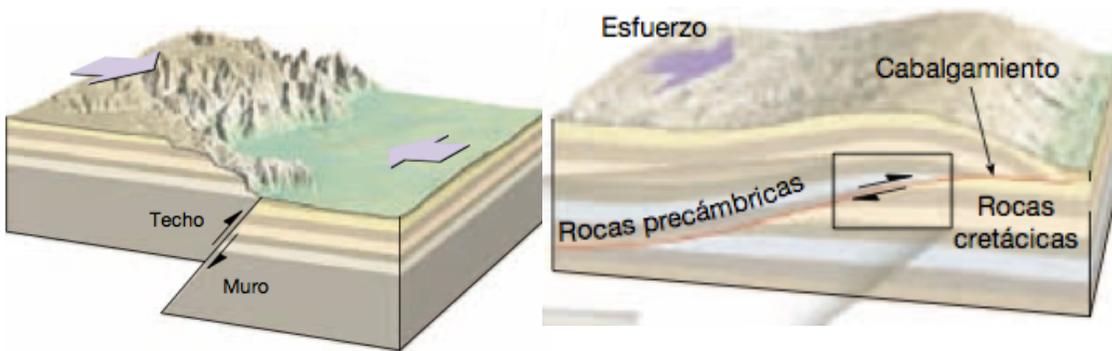


Figura 7. Esquema de un sistema de fallas normales donde se presentan horst, graben y fosas tectónicas. Modificado de tarbuck, 2005.

2.1.4.3 Fallas Inversas

En estas estructuras el bloque de techo se desplaza hacia arriba con respecto al bloque de piso, y se denominan cabalgamientos cuando el buzamiento es menor a 45° . Este tipo de fallas revelan un acortamiento de la corteza. Las fallas inversas con echado de alto ángulo usualmente son pequeñas y son la respuesta a la dinámica de otro tipo de fallas de grandes dimensiones, mientras que los cabalgamientos se presentan en todas las escalas, desde milímetros hasta cientos de kilómetros. Estos últimos desplazamientos se originan por esfuerzos compresivos y es recurrente en las zonas de subducción y otros tipos de bordes convergentes donde se existe una colisión de placas tectónicas (figura 8).

Las cabalgamientos dan origen a enormes sistemas montañosos como son los Alpes, las Rocosas septentrionales, la Himalaya y los Apalaches.



**Figura 8. Esquema de una falla inversa (izquierda) y un cabalgamiento (derecha).
Modificado de Tarbuck, 2005.**

2.1.4.4 Fallas Con Desplazamiento Horizontal

Estructuras en las que solo existe componente horizontal en el desplazamiento de bloques, y que además este se da en la dirección de la superficie de la falla, se denominan fallas horizontales o desgarres. Es común que sean de enormes extensiones, por lo que no solo existe una sola fractura, sino que consisten en zonas de fracturas aproximadamente paralelas, cuyo ancho puede llegar a varios

kilómetros. Sin embargo, para movimientos recientes el desplazamiento se puede dar en unos pocos metros, modificando estructuras como causas de ríos. Existen dos tipos de desplazamiento en estas estructuras: dextral y sinistral, el primero se presenta cuando se para uno frente a la línea de falla en superficie y el bloque opuesto se movió hacia la derecha, mientras que en el segundo tipo el desplazamiento es hacia la izquierda. Cuando este tipo de deformación es de dimensiones tales que atraviesan la litosfera oceánica, correspondiendo al límite entre dos placas tectónicas (bordes), reciben el nombre de fallas transformantes o bordes transformantes (figura 9). Muchos de estos bordes transformantes conectan las dorsales oceánicas, mientras que otras acomodan el desplazamiento entre placas continentales que se mueven en sentido horizontal una respecto de otra.

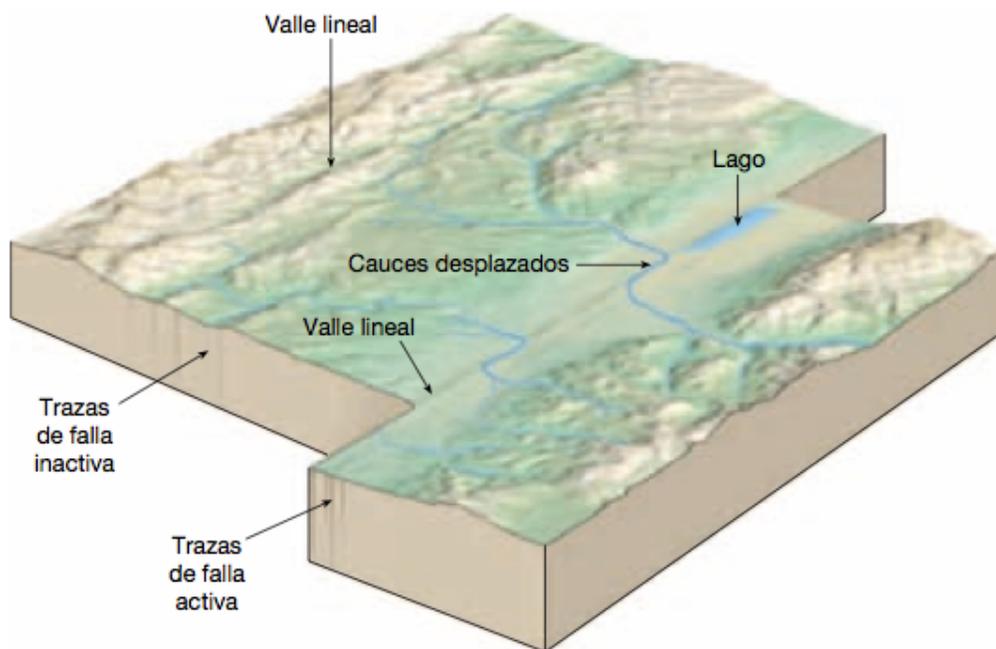


Figura 9. Esquema de una falla horizontal. Modificado de Tarbuck, 2005.

2.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Un atributo es una cualidad adscrita a cualquier persona o cosa. Ampliando el significado para nuestros objetivos, se dice que un atributo sísmico es información que se obtiene de los datos sísmicos, ya sea por una medición directa, por un razonamiento lógico o un razonamiento basado en la experiencia.

Los últimos avances computacionales, traducidos en una mayor capacidad de cálculo y de visualización debido al desarrollo e implementación de las tarjetas gráficas y procesadores más veloces, han permitido el desarrollo de una gran cantidad de atributos sísmicos que generan mayor certidumbre en las etapas de interpretación, caracterización y desarrollo de yacimientos. Un atributo sísmico es una medida derivada de los datos sísmicos basado en mediciones de tiempo, amplitud, frecuencia y/o atenuación, clasificándose de acuerdo a su naturaleza analítica (Tabla 1). Las mediciones generadas en tiempo se relacionan con estructuras, las mediciones que se basan en amplitud y frecuencia se emplean para generar o calibrar modelos estratigráficos y caracterizar yacimientos. Los datos que se emplean para obtener atributos sísmicos son comúnmente migrados y apilados primero (o apilados y migrados, el orden depende de la complejidad geológica presente), excepto el cálculo de amplitud contra *offset* ya que requiere que la información se encuentre en el dominio del punto medio común.

	Amplitud Instantánea	Fase Instantánea	Frecuencia Instantánea
Definición	$a(t) = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)}$	$\phi(t) = \arctan \frac{y(t)}{x(t)}$	$F(t) = \frac{d(\phi(t))}{dt}$
Uso interpretativo	<ul style="list-style-type: none"> •Identificar fallas y canales, detectar yacimientos de gas o “puntos brillantes (bright spots)”. •Definir eventos reflectores masivos como discordancias. •Detectar efectos de sintonía (tuning effects) de estratificación delgada. 	<ul style="list-style-type: none"> •Revela eventos débiles, tales como canales y abanicos por ganancia de su continuidad. •Ayuda a identificar límites de secuencias sísmicas y patrones de estratificación sedimentaria. •Inversión evidente de fase cuando el gas está presente. 	<ul style="list-style-type: none"> •Identificar discordancias estructurales y/o estratigráficas laterales como acuñaientos, contactos aceite/agua, contactos aceite/gas. •Definir límites de compartimentos de yacimientos

Tabla 1. Ejemplo de atributos sísmicos basados en la traza compleja. AAPG, 2003.

2.2.1 Análisis De La Trazas Sísmica Compleja

Los cálculos de curvatura volumétrica dependen primordialmente del análisis de señales sísmicas mediante el uso de la traza sísmica compleja, ya que varios atributos que son usados en la formulación de la curvatura, se definen en función de atributos instantáneos, los cuales a su vez son un desarrollo de la traza compleja.

En el análisis de las señales sísmicas, la Transformada de Fourier permite observar propiedades promediadas de la traza completa, pero nos limita al examinar variaciones locales, mientras que el análisis de la traza como una señal analítica (análisis de la traza compleja) es una técnica de transformación que conserva significancia local y es útil en problemas de interpretación, la cual efectúa una separación natural de información de fase y amplitud, conocidos como atributos. La información de fase es tanto un atributo como la base para el cálculo de la frecuencia instantánea. La información de amplitud y fase también se combina para obtener más atributos, como la frecuencia ponderada y polaridad aparente, entre otros.

2.2.1.1 Cálculo De La Traza Sísmica Compleja.

El presente desarrollo de la traza sísmica pertenece a Tanner y Koehler presentado en *Geophysics* en junio de 1979, el cual se ha convertido en una referencia clásica en el análisis y desarrollo de atributos sísmicos.

La traza sísmica $f(t)$ es en realidad la parte real de una señal analítica o traza compleja $F(t) = f(t) + if^*(t)$, donde la componente de cuadratura $f^*(t)$ (o conjugado) es determinada a partir de $f(t)$, ya que se busca que $f^*(t)$ cumpla con lo siguiente:

- 1) Sea determinada a partir de $f(t)$ mediante una convolución lineal.
- 2) Se reduzca a una representación del fasor si $f(t)$ es una sinoidal, o sea, $f^*(t) = A\text{sen}(\omega t + \theta)$ si $f(t) = A\text{cos}(\omega t + \theta)$ para todos los valores reales de A y θ y para todo $\omega > 0$.

Esto se cumple solo para señales que pueden ser representadas por series o la integral de Fourier. Esta técnica permite definir la amplitud, fase y frecuencia instantáneas en modos que son una extensión lógica de la definición de cada una de estos términos.

La traza sísmica convencional (real) se puede expresar como el producto de una amplitud $A(t)$ y una fase $\theta(t)$:

$$f(t) = A(t)\text{cos}\theta(t) \quad (1)$$

De acuerdo al segundo criterio establecido arriba, la cuadratura de la traza $f^*(t)$ es:

$$f^*(t) = A(t)\text{sen}\theta(t) \quad (2)$$

Por lo que la traza compleja $F(t)$ queda definida como:

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) = A(t)e^{j\theta(t)} \quad (3)$$

Ya que obtuvimos $f^*(t)$ a partir de $f(t)$, podemos definir $A(t)$ y $\theta(t)$ como:

$$A(t) = [f^2(t) + f^{*2}(t)]^{1/2} = |F(t)| \quad (4)$$

y

$$\theta(t) = \tan^{-1}[f^*(t)/f(t)] \quad (5)$$

A(t) es conocida como fuerza de la reflexión y $\theta(t)$ es la fase instantánea (Bracewell, 1965).

La tasa de cambio temporal de la fase instantánea se conoce como frecuencia instantánea:

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = \omega(t) \quad (6)$$

La cual se puede expresar en forma convolucional como:

$$\omega(t) = \int_{-\infty}^{\infty} d(\tau)\theta(t - \tau)d\tau \quad (7)$$

Donde $d(\tau)$ es el filtro de diferenciación (Rabiner y Gold (1975)). Dado que la fase debe ser continua haciendo necesario el desenvolvimiento del arco tangente para localizar los brincos de fase de 2π y corregirlos, resulta más conveniente obtener la frecuencia instantánea mediante el cálculo de la derivada de la función arco tangente:

$$\omega(t) = \frac{d}{dt} \{ \tan^{-1} [f^*(t)/f(t)] \} \quad (8)$$

Resultando:

$$\omega(t) = \frac{f(t)\frac{df^*(t)}{dt} - f^*(t)\frac{df(t)}{dt}}{f^2(t) + f^{*2}(t)} \quad (9)$$

Donde las derivadas de $f^*(t)$ y $f(t)$ se pueden calcular en forma convolucional como en la ecuación 7.

2.2.1.2 Cálculo de la cuadratura de la traza

Asumimos que $f(t)$ es real, definida para $-\infty < t < \infty$ y se puede representar por la fórmula integral de Fourier:

$$f(t) = \int_{-\infty}^{\infty} B(\omega)e^{j\omega t} d\omega \quad (10)$$

y

$$f(t) = \int_0^{\infty} C(\omega)\cos[\omega t + \phi(\omega)]d\omega \quad (11)$$

Ambas conforman la ecuación 10. Donde $C(\omega) = 2|B(\omega)|$ y $\phi(\omega) = \arg B(\omega)$, $\omega > 0$. Entonces:

$$f^*(t) = \int_0^{\infty} C(\omega) \text{sen}[\omega t + \phi(\omega)] d\omega; \quad (12a)$$

y

$$F(t) = \int_0^{\infty} C(\omega) e^{j[\omega t + \phi(\omega)]} d\omega. \quad (12b)$$

Las representaciones en el dominio de la frecuencia de una traza real y su equivalente traza compleja se muestran en la figura 10. El espectro de amplitud de la traza compleja $C(\omega)$ se desvanece para $\omega < 0$ y tiene dos veces la magnitud para $\omega > 0$. La fase $\phi(\omega)$ se mantiene inalterada (excepto que no está definida para $\omega < 0$). De esta manera se puede obtener la traza compleja por medio de los siguientes pasos:

- 1) Transformación de Fourier de la traza real.
- 2) Haciendo cero la amplitud para las frecuencias negativas y doblando la amplitud para frecuencias positivas.
- 3) Transformada inversa de Fourier.

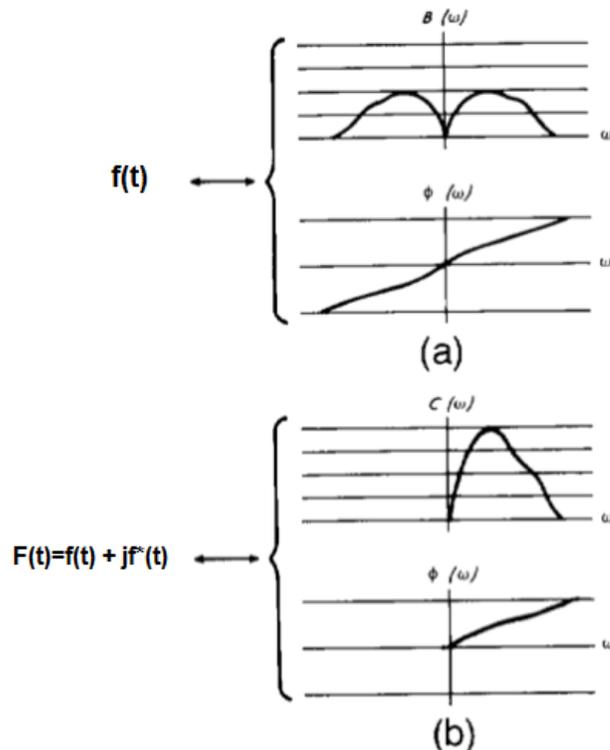


Figura 10. Representación en el dominio de la frecuencia de la traza real (a) y la traza compleja (b). Modificado de Taner, Koehler y Sheriff, 1979.

La transformada de Hilbert se puede emplear para generar la cuadratura de la traza a partir de la traza real o viceversa, a partir de una operación de convolución, la cual en su forma digital es:

$$\left. \begin{aligned} f^*(t) &= \frac{1}{\pi} \sum_{n=-\infty}^{\infty} f(t - n\Delta t) \frac{1 - e^{j\pi n}}{n} \\ f^*(t) &= \frac{2}{\pi} \sum_{n=-\infty}^{\infty} f(t - n\Delta t) \frac{\sin^2(\pi n/2)}{n} \end{aligned} \right\} n \neq 0, \quad (13)$$

Donde Δt es el intervalo de muestreo. La convolución inversa es exactamente el negativo:

$$f(t) = \frac{-2}{\pi} \sum_{n=-\infty}^{\infty} f^*(t - n\Delta t) \frac{\sin^2(\frac{\pi n}{2})}{n}, n \neq 0. \quad (14)$$

El operador normalizado de Hilbert en el dominio del tiempo (ecuación 14), se muestra en la figura 11, es impar, se desvanece con n , y decrece monótonamente en magnitud conforme $|n|$ se incrementa para n impar. Esto es comúnmente aplicado en una versión modificada truncada.

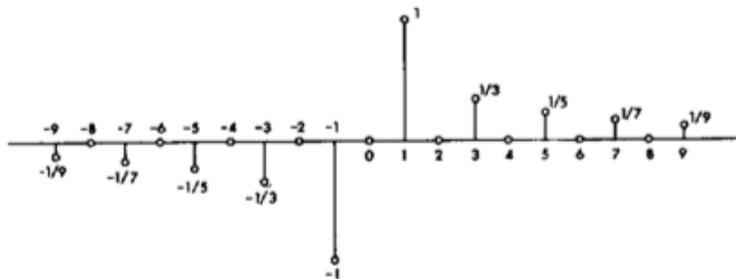


Figura 11. Operador de Hilbert normalizado en el dominio del tiempo truncado en 19 puntos. Modificado de Taner, 1979.

2.2.2 Atributos Tridimensionales

Al extender el análisis de la traza sísmica compleja a tres dimensiones podemos cuantificar propiedades de los datos como el echado del reflector.

Para obtener los atributos en 3D se ignoran las variables dependientes y se asume que los datos están en profundidad. El paso más importante es reemplazar la diferenciación en tiempo con un gradiente 3D ∇ :

$$\nabla = \frac{\partial}{\partial x} \hat{\mathbf{x}} + \frac{\partial}{\partial y} \hat{\mathbf{y}} + \frac{\partial}{\partial z} \hat{\mathbf{z}} \quad (15)$$

La base del análisis de la traza sísmica compleja 3D es el vector número de onda de fase instantánea y la amplitud instantánea o vector grupo número de onda, definido como el gradiente de la fase instantánea. Estos son la contraparte 3D de la frecuencia instantánea y el cambio de amplitud relativa. En cualquier punto del volumen sísmico, el vector de fase es perpendicular a la superficie local de fase constante y a puntos en la dirección de incremento de fase. El correspondiente vector de amplitud es perpendicular a la superficie local de amplitud constante y a puntos en la dirección en la cual la amplitud se incrementa. Estos dos vectores proporcionan una estimación completa de longitud de onda, echado y azimut. Debido a que las reflexiones sísmicas se describen mejor como superficies de fase constante que como superficies de amplitud constante, la longitud de onda, el echado y el azimut se calculan a partir del vector de fase y no del vector de amplitud.

El vector número de onda de fase instantánea \mathbf{k} se define como:

$$\mathbf{k} = \frac{1}{2\pi} \nabla \theta = k_x \hat{\mathbf{x}} + k_y \hat{\mathbf{y}} + k_z \hat{\mathbf{z}} \quad (16)$$

Donde k_x , k_y y k_z son las componentes de los números de onda de fase instantánea en las direcciones x , y y z , respectivamente. En cualquier punto en el volumen sísmico, \mathbf{k} es perpendicular a la superficie local de fase constante. El número de onda k_x se define como (y de manera similar k_y y k_z):

$$k_x = \frac{1}{2\pi} \frac{\partial \theta}{\partial x} \quad (17)$$

La ecuación anterior es inadecuada para el cálculo del número de onda ya que la fase instantánea no es continuamente diferenciable debido al envolvimiento de la fase. En su lugar, el número de onda k_x se calcula por medio de:

$$k_x = \frac{1}{2\pi} \frac{r \frac{\partial q}{\partial x} - q \frac{\partial r}{\partial x}}{r^2 + q^2} \quad (18)$$

Donde r es el volumen sísmico y q es el volumen de cuadratura correspondiente. De igual manera, k_x, k_y, k_z , son aproximados mediante una eficiente fórmula de diferencias. La longitud de onda instantánea λ (ya sea en metros o pies), es el inverso de la magnitud del número de onda:

$$\lambda = \frac{1}{\sqrt{k_x^2 + k_y^2 + k_z^2}} \quad (19)$$

La longitud de onda instantánea es una estimación de la distancia en una forma de onda sinusoidal 3D partiendo de un punto en una superficie de fase constante a la siguiente superficie con la misma fase constante, medida perpendicularmente entre las superficies (figura 12). Para echados moderados, la longitud de onda instantánea se asemeja al inverso de la frecuencia instantánea.

El echado instantáneo γ es el ángulo entre la superficie de reflexión y la horizontal y se obtiene mediante la ecuación:

$$\gamma = \arctan \left[\frac{\sqrt{k_x^2 + k_y^2}}{|k_z|} \right] \quad (20)$$

El azimut instantáneo ϕ es el ángulo a partir del norte geográfico de la dirección descendente del echado del reflector. Calculado a partir de:

$$\phi = \arctan \left[\frac{k_x}{k_y} \right] + \pi + \phi_0 \quad (21)$$

Donde π se refiere al azimut en la dirección hacia abajo del echado y ϕ_0 se refiere al azimut con respecto del norte geográfico.

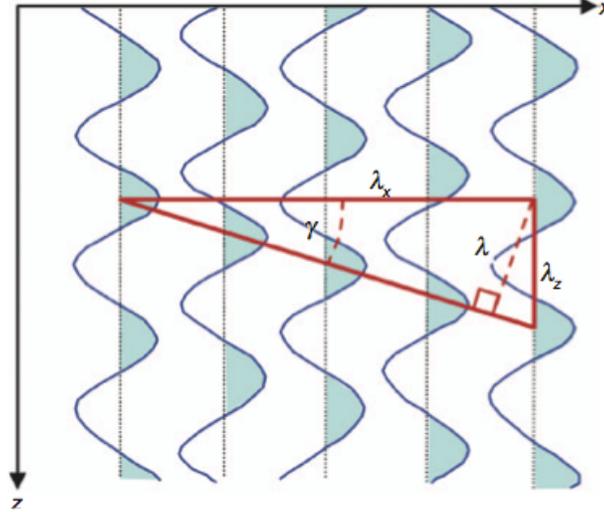


Figura 12. Longitud de onda de fase γ y echado λ y sus relaciones con los componentes de longitud de onda λ_x y λ_z , los cuales son el inverso de las componentes de número de onda k_x y k_z . La longitud de onda λ es medida perpendicular a las superficies de fase constante. Modificado de Barnes, 2007.

La longitud de onda promediada ponderada, el echado y el azimut son calculados por medio de un promedio vectorial (figura 13). Como resultado, estos atributos son determinados por medio de las mismas fórmulas tal como sus contrapartes instantáneas, con el promediado ponderado de números de onda reemplazando los números de onda instantáneos. El vector número de onda ponderado de fase $\langle \mathbf{K} \rangle_w$, determinado en una ventana promediada 3D w , se define como:

$$\langle \mathbf{K} \rangle_w = \langle k_x \rangle_w \hat{\mathbf{x}} + \langle k_y \rangle_w \hat{\mathbf{y}} + \langle k_z \rangle_w \hat{\mathbf{z}} \quad (22)$$

Donde $\langle k_x \rangle_w$, $\langle k_y \rangle_w$ y $\langle k_z \rangle_w$ son las componentes de fase de número de onda ponderado a lo largo de los ejes coordenados x , y , z , respectivamente.

El número de onda promediado en la dirección x se obtiene por medio de:

$$\langle k_x \rangle_w = \frac{\int k_x a^2 w dv}{\int a^2 w dv} \quad (23)$$

Donde dv es un diferencial de volumen y la integración es sobre todo el espacio. Los números de onda promediados en las direcciones “ x ” y “ y ” se definen de manera similar. El vector de fase proporciona una base flexible sobre la cual se construyen más atributos.

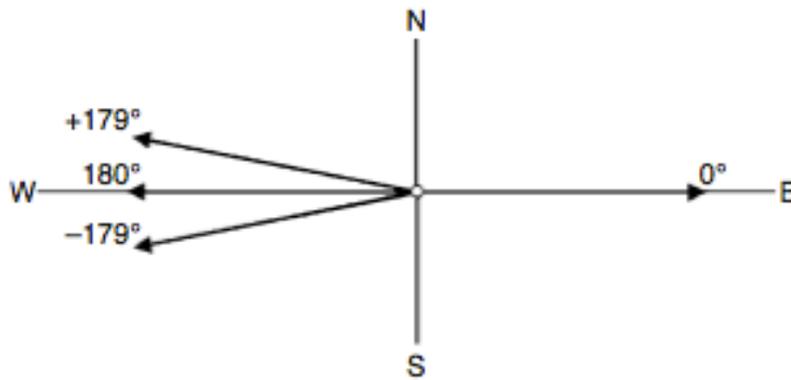


Figura 13. Dos azimuts que apuntan casi en la misma dirección (+179° y -179°), mostrando la necesidad de un promediado vectorial en lugar de un promediado escalar, el cual es de 180°, mientras que el promediado escalar sería 0°, el cual apunta en la dirección contraria. Modificado de Barnes, 2007.

El análisis de la traza sísmica compleja separa la información de amplitud de la información de fase de los datos sísmicos; esta es su esencia. La separación produce dos atributos fundamentales: la amplitud instantánea y la fase instantánea, a partir de los cuales se obtienen todos los atributos de la traza compleja. En cualquier tiempo dado, la amplitud instantánea, o envolvente de la traza, es el máximo valor de la traza sísmica, es el máximo valor que la traza sísmica puede alcanzar bajo una rotación constante de fase, y la fase instantánea es el ángulo de fase requerido para rotar la traza al máximo. Definiendo estos atributos por medio de estas propiedades permite realizar el análisis de la traza sísmica compleja en una base empírica con matemáticas completamente reales. Esto elimina las sutilezas conceptuales de la cuadratura y la traza compleja. Mediante este enfoque, la cuadratura de la traza es exactamente la traza sísmica rotada en fase 90°. Esto aparece como un paso en el cálculo sin significado físico general. La traza sísmica compleja se mantiene como una poderosa herramienta matemática que facilita la derivación de cualquier atributo, pero el intérprete sísmico puede simplemente ignorarla.

El análisis de la traza sísmica compleja trata a la señal sísmica como una sucesión continua de cortos segmentos sinusoidales cuyas propiedades son grabadas por la amplitud instantánea de las trazas, fase y cambios de amplitud relativa. Estos atributos naturalmente describen el comportamiento de la traza. La amplitud instantánea es una medida de la fuerza de la reflexión y es el atributo sísmico más popular. Cuantifica las amplitudes sísmicas independientemente de la polaridad o fase aparente, y es usada comúnmente usado para distinguir eventos brillantes. El coseno de la fase instantánea

actúa como un perfecto AGC (control de ganancia automático, por sus siglas en inglés) en el que remueve toda la información de amplitud. De algún modo, es una utilidad de procesamiento de datos, más que un atributo sísmico, y se aplica para revelar detalles y la continuidad de las reflexiones. La fase instantánea también actúa como un perfecto AGC. La frecuencia instantánea es una medida del espaciamiento aparente entre las reflexiones, y los cambios de amplitud relativa identifican puntos entre ondículas de reflexión de interferencia.

El echado, azimut y atributos de patrones de reflexión se vuelven cada vez más importantes, ya que ellos graban propiedades estratigráficas y estructurales, mientras que los atributos 1D tienden a grabar propiedades geofísicas.

Mientras que el análisis de la traza sísmica compleja produce medidas locales de amplitud, fase y frecuencia, el análisis de Fourier produce medidas globales.

2.2.3 Atributos Geométricos

Los atributos geométricos describen las relaciones espaciales y temporales de la mayoría de atributos pos apilamiento. Por ejemplo, las mediciones de continuidad lateral por el atributo de semejanza sirven como un indicador eficiente de discontinuidades y de la similitud entre estratificaciones. Este tipo de atributos también se emplean en la interpretación estratigráfica dado que definen eventos característicos y sus relaciones espaciales, por lo que se pueden emplear en la cuantificación de características que ayudan directamente al reconocimiento de patrones de depositacionales.

Las fracturas, son elementos estructurales que se encuentran en casi cualquier sistema petrolero, ya que pueden estar presentes en la roca madre, roca almacén, roca sello y ser un importante medio para la migración de hidrocarburos.

Uno de los desarrollos más importantes en la interpretación de datos de sismología de exploración ha sido el delineamiento de fracturas.

Discontinuidades geológicas de tipo estructural tales como las fracturas de magnitudes menores al alcance de la resolución de los datos sísmicos 3D convencionales, guardan una relación con el atributo sísmico geométrico de curvatura. De acuerdo al régimen tectónico existente en un yacimiento, se ha logrado una correspondencia entre las fracturas abiertas con la curvatura Gaussiana o con la curvatura en la dirección de echado de los reflectores sísmicos 3D.

Existen distintos tipos de atributos de curvatura, entre estos tenemos a las curvaturas más positivas y más negativas, los cuales son los más empleados en la industria para el mapeo convencional de fallas, fracturas y pliegues.

El atributo de curvatura ha resultado ser una herramienta que complementa muy bien al atributo de coherencia, y que además, matemáticamente no guarda relación directa con este último, aumentando la certidumbre en la etapa interpretativa.

2.2.4 Atributos Sísmicos Para La Detección De Fracturas

En la actualidad existen distintos atributos sísmicos que permiten iluminar los límites entre bloques de fallas, unidades estratigráficas, alteración diagenética y posibles acumulaciones de hidrocarburos. Por ejemplo, el atributo de coherencia sísmica muestra una medida cuantitativa de las variaciones laterales en la forma de onda, las cuales se relacionan con discontinuidades estructurales y estratigráficas en los datos sísmicos volumétricos. El atributo de varianza y el atributo de coherencia mantienen entre sí una relación recíproca ya que la varianza mide las diferencias entre las trazas sísmicas y la coherencia mide las similitudes. La varianza permite enfatizar la impredecibilidad de los horizontes sísmicos (sus bordes e interrupciones) en tanto que la coherencia enfatiza su predictibilidad, su conectividad y su continuidad. Los valores de varianza altos y de coherencia bajos pueden indicar la existencia de zonas, agrupamientos o enjambres (corredores) de fallas o fracturas.

Como atributo sísmico, la estimación de gradientes de amplitud de energía coherente nos proporciona una magnitud del cambio del reflector a través de las discontinuidades; la estimación del echado aparente proporciona una medida del cambio de la magnitud del echado en el reflector a través de una discontinuidad.

2.2.5 Atributo De Curvatura

2.2.5.1 Antecedentes del atributo de Curvatura

El uso de los atributos de curvatura se inició en distintos campos de la medicina, como el escaneo cerebral (Joshi et al, 1995) y la optometría (Daniel y Barsky, 1997), para después incorporarse a la industria petrolera. Se ha desarrollado una gran cantidad de atributos de curvatura que pueden ser aplicados a los datos sísmicos, sin embargo, solo unos cuantos resultan más útiles al momento de interpretar los resultados. El uso más imperante del atributo de curvatura es el de resaltar aspectos de superficies mapeadas difíciles de identificar por técnicas dependientes de la señal sísmica (longitud de onda, amplitud, fase).

En las últimas dos décadas varios autores han experimentado con distintos algoritmos basados en la teoría del procesamiento de imágenes, con el objetivo de resaltar características estratigráficas y estructurales de interés en rebanadas de tiempo u horizontes interpretados.

La curvatura del reflector está directamente ligada a la distribución de fracturas (Lisle, 1994) y en ciertos puntos es una medida de la deformación estructural. Hart et al. (2002) y Melville et al. (2004) emplearon atributos basados en horizontes (incluyendo atributos de curvatura) para identificar características estructurales que se pueden asociar a puntos dulces que representan enjambres de fracturas. Hart y Sagan (2005) han empleado el atributo de curvatura para delimitar características estratigráficas de interés. Stewart y Wynn (2000) examinaron el uso de la curvatura en distintas escalas en horizontes interpretados para tomar en cuenta diferentes longitudes de onda. Mientras todos los esfuerzos en el área se basaban en horizontes interpretados y rebanadas de tiempo, para 2001 Roberts mencionó que eran posibles las estimaciones volumétricas del atributo de curvatura.

Para ello, se presenta el concepto de atributo de curvatura y su aplicación 2D, para después llegar a la estimación alternativa de derivadas de orden superior (Cooper y Cowan, 2003) para el análisis multiespectral de curvatura, técnica de análisis tridimensional del método.

El propósito de un atributo relacionado con superficies es resaltar un aspecto o propiedad particular de dicha superficie y que de otra forma sería imposible observar. El término superficie se emplea para denominar a una superficie plana y/o interpretada para controlar una ventana a partir de la cual se pueden extraer varios atributos. El atributo de curvatura entra dentro de la clasificación atributos derivados de superficies (Roberts, 2001) y que se calculan directamente de la superficie de estudio. Dentro de estos tenemos a los de primeras derivadas (echado, borde y azimuth) y segundas derivadas. Como parte

de estos últimos tenemos al atributo de curvatura y métodos basados en la ecuación de Laplace.

Existe una tercera categoría de atributos relacionados con superficies, se les conoce como atributos *interpretados en superficie* (*surface-rendered attributes*). Estos atributos se obtienen a partir de atributos superficiales que permiten la visualización 3D de los horizontes, facilitando una mejor manipulación e identificación de características de interés.

2.2.5.2 Concepto de Curvatura

La curvatura es una propiedad bidimensional de una curva, describe qué tan torcida (curveada) es en un punto en particular, o sea, que tanto se desvía de una línea recta en ese punto y se define como la tasa de cambio de su dirección. Si consideramos un punto P en una curva (figura 14), la curvatura en este punto se define como la tasa de cambio del ángulo $d\omega$ con respecto a la longitud de arco dS . Existe un círculo que tiene una tangente T común con el punto P, la cual hace el mayor contacto posible con la curva. A este círculo se le denomina *círculo osculador*, cuyo radio se define como *Radio de Curvatura*, R. Un círculo tiene una curvatura K constante en cada punto. Usando esta propiedad del círculo, se define cuantitativamente a la curvatura K con la siguiente relación:

$$K = \frac{d\omega}{dS} = \frac{2\pi}{2\pi R} = \frac{1}{R} \quad (24)$$

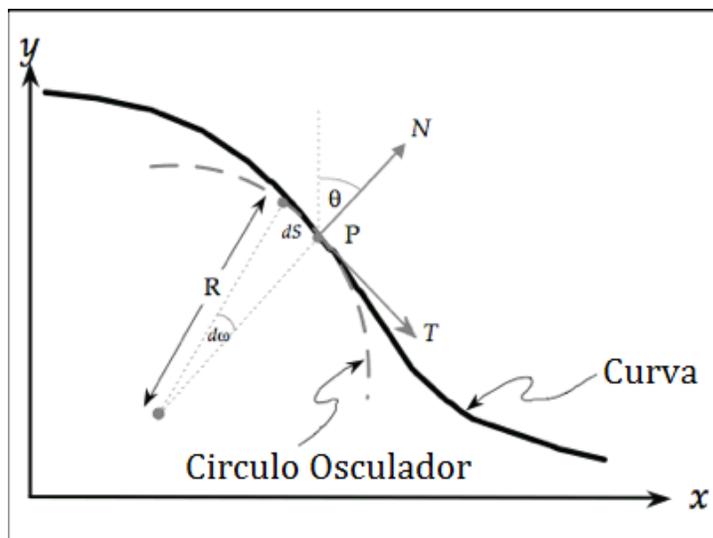


Figura 14. . Definición de Curvatura. Roberts, 2001.

De la ecuación 24 podemos deducir que la curvatura es simplemente el inverso del radio de curvatura, por lo que entre más pequeño sea el radio R, mayor será el valor de curvatura en ese punto. Si se considera el caso límite donde el radio de curvatura es infinito, la curva se aproximará a la línea recta por lo que k valdrá cero. La curvatura también puede ser expresada en términos de derivadas espaciales:

$$K = \frac{d^2y/dx^2}{(1 + (dy/dx)^2)^{3/2}} \quad (25)$$

Esta ecuación nos permite deducir que existe una relación íntima entre la curvatura y la segunda derivada de una curva. Comúnmente se emplea la segunda derivada como una medida directa de la curvatura, sin embargo, esto solo es posible cuando se tiene un echado con valor cero o casi cero.

Otra manera de visualizar la curvatura, es considerando una sección 2D a través de una superficie mapeada (figura 15). En esta figura de vectores, los cuales son normales a la superficie, están dibujados en gris a intervalos regulares a lo largo del horizonte es llano o de echado plano, los vectores correspondientes se mantienen paralelos y de esta manera la curvatura es cero para esta zona. Cuando la curva forma un sinclinal, los vectores convergen resultando en una curvatura definida como negativa (por convención). Si la curvatura define un anticlinal, los vectores divergen y se considera curvatura positiva.

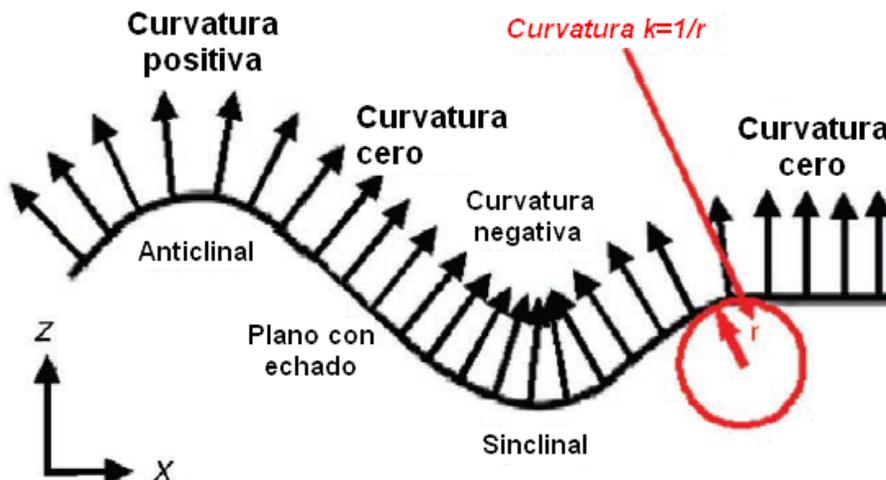


Figura 15. Definición matemática de curvatura. Tomado de Roberts, 2001.

Sin embargo, el valor y polaridad de la curvatura dependerá de la orientación que tenga la sección empleada. Diferentes secciones poseen diferentes valores de curvatura. Por lo tanto el concepto de curvatura 2D se puede extender a 3D (figura 16).

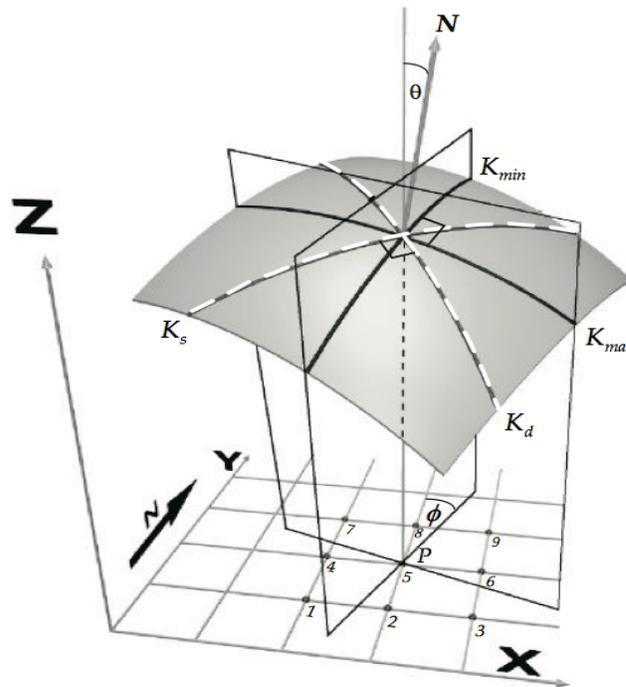


Figura 16. Curvatura de una superficie en 3D. Tomada de Roberts, 2001.

-Curvatura Normal

Se puede construir una curva al cortar matemáticamente una superficie con un plano. La intersección entre el plano y la superficie describe una curva a la cual se le puede calcular su curvatura. Sin embargo, dado que el corte se puede hacer de infinitas maneras, se define un conjunto útil de curvaturas que se obtienen por medio de planos ortogonales a la superficie y que se conocen como curvaturas normales, las cuales se pueden combinar de

diferentes maneras, y que definen propiedades importantes de la curvatura relativas a cualquier superficie:

-Curvatura promedio k_m

Es el promedio de cualquier par ortogonal de curvaturas normales a través de un punto en una superficie y es un valor siempre constante:

$$K_m = \frac{K_1 + K_2}{2} = \frac{K_{max} + K_{min}}{2} \quad (26)$$

-Curvaturas principales.

Máxima curvatura k_{max}

Para la ecuación 3, k_1 y k_2 representan cualquier par ortogonal de curvaturas normales. Del número infinito de curvaturas normales que pasan a través de un punto en una superficie, existe una curva que define la mayor curvatura absoluta a la cual se le denomina curvatura máxima k_{max} .

Mínima curvatura k_{min}

Es la curva perpendicular a la curvatura máxima.

Las curvaturas principales representan las curvaturas de valores extremos de las curvaturas normales y se pueden explicar en términos de la fórmula de curvatura de Euler (Rektorys, 1969):

$$K_i = K_{max} \cos^2 \delta + K_{min} \sin^2 \delta \quad (27)$$

Donde δ es el ángulo entre el plano de una determinada curvatura normal k_i , y el plano de la máxima curvatura k_{max} . La ecuación 4 permite establecer que cualquier curvatura normal k_i en un punto en una superficie se puede derivar a partir de las curvaturas principales. Una representación gráfica de la ecuación 4 se ilustra en la figura 17, donde se ha calculado un conjunto completo de curvaturas normales para 5 diferentes superficies, diferenciadas en su forma. Es esta combinación de curvaturas ortogonales la que nos brinda información de la forma local de la superficie.

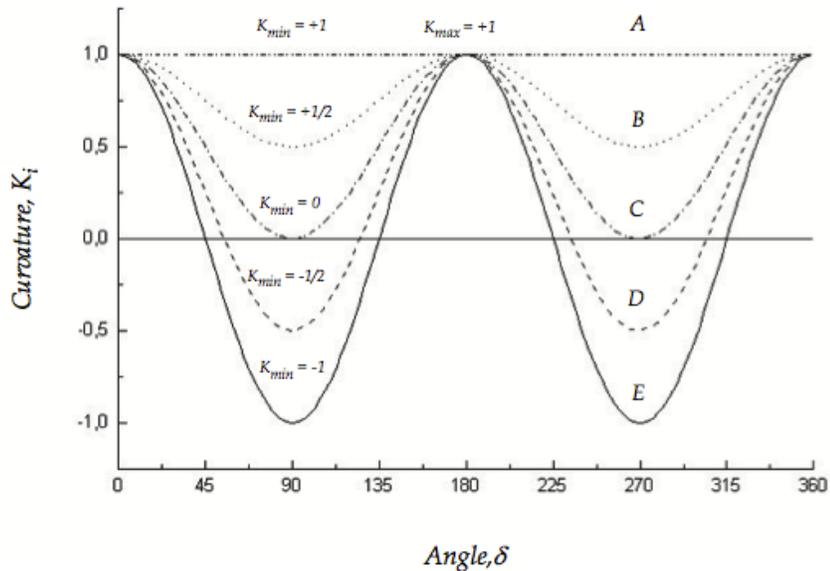


Figura 17. Representación gráfica de la ecuación de la curvatura de Euler. Tomado de Roberts, 2001.

En la tabla 2 se define la curvatura normal de todas las orientaciones para 5 diferentes superficies: A= Domo esférico; B= Domo elongado; C= Cresta cilíndrica; D= Silla elongada; E= Silla perfecta. Todas las superficies representadas en este diagrama tienen un valor de k_{max} de +1, por lo que todos los valores de k_{min} varían entre ∓ 1 . Se observa que para una superficie en particular, la curvatura se repite cada 180° y el promedio de cualquier par de curvaturas ortogonales es constante (curvatura promedio k_m). También se observa que la esfera es el caso especial donde la curvatura mínima y curvatura máxima son las mismas en cualquier orientación

Curvatura Gaussiana k_g

Esta curvatura describe una tercera propiedad importante relacionada con la flexión de una superficie. Se define como el producto de las curvaturas principales:

$$K_g = K_{min}K_{max} \quad (28)$$

Se le conoce también como *curvatura total* y se nombró después de la publicación del teorema de Gauss "Egregium" (Gauss, 1827), que significa "la teoría maravillosa". Este

teorema establece que la flexión isométrica de una superficie no modifica la curvatura Gaussiana de puntos en la superficie. En otras palabras, si una superficie se doble de alguna manera, siempre que no se rompa ni estire, la curvatura gaussiana se mantiene constante. Por ejemplo, si se toma un pedazo de papel y lo enrollamos hasta obtener un cono o un cilindro, no alteramos la curvatura gaussiana, la cual se mantiene sin cambios y siempre es cero. A este tipo de superficies se les conoce como superficies de desarrollo. Una superficie plana tiene curvatura cero en todas direcciones, un cono tiene curvatura cero en la dirección de mínima curvatura y es siempre diferente de cero en la dirección de máxima curvatura. Al formar un cono o cilindro con un pedazo de papel, solo alteramos su curvatura máxima. Por lo tanto muchas formas no se pueden diferenciar solo con el cálculo de la curvatura Gaussiana, por lo que se hace necesario calcular la curvatura promedio. La detección de la forma local a partir de la combinación de curvaturas se observa en la tabla 2.

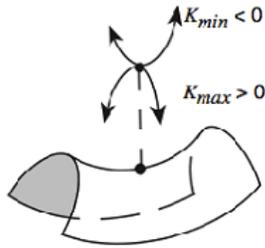
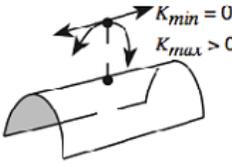
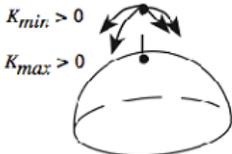
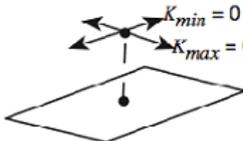
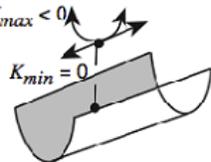
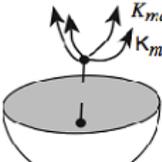
		Curvatura Gaussiana		
		$K_g < 0$	$K_g = 0$	$K_g > 0$
Curvatura Promedio	$K_m > 0$		 <i>Ridge (Cylinder)</i>	 <i>Dome (Ellipsoid)</i>
	$K_m = 0$		 <i>Flat or Planar</i>	
	$K_m < 0$	<i>Saddle</i>	 <i>Valley (Cylinder)</i>	 <i>Bowl (Ellipsoid)</i>

Tabla 2. Clasificación de la forma de curvatura. Modificada de Roberts, 2001.

2.2.6 Aplicación del Atributo de Curvatura

Existe una regla denominada regla de las 2 P antes de calcular cualquier atributo de mapeo: Preparación y Presentación.

Preparación. Dado que la curvatura está íntimamente ligada a la segunda derivada de superficie, la calidad de esta es muy vulnerable a la contaminación por ruido. Existen muchas fuentes de ruido en una superficie mapeada: de tipo geológico, de procesado, de adquisición y del picado de horizontes. Es por ello que es recomendable preparar la superficie antes de obtener la curvatura, mediante la aplicación de algún filtro espacial 2D de suavizado. Este filtro se puede obtener de varias formas, por ejemplo, un filtro de mediana iterativo (Gallagher y Wise, 1981) y un filtro de promedios pesados, o un filtro Gaussiano. Es necesario realizar varias iteraciones del mismo filtro hasta obtener un resultado deseado. Todos estos filtros son pasa bajas, por lo que atenúan los cambios bruscos en la superficie (generalmente ruido). Si no se removieran estas altas frecuencias, se tendría como resultado una curvatura oscurecida. El filtrado se debe considerar como una forma optima de remover el ruido sin sacrificar resolución ni oscurecer demasiado los detalles.

Presentación. Es muy frecuente encontrarse con atributos con poca efectividad aún cuando se prepararon los datos y se procesaron adecuadamente, esto debido a un inadecuado esquema de colores. Seleccionar adecuadamente la paleta de colores representa un paso crucial al momento de representar los datos en la pantalla. Esta selección depende mucho de las necesidades de la persona que se encargará de interpretar los resultado.

2.2.7 Cálculo De La Curvatura

Dado que las superficies mapeadas creadas en estaciones de trabajo se generan en forma de cuadrícula (matriz), se usa una aproximación cuadrática por mínimos cuadrados para la superficie mapeada (Young, 1978; Evans, 1979; Wood, 1996). De acorde con el cálculo de la curvatura en un punto en particular, en el sentido de los mínimos cuadrados, se ajusta una superficie cuadrática local (ecuación 29) mediante el uso de 8 valores de rejillas circundantes (figura 9). Al emplear este enfoque de rejillas de 3x3 celdas, el calculo de los coeficientes en la ecuación 6 se reduce a una serie de expresiones aritméticas simples (ecuaciones 30 a 35):

$$y = ax^2 + by^2 + cxy + dx + ey + f \quad (29)$$

$$a = \frac{1}{2} \frac{\partial^2 z}{\partial x^2} = \frac{(Z_1 + Z_3 + Z_4 + Z_6 + Z_7 + Z_9)}{12\Delta x^2} - \frac{(Z_2 + Z_5 + Z_8)}{6\Delta x^2} \quad (30)$$

$$b = \frac{1}{2} \frac{\partial^2 z}{\partial y^2} = \frac{(Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_7 + Z_8 + Z_9)}{12\Delta x^2} - \frac{(Z_4 + Z_5 + Z_6)}{6\Delta x^2} \quad (31)$$

$$c = \frac{\partial^2 z}{\partial x \partial y} = \frac{(Z_3 + Z_7 - Z_1 - Z_9)}{4\Delta x^2} \quad (32)$$

$$d = \frac{\partial z}{\partial x} = \frac{(Z_3 + Z_6 + Z_9 - Z_1 - Z_4 + Z_7)}{6\Delta x^2} \quad (33)$$

$$e = \frac{\partial z}{\partial y} = \frac{(Z_1 + Z_2 + Z_3 - Z_7 - Z_8 - Z_9)}{6\Delta x} \quad (34)$$

$$f = \frac{2(Z_2 + Z_4 + Z_6 + Z_8) - (Z_1 + Z_3 + Z_7 + Z_9) + 5Z_5}{9} \quad (35)$$

Para las ecuaciones 30-35, Z_1 a Z_9 se refieren a los valores de los nodos de la rejilla, como se ilustra en la figura 18 y Δx es la distancia entre nodos. Los coeficientes de las ecuaciones 30- 35 también se emplean para obtener los atributos de *ángulo de echado* (ecuación 36) y *azimut* (ecuación 37).

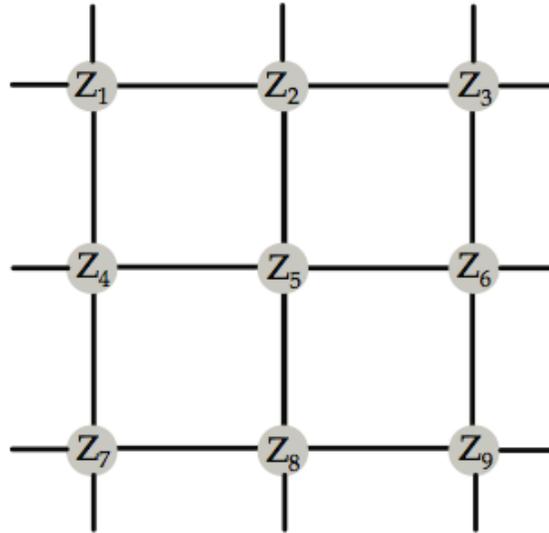


Figura 18. Celda de cuadrículas. Tiene el tamaño de apertura para el cálculo del atributo de curvatura para una superficie. Modificado de Roberts, 2001.

$$\text{Angulo de Echado} = \tan^{-1}\left(\frac{e}{d}\right) \quad (36)$$

$$\text{Azimut} = \tan^{-1}\left(\frac{e}{d}\right) \quad (37)$$

Basados en los mismos coeficientes, las distintas curvaturas se pueden reformular:

-Curvatura promedio k_m

$$K_m = \frac{a(1 + e^2) - cde + b(1 + d^2)}{(1 + d^2 + e^2)} \quad (38)$$

-Curvatura Gaussiana k_g

$$K_g = \frac{4ab - c^2}{(1 + d^2 + e^2)^2} \quad (39)$$

-Curvatura máxima k_{max}

$$K_{max} = K_m + \sqrt{K_m^2 - K_g} \quad (40)$$

-Curvatura mínima k_{min}

$$K_{min} = K_m - \sqrt{K_m^2 - K_g} \quad (41)$$

2.2.8 Curvaturas Más Positiva (K+) Y Más negativa (K-)

Dado que el atributo de máxima curvatura puede tener gran detalle de información, puede ser confuso algunas veces. Se puede obtener una pantalla de tipo de bordes al buscar todas curvaturas normales posibles para los valores más positivos y más negativos mediante el ajuste de los coeficientes d (ecuación 33), e (ecuación 34) haciéndolos valer cero. De este procedimiento se obtiene el atributo de Curvatura más positiva K_+ y Curvatura más negativa K_- :

$$K_+ = (a + b) + \sqrt{(a + b)^2 + c} \quad (42)$$

$$K_- = (a + b) - \sqrt{(a - b)^2 + c} \quad (43)$$

2.2.9 Echado y Azimut Volumétricos

Los mapas de azimut y echado junto con los mapas de relieve sombreado (Barnes, 2003), tienen el potencial de iluminar fallas sutiles con echados menores de 10 ms. Lisle (1994) y Hart et al. (2002) demostraron la relación entre la curvatura del reflector y la densidad de fracturas. Sin embargo, el ruido sísmico y variaciones en la forma de onda del reflector pueden obstaculizar la extracción de atributos en horizontes picados (Hesthammer y Fossen, 1997).

Para cálculos de echado y azimut del reflector sin necesidad de picar horizontes, Barnes (1996, 2000a) presentó un enfoque basado en el análisis 3D de la traza sísmica compleja que Scheuer y Oldenburg (1988) habían aplicado originalmente al análisis de velocidad.

El principal uso de los volúmenes de echado y azimut es el de definir una superficie local del reflector para obtener estimaciones de mediciones de discontinuidades o para extraer componentes de continuidad mediante un filtrado de los datos de entrada.

El modelo de velocidades y posibles distorsiones de este pueden generar perturbaciones en las estimaciones del echado y el azimut tanto en cubos migrados en tiempo como en profundidad antes de apilar. Es por ello que las mediciones en la profundidad del reflector son diferenciales, haciendo que los mapas de azimut y echado sean menos sensibles a errores de larga longitud de onda en el modelo de velocidades de lo que son las mediciones de la profundidad del reflector. La mayoría de las interpretaciones de los cálculos de echado y azimut se hacen con respecto a variaciones de echado y azimut a través de imágenes de colores (Marfurt et al., 1998; Lin et al., 2003), o herramientas de visualización tales como proyecciones de relieve sombreado (Barnes, 2003) o por medio de cálculos explícitos de derivadas de orden superior (Marfurt y Kirilin, 2000; Luo et al., 1996; Al Dossary y Marfurt, 2003) que son sensibles a la curvatura del reflector o rotación. Barnes (2000b) desarrolló un conjunto de texturas generadas por computadora que miden la convergencia, paralelismo y desorden del reflector, las cuales se basan en una estimación fundamental de azimut y echado y que son similares a las empleadas en la interpretación tradicional de la sísmo estratigrafía.

2.2.9.1 Definición de Echado y Azimut del Reflector

Desde la perspectiva matemática, un elemento plano de un reflector sísmico puede ser definido únicamente por un punto en el espacio, $\mathbf{x}=(x,y,z)$, y una unidad normal a la superficie, $\mathbf{n}=(n_x,n_y,n_z)$, donde n_x , n_y y n_z son las componentes a lo largo de los ejes x, y, z, respectivamente, y se eligen tal que $n_z \geq 0$ (figura 19).

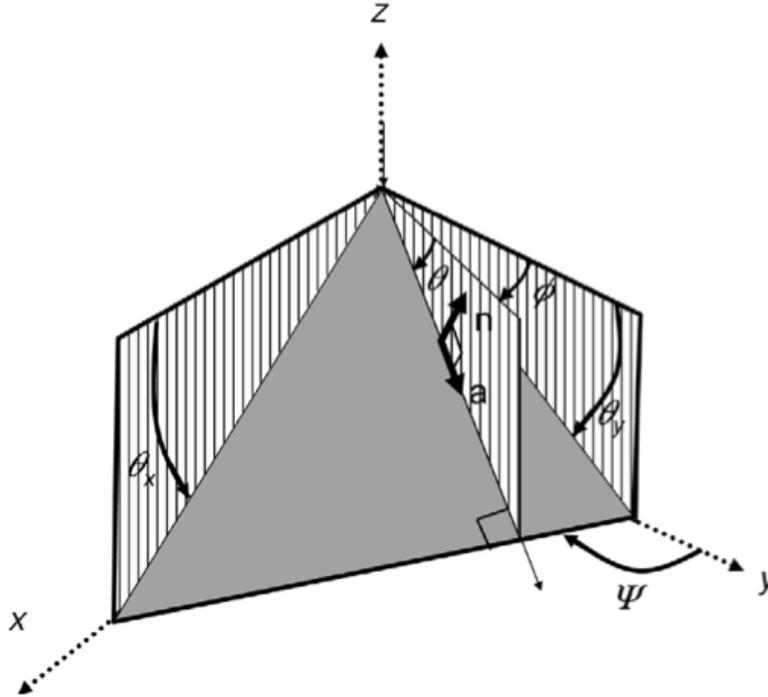


Figura 19. Nomenclatura matemática, geológica y sísmica usada en la definición de echado del reflector; a = vector unitario de echado a lo largo del reflector, n = vector unitario normal al reflector, θ = magnitud del echado, ϕ = acimut del echado, ψ = strike, θ_x, θ_y = echado aparente en el plano xz y plano yz respectivamente. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007.

En geología, una interface plana queda definida por medio de un echado aparente θ_x y θ_y , o el echado verdadero θ y su strike, ψ (figura 19). El echado aparente θ_x es el ángulo medido en el plano vertical (x,z) desde el eje horizontal x hasta la interface. De forma similar, el echado aparente θ_y es el ángulo medido en el plano vertical (y,z) desde el eje horizontal y hasta la interface. El strike ψ es el ángulo entre el norte (el eje Y en la convención del encabezado de traza SEG-Y) y la intersección entre el reflector y el plano (x,y) horizontal. El echado verdadero θ es siempre mayor o igual a los echados aparentes θ_x y θ_y , y es el ángulo medido en un plano vertical perpendicular al strike entre el plano horizontal y la interface. Los echados geológicos no tienen signo y siempre son medidos hacia abajo a partir del plano horizontal hasta la superficie. Debido a que el strike define una línea (por ejemplo, noreste-suroeste) en lugar de un vector, es necesario establecer la dirección hacia abajo del echado (noreste o suroeste).

En sismología se elimina tal ambigüedad matemática y se define al reflector por su echado y azimut. El echado, o más correctamente, la magnitud del echado θ , comparte la definición dada en un sentido geológico. El azimut, ϕ , llamado también azimut del echado, es medido a partir del norte o, por conveniencia, a partir del eje de las inlines sísmicas del levantamiento. El azimut es perpendicular al strike geológico y es medido en la dirección del echado de máxima pendiente. Usaremos la notación sísmica de echado y azimut, así como de echados aparentes a lo largo de los ejes del levantamiento, θ_x y θ_y , para definir el vector unitario del echado del reflector, \mathbf{a} , donde:

$$a_x = \text{sen}\theta\cos\phi \quad (44)$$

$$a_y = \text{sen}\theta\text{sen}\phi \quad (45)$$

$$a_z = \cos\theta \quad (46)$$

Aunque teóricamente las diferentes mediciones en el plano son equivalentes (echados aparentes y reales, azimuts, strikes, vectores unitarios, etc), pueden variar cuando se guardan con exactitud finita en una computadora. En particular, el echado y azimut no están definidos para un reflector horizontal mientras que el reflector normal y sus componentes siempre están definidos para cualquier geometría.

Sin saber la velocidad de la tierra, es considerado conveniente medir el tiempo sísmico de echado aparente (doble viaje), p y q , siendo p el echado aparente medido en s/m en la inline o dirección x, y q es el echado aparente medido en la crossline, o dirección y. Si se puede aproximar a la tierra con una velocidad constante v , la relación entre el tiempo de echado aparente p y q , y los ángulos aparentes de echado θ_x y θ_y , es:

$$p = 2\tan\theta_x/v \quad (47)$$

$$q = 2\tan\theta_y/v \quad (48)$$

2.2.10 Calculo del vector de echado usando análisis de la traza sísmica compleja

Luo et al. (1996) y Barnes (1996) describieron un método de estimación del vector de echado basado en la extensión de la traza analítica (o traza compleja). Ellos comienzan con la frecuencia instantánea de Taner et al. (1979), ω :

$$\omega(t, x, y) = \frac{\partial \Phi}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \text{ATAN2}(u^H, u) = \frac{u \frac{\partial u^H}{\partial t} - u^H \frac{\partial u}{\partial t}}{(u)^2 + (u^H)^2} \quad (49)$$

Donde Φ es la fase instantánea, $u(t, x, y)$ son los datos sísmicos de entrada, $u^H(t, x, y)$ es la transformada de Hilbert de los datos con respecto al tiempo, t , y donde ATAN2 es la función arco tangente cuya salida varía entre $-\pi$ y $+\pi$. Las derivadas de u y u^H se obtienen por medio de diferencias finitas o por medio de la Transformada de Fourier, siendo esta última la forma más conveniente debido que la transformada de Hilbert comúnmente se calcula en el dominio de Fourier. Después se calculan los números de onda instantáneos k_x y k_y :

$$k_x(t, x, y) = \frac{\partial \Phi}{\partial x} = \frac{u \frac{\partial u^H}{\partial x} - u^H \frac{\partial u}{\partial x}}{(u)^2 + (u^H)^2} \quad (50)$$

$$k_y(t, x, y) = \frac{\partial \Phi}{\partial y} = \frac{u \frac{\partial u^H}{\partial y} - u^H \frac{\partial u}{\partial y}}{(u)^2 + (u^H)^2} \quad (51)$$

Para cubos de datos sísmicos muy grandes, es conveniente estimar las derivadas espaciales, $\frac{\partial u}{\partial y}$, $\frac{\partial u^H}{\partial y}$, $\frac{\partial u}{\partial x}$, $\frac{\partial u^H}{\partial x}$, usando diferencias finitas centradas o una Transformada de Fourier relativamente corta, con el fin de eludir la necesidad de mantener el cubo entero de datos en la memoria. Alternativamente, es conveniente transponer el cubo para calcular las derivadas de la ecuación 51, después se obtiene el echado de tiempo instantáneo (p, q) al calcular la razón de k_x y k_y sobre ω :

$$p = k_x / \omega \quad (52a)$$

$$q = k_y / \omega \quad (52b)$$

Y el azimut ϕ , medido partiendo del eje y , y el tiempo de echado verdadero, s :

$$\phi = \text{ATAN2}(q, p) \quad (53a)$$

$$s = (p^2 + q^2)^{1/2} \quad (53b)$$

Si los datos de entrada están en profundidad, se calcula k_z en lugar de ω :

$$k_z(z, x, y) = \frac{\partial \Phi}{\partial z} = \frac{u \frac{\partial u^H}{\partial z} - u^H \frac{\partial u}{\partial z}}{(u)^2 + (u^H)^2} \quad (54)$$

Donde la transformada de Hilbert u^H se calcula en profundidad (z), permitiendo estimar los ángulos de echado θ_x y θ_y :

$$\theta_x = \tan^{-1}(k_x/k_z) \quad (55a)$$

$$\theta_y = \tan^{-1}(k_y/k_z) \quad (55b)$$

$$\theta = \tan^{-1} \left[(k_x + k_y)^{1/2} / k_z \right] \quad (55c)$$

$$\Phi = \text{ATAN2}(k_y, k_x) \quad (56)$$

En la figura 20 se muestra una rebanada vertical y una horizontal de un levantamiento sísmico adquirido sobre un domo salino. En la figura 21 se muestra la magnitud del echado instantáneo y el azimut obtenido de las ecuaciones 55c y 2.8d. Taner et al. (1979) previó que la estimación de la frecuencia instantánea de la ecuación 50 sufre singularidades cuando eventos de los reflectores interfieren entre ellos. Para remediar esta inexactitud, sugirió reemplazar la ecuación 50 con una envolvente promediada.

Barnes (2000) propuso el suavizado del cálculo de ω , k_x y k_y sobre 25 o más trazas adyacentes para estimar el echado y el azimut, para obtener una estabilidad mejorada a expensas de la pérdida de un poco de resolución lateral. Se muestra el resultado de tal suavizado en la figura 21. Es disminuida la naturaleza moteada de las imágenes de la magnitud del echado instantáneo y del azimut, obteniendo una imagen más suavizada y por lo tanto más real (aunque de menor resolución).

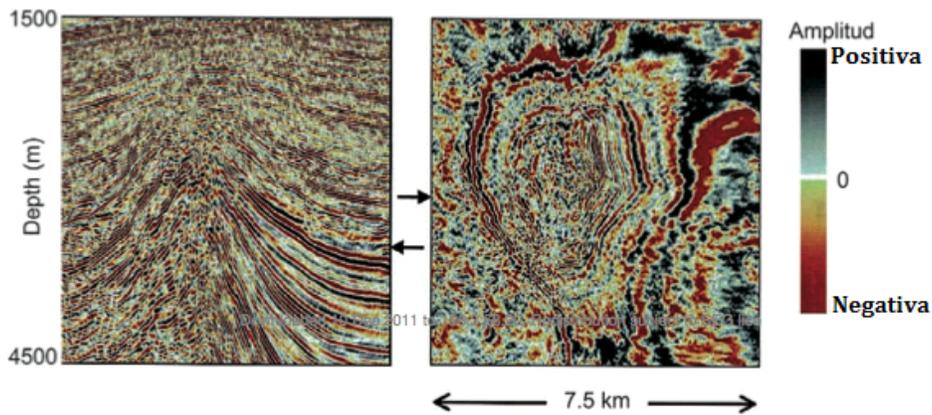


Figura 20. Sección sísmica y rebanada horizontal de los datos 3D de un domo salino. En la rebanada se nota el carácter de capas de cebolla alrededor del domo. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007.

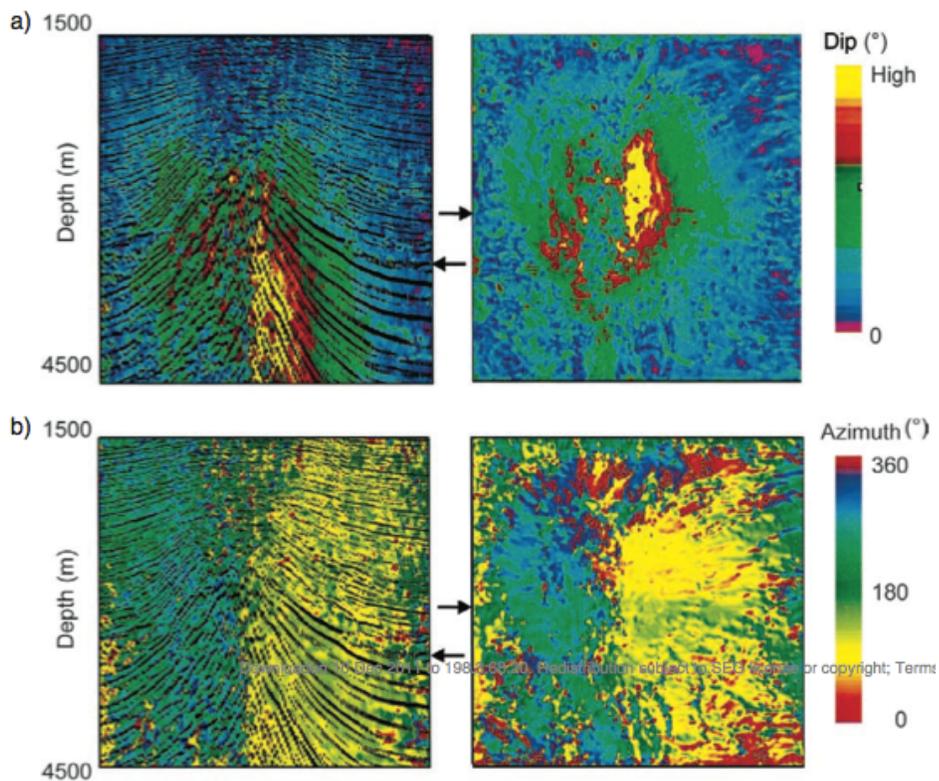


Figura 21. Rebanadas verticales y horizontales de la figura 2. A) Magnitud del echado instantáneo suavizado y b) azimuth del echado instantáneo suavizado. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007.

2.2.11 Visualización e interpretación del vector de echado

2.2.11.1 Imágenes de echado aparente

El echado es un vector que consiste de una magnitud y azimuth de echado, o su proyección en ejes cartesianos. Se puede simplemente trazar cualquiera de las componentes del vector. Además de las dos componentes independientes p y q , Marfur y Kirilin (2000) sugirieron generar imágenes de echado aparente y cualquier ángulo azimuthal:

$$p_{\phi} = p \cos \phi + q \sin \phi \quad (57)$$

Donde ϕ es medido en el sentido de las manecillas del reloj partiendo del norte.

En la figura 22 se muestran imágenes de echado aparente a diferentes valores de $\phi = 0^{\circ}$, $\phi = 30^{\circ}$, $\phi = 60^{\circ}$, $\phi = 90^{\circ}$, $\phi = 120^{\circ}$ y $\phi = 150^{\circ}$ a partir del norte en una rebanada de tiempo en $t=0.8$ s en un horizonte de caliza. Se observa que los lineamientos son iluminados de mejor manera por el ángulo de echado aparente cuando es perpendicular a dichos lineamientos.

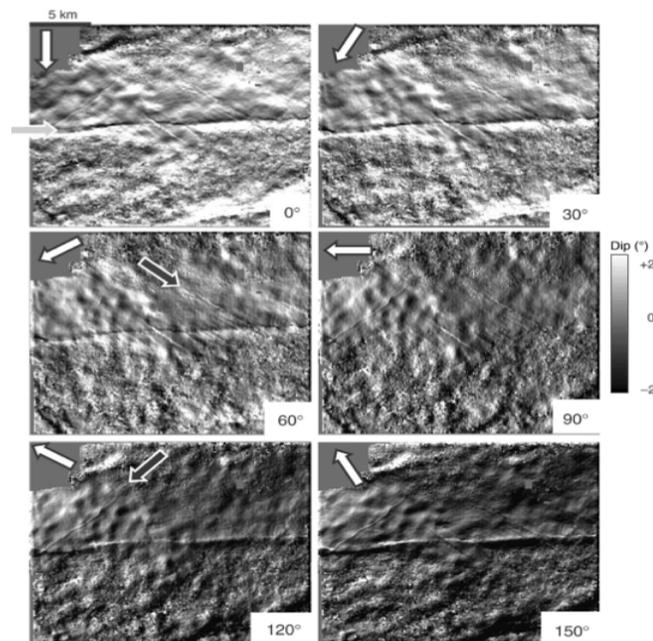


Figura 22. Echado aparente a 0° , 30° , 60° , 90° , 120° y 150° a partir del norte en una rebanada de tiempo a $t=0.8$ s. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007.

2.2.12 Cálculo de filtro derivada

2.2.12.1 Cálculos Alternativos De Derivadas

Lou et al demostraron que los cambios laterales en la amplitud del reflector se pueden mejorar mediante una simple derivada o filtro Sobel (Operador Sobel), cuya aproximación se da mediante la convolución de los datos sísmicos con el vector $[-1,0,+1]$. Si esta aproximación simple de la primera derivada se puede evaluar, podemos asumir que se pueden obtener resultados superiores al reemplazar dicho vector de tres muestras y segundo grado de exactitud, con uno de mayor grado de precisión y de mayor longitud. Por otro lado, se puede obtener un detector de bordes de mejor calidad, si se hace uso de los recientes avances hechos en el área del procesamiento de imágenes 2D y aplicarlos a datos sísmicos 3D. Una tercera alternativa es modificar las derivadas fraccionales de orden horizontal desarrolladas y aplicadas en datos de campos potenciales 2D por Cooper y Cowan para estimar la curvatura de reflectores 3D. Tales derivadas de orden fraccional nos permitirían analizar nuestros datos sobre un rango de longitudes de onda y así delinear diferentes características de escala a partir de la misma rebanada de tiempo de los datos sísmicos 3D.

El objetivo de aplicar estas técnicas consiste en estimar la curvatura volumétrica, más que la detección de bordes. Afortunadamente, incluso cuando se observa en rebanadas de tiempo, el vector de echado varía lentamente cuando se compara con la amplitud sísmica. De hecho, la variabilidad lateral del vector de echado es más cercana a aquella vista en imágenes fotográficas y datos de campos potenciales que la vista en la amplitud sísmica de las rebanadas en tiempo.

2.2.12.2 Aproximación De Orden Superior A La Primera Derivada.

Una aproximación de grado superior de una derivada puede ser interpretada como una derivada exacta multiplicada por un filtro pasa bajas. Este marco teórico de un filtro pasa-bajas de la derivada exacta es lo que permite comparar y evaluar tres algoritmos de detección de bordes. Como una ilustración de la aproximación de grado superior de la primera derivada, derivamos una derivada de cuarto orden de exactitud por la expansión de una función $u(x+h)$ y $u(x-2h)$ donde h es la separación entre trazas en la serie de Taylor

$$u(x+h) = u(x) + h \frac{d}{dx} u(x) + \frac{h^2}{2!} \frac{d^2}{dx^2} u(x) + \frac{h^3}{3!} \frac{d^3}{dx^3} u(x) + \frac{h^4}{4!} \frac{d^4}{dx^4} u(x) + O(h^5) \quad (58)$$

$$u(x-h) = u(x) - h \frac{d}{dx} u(x) + \frac{h^2}{2!} \frac{d^2}{dx^2} u(x) - \frac{h^3}{3!} \frac{d^3}{dx^3} u(x) + \frac{h^4}{4!} \frac{d^4}{dx^4} u(x) - O(h^5) \quad (59)$$

$$u(x+2h) = u(x) + 2h \frac{d}{dx} u(x) + \frac{(2h)^2}{2!} \frac{d^2}{dx^2} u(x) + \frac{(2h)^3}{3!} \frac{d^3}{dx^3} u(x) + \frac{(2h)^4}{4!} \frac{d^4}{dx^4} u(x) + O(h^5) \quad (60)$$

$$u(x-2h) = u(x) - 2h \frac{d}{dx} u(x) + \frac{(2h)^2}{2!} \frac{d^2}{dx^2} u(x) - \frac{(2h)^3}{3!} \frac{d^3}{dx^3} u(x) + \frac{(2h)^4}{4!} \frac{d^4}{dx^4} u(x) - O(h^5) \quad (61)$$

Para obtener la primera derivada du/dx , multiplicamos las ecuaciones 58-61 por los parámetros a_1, a_2, a_3 y a_4 respectivamente, y los sumamos para obtener:

$$\begin{aligned} & a_1 u(x+h) + a_2 u(x-h) + a_3 u(x+2h) + a_4 u(x-2h) \\ &= (a_1 + a_2 + a_3 + a_4)u(x) + e_1 h \frac{d}{dx} u(x) + e_2 h^2 \frac{d^2}{dx^2} u(x) + e_3 h^3 \frac{d^3}{dx^3} u(x) \\ &+ e_4 h^4 \frac{d^4}{dx^4} u(x) \end{aligned} \quad (62)$$

donde e_1, e_2, e_3 y e_4 están dados por:

$$\begin{aligned} e_1 &= a_1 - a_2 + 2a_3 - 2a_4, \\ e_2 &= \frac{1}{2}a_1 + \frac{1}{2}a_2 + 2a_3 + 2a_4, \\ e_3 &= \frac{1}{6}a_1 - \frac{1}{6}a_2 + \frac{4}{3}a_3 - \frac{4}{3}a_4, \\ e_4 &= \frac{1}{24}a_1 + \frac{1}{24}a_2 + \frac{2}{3}a_3 + \frac{2}{3}a_4 \end{aligned} \quad (63)$$

Para expresar la primera derivada sólo en términos de $u(x), u(x+h)$ y $u(x-2h)$, necesitamos elegir los coeficientes tales que $e_2=e_3=e_4=0$ y $e_1=1$. Haciendo esto, nos da $a_1=+2/3, a_2=-2/3, a_3=+1/12$ y $a_4=-1/12$, los cuales, cuando se introducen en la ecuación 25, brinda una aproximación de la primera derivada de cuarto orden:

$$\frac{du(x)}{dx} = \frac{\frac{2}{3}u(x+h) - \frac{2}{3}u(x-h) - \frac{1}{12}u(x+2h) + \frac{1}{12}u(x-2h)}{h} \quad (64)$$

Fornberg ha llevado a cabo esta aproximación para un juego completo de operadores de orden superior. En el límite, la derivada de primer orden esta aproximada por:

$$\frac{du}{dx} = F^{-1}\{ik_x F[u(x)]\} \quad (65)$$

Donde F y F^{-1} representan la transformada directa e inversa de Fourier, k_x es el número de onda, i es la raíz de menos 1. la figura 23 se interpreta como un conjunto de filtros pasa-bajas aplicados al operador derivada exacta. Con esto se ha demostrado que las derivadas filtradas que mejoran la variación de la longitud de onda más grande del reflector, proporcionan imágenes de la deformación sutil que solo se logró ver en superficies interpretadas manualmente.

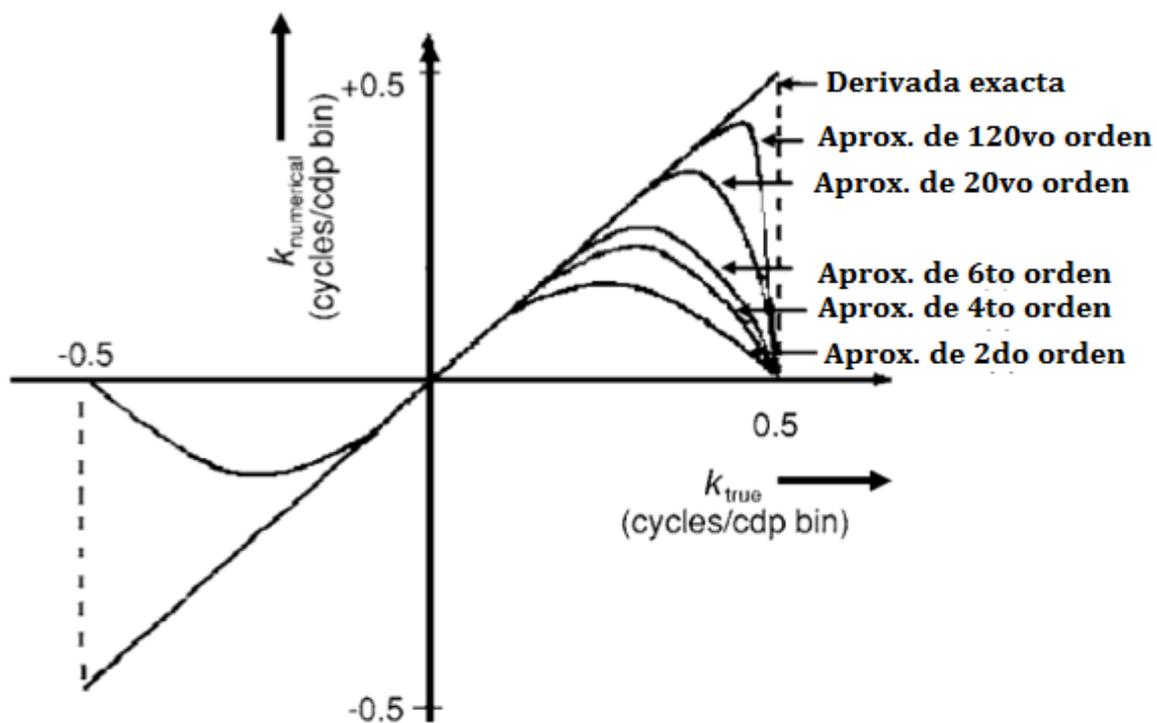


Figura 23. Respuesta espectral de las aproximaciones en diferencias finitas a la primera derivada en una rejilla discreta, con h como incremento. Modificada de Al Dossary, 2006.

2.2.12.3 Detector De Borde De Torreao Y Amaral

El desarrollo de Torreao y Amaral estaba enfocado en el desarrollo un detector de bordes robusto que tuviera propiedades de derivada. Notaron que en muchas aplicaciones de procesamiento de imágenes, se buscaba detectar bordes que segmentaran diferentes regiones de señales que variaban sutilmente, contaminadas por ruido que originaban cambios bruscos. Por lo tanto eligieron estimar señales que tuvieran un comportamiento del tipo:

$$\bar{u}(x + L) = u(x) + O(x)^2 \quad (66)$$

Para todos los valores de x , donde $u(x+L)$ es igual a la señal en la localización $x+L$. Usando una expansión de series de Taylor, reescribieron la ecuación 66 como:

$$\bar{u}(x) + \frac{L}{1!} \frac{\partial \bar{u}}{\partial x} + \frac{L^2}{2!} \frac{\partial^2 \bar{u}}{\partial x^2} = u(x) \quad (67)$$

La solución de la función de Green correspondiente a la ecuación 67 es:

$$G_2(+x) = \begin{cases} 0 & x < 0 \\ \frac{2}{L} \operatorname{sen}\left(\frac{x}{L}\right) \exp\left(-\frac{x}{L}\right) & x > 0 \end{cases} \quad (68)$$

Después, modificaron la ecuación para resolver para la señal en $x-L$. Si la señal varía suavemente, estos límites deberían ser idénticos. Forman, por lo tanto, un operador diferencial:

$$D_2(x) = \frac{1}{2L} [G_2(-x) - G_2(+x)] \quad (69)$$

En la ecuación 32, se usa el símbolo D_2 en lugar de \hat{u} . De acuerdo a la ecuación 67, $D_2=0$ para ambas variaciones de señal, lineal y parabólica. Para operadores de mayor orden D_3 y

un híbrido D_{23} al combinar los operadores D_2 y D_3 , Torreao y Amaral encontraron que el operador D_{23} es mejor para detectar bordes.

Se muestra en la figura 24 la respuesta en frecuencia del operador de Torreao y Amaral D_{23} para valores de $L=h, 2h, 3h, 4h$, y $5h$, donde h es la separación entre trazas sísmicas. El operador para $L=h$ y el operador de diferencias finitas de segundo orden mostrado en la figura 23 son indistinguibles entre si. Al incrementar el valor de L incrementamos el número de trazas sísmicas y la respuesta espectral de bajo número de onda (*longwavelength*) del operador. Se ha descubierto entonces que el operador D_{23} es el más efectivo de los detectores de bordes desarrollados recientemente en el procesado de imágenes cuando son aplicados a los datos sísmicos. En particular, produce bordes más robustos y mejores estimaciones de curvatura que las derivadas clásicas mostradas en la figura 23.

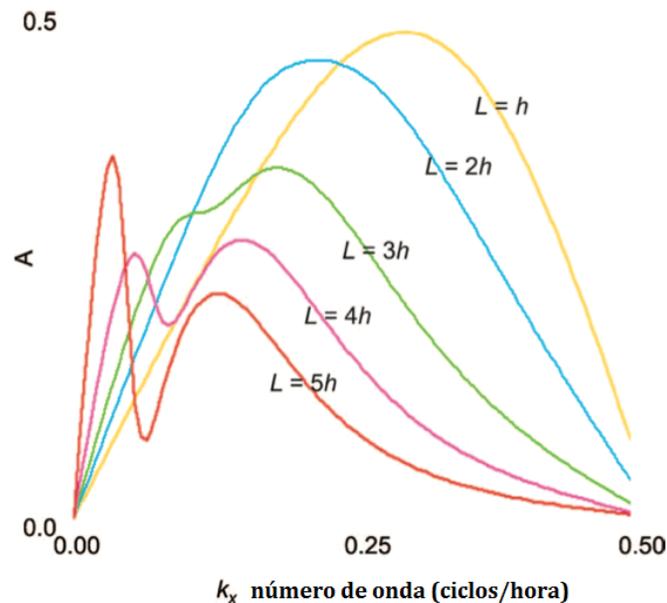


Figura 24. Respuesta espectral del detector de bordes D_{23} de Torreao y Amaral (2002) para valores de $L=h, 2h, 3h, 4h$ y $5h$. El operador $L=2h$ posee un contenido espectral similar al filtro Sobel (algoritmo de segundo orden de exactitud) mostrado en el espectro anterior. Modificado de Al Dossary, 2006.

2.2.13 Derivadas De Orden Fraccional

Cooper y Cowan (2003) aplicaron derivadas de orden fraccional en datos magnéticos y gravimétricos, para trazar características lineales que dependían de la longitud de onda. Para mostrar la matemática detrás de las derivadas fraccionales, asumimos que tenemos una función $u(x)$ cuya primera derivada parcial es du/dx . En el dominio del número de onda, la primera derivada está dada por:

$$F(\partial u/\partial x) = -ik_x F[u(x)] \quad (70)$$

Podemos por lo tanto, definir la derivada horizontal fraccional en el dominio del número de onda como:

$$F_\alpha(\partial u/\partial x) = -ik_x^\alpha F[u(x)] \quad (71)$$

donde alfa es el número fraccional real.

Cooper y Cowan no presentaron detalles de su implementación. Mientras una derivada fraccional puede ser representada formalmente como $(ik_x)^\alpha F(k_x)$, se ha encontrado que es más útil mantener el cambio de fase en un valor constante de i , o 90° . En la propuesta de implementación se mantiene el peso del espectro de amplitud de la derivada fraccional pero el espectro de fase es el convencional de la primera derivada. Además, basado en la experiencia del análisis de la eficacia del algoritmo de Torreao y Amaral, se propone un filtro pasa-bajas al aplicar un simple taper de coseno elevado, $T(k_x)$. El pico de $T(k_x)$ se encuentra en $\alpha k_{Nyquist}/2$, donde $k_{Nyquist}=1/2h$. Finalmente, para propósitos de escalamiento, resulta útil normalizar la energía de cada filtro a una constante que es igual a la energía del filtro asociado con $\alpha = 1.0$ (figura 25). El operador derivada D_x se puede expresar como:

$$D_x = F^{-1}\{-i(k_x)^\alpha F[u(x)]T(k_x)\} \quad (72)$$

De esta manera, la aproximación de D_x para $\alpha = 1.0$ es idéntico al del operador de diferencias finitas de segundo orden y al operador de Torreao y Amaral D_{23} con $L=h$.

Resumiendo la discusión previa, Al-Dossary y Marfurt notaron que:

- 1) Incrementando la exactitud de una estimación numérica de una derivada calculada en una malla discreta requiere una ventana de análisis más grande (más puntos en el cálculo). El mayor impacto de tal cálculo es incrementar las componentes de corta longitud de onda de los resultados (figura 23).
- 2) Los sofisticados detectores de bordes desarrollados por especialistas en procesamiento de imágenes, representados por el operador de Torreao y Amaral D_{23} son una mejora sobre los operadores convencionales de derivada como el filtro de Sobel, al incrementar la información de larga longitud de onda con respecto a los componentes de corta longitud de onda de la imagen (figura 24).
- 3) Se puede obtener un operador derivada más simple de larga longitud de onda mejorado al filtrar los resultados con un filtro pasa-bajas de un operador convencional de primera derivada (figura 25). Al hacer esto, se mantienen las ventajas visuales del operador de Torreao y Amaral D_{23} , mientras se producen imágenes que pueden ser interpretadas directamente como estimaciones pasa-banda de la forma del reflector.

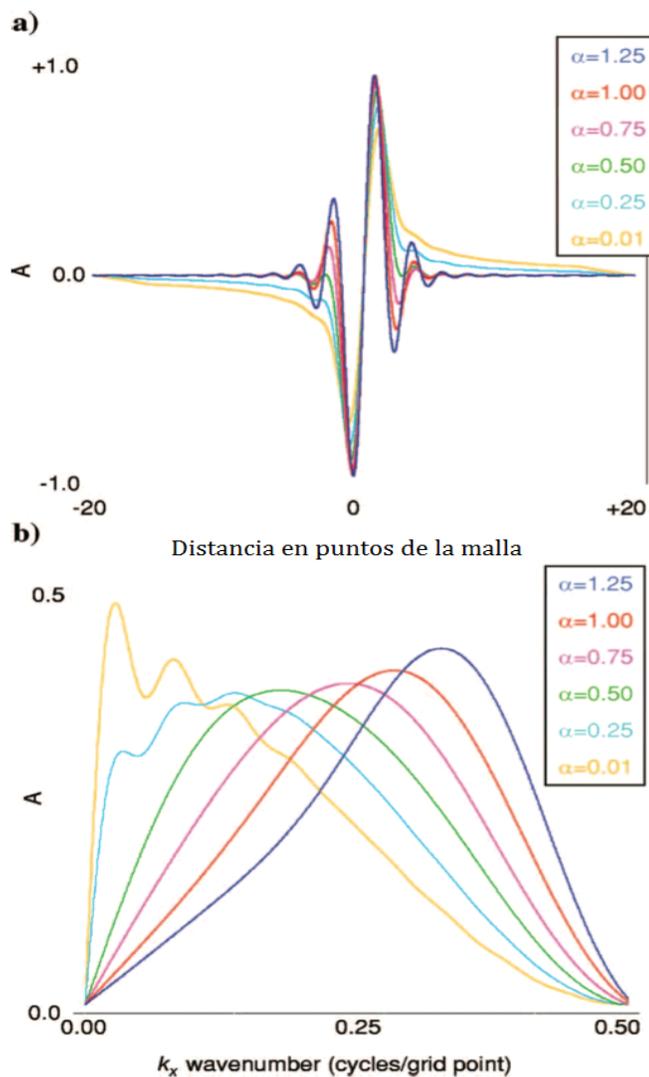


Figura 25. Operadores espaciales (a) y su correspondiente espectro usado en la derivada fraccional D_α , dada por la ecuación 71. Modificado de Al-Dossary y Marfurt, 2006.

2.2.14 Mediciones Alternativas De La Forma Del Reflector

En la naturaleza los reflectores sísmicos se encuentran generalmente plegados o fracturados. Muchas regiones del subsuelo se pueden describir como caóticas, sobre todo en los nuevos yacimientos que se encuentran a mayor profundidad e incluso por debajo de cuerpos salinos.

En este trabajo, en la parte de curvatura volumétrica, se busca aplicar un algoritmo que estime la forma del reflector (curvatura volumétrica) en un cubo entero de datos sísmicos sin que se sea necesario realizar una interpretación a priori.

Se ha encontrado que un estimado del echado del reflector basado en un escaneo de coherencia multi-ventana (Marfurt, 2006) produce resultados tanto estables como de alta resolución lateral. Estas técnicas serán empleadas como entrada del algoritmo de curvatura en el presente trabajo.

Dado un cubo de vector de echado estimado:

$$u(z, x, y) = p(z, x, y)\hat{\mathbf{x}} + q(z, x, y)\hat{\mathbf{y}} \quad (73)$$

Donde p y q son los componentes del echado y donde X y Y son vectores unitarios a lo largo de los ejes cartesianos, podemos matemáticamente descomponerlos en dos partes:

$$\text{div}(\mathbf{u}) = (\partial p / \partial x + \partial q / \partial y) \quad (74)$$

y

$$\mathbf{r}_z = (\partial p / \partial y - \partial q / \partial x) \quad (75)$$

En general, cualquier campo vectorial arbitrario se puede expresar por alguna combinación lineal de las ecuaciones 74 y 75. La ecuación 74 es la divergencia del vector de echado, el cual para el caso $p=q=0$ en el punto de análisis, es proporcional a la definición de Roberts (2001) de curvatura media, k_{mean} . La ecuación 75 se define como la rotación del reflector r_z y es la componente vertical del rotacional del vector de echado. La componente vertical del rotacional (\mathbf{u}) es diferente de cero cuando las estimaciones del echado son ruidosas o cuando hay una componente de deslizamiento (strike/slip) de deformación. Las otras componentes del vector rotación corresponden a la adquisición más que a ejes posicionales, y se consideran poco útiles para el tipo de análisis que se lleva a cabo.

2.2.15 Relación Entre Fracturas Y Curvatura

Las fracturas (enjambres) se presentan cuando las rocas frágiles se flexionan y superan su estado elástico (figura 26). Asociar las fracturas abiertas con las diferentes mediciones de curvatura es una tarea compleja y se ve afectada por la litología, fracturas, fallas previas, la presión de poro, el régimen de paleo-esfuerzos y esfuerzos actuales, pero podemos afirmar que si existió una deformación simple en una zona y el régimen de esfuerzos actual no ha cambiado desde la última deformación estructural, se pueden emplear los mapas de curvatura para predecir fracturas abiertas. Sin embargo es necesario reconstruir el régimen de paleoesfuerzos y paleodeformaciones a través de una o más fases de reconstrucción palinspásticas y se debe considerar cuales fallas y fracturas han sido diagenéticamente rellenadas o alteradas. Cada fase de deformación agrega una nueva fábrica o anisotropía a la roca, volviendo más compleja su respuesta a subsecuentes sistemas de esfuerzos.

Hart et al (2002) mostraron como la producción en una arenisca impermeable puede ser mejorada por la presencia de fallas y fracturas asociadas a pliegues (figura 27a-c) al notar que los pozos con mejor producción intersecaban flexiones, tales como aquellos en amarillo en la figura 27c. La figura 27b nos muestra cómo los pliegues estarían representados como zonas de alta curvatura.

Lisle (1994) hizo una de las primeras correlaciones de la curvatura del reflector con fracturas y predijo que la curvatura Gaussiana K_{GAUSS} (la cual es positiva para cuencas y domos, negativa para sillas y cero para planos, crestas y valles) debería correlacionarse con fracturas abiertas en un campo productor en el noroeste de Nuevo México (figura 28). En contraste, otros investigadores encontraron que la componente del echado de la curvatura se correlaciona con fracturas abiertas en la formación Austin Chalk del centro de Texas. En cada uno de estos casos, la variabilidad en la litología y el presente régimen de esfuerzos determinan cuales fracturas están abiertas y cuales están cerradas. Tal régimen de esfuerzos se puede medir o inferir a partir de las ovalizaciones del pozo, imágenes de pozo, trazadores y la historia de producción.

Aunque la predicción directa de fracturas abiertas usando curvatura requiere de una calibración de los datos de producción, las imágenes de curvatura son una poderosa herramienta para la interpretación estructural y estratigráfica convencionales. Debido a que los eventos que tienen curvatura diferente de cero en una dirección (como valles y crestas que no son rectos pero tienen una elevación constante) tienden a presentar valores de k_{min} que fluctúa alrededor de cero, Roberts (2001) encontró que la curvatura gaussiana también será cero siendo de poca ayuda en el mapeo de fallas.

Se ha encontrado que las curvaturas más positiva k_{pos} y más negativa k_{neg} son las más útiles para delinear fallas, fracturas, flexuras y pliegues debido al par de mediciones que muestran la misma polaridad para una característica geológica determinada. Ello nos permite rastrearla mejor, tanto visualmente como con software especializado. Además, una barra gradada simple de dos colores nos permite interpretar valores negativos de la

curvatura más positiva como una cuenca y valores positivos de curvatura más negativa como un domo.

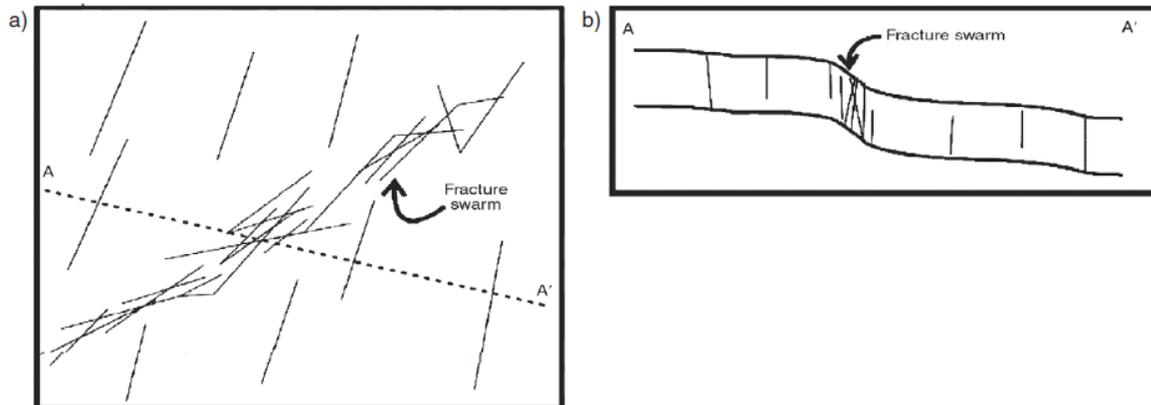


Figura 26. Vista de planta y (b) una sección de un enjambre de fracturas idealizado, asociado con un pliegue o falla orientada en un ángulo de tendencia regional. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007.

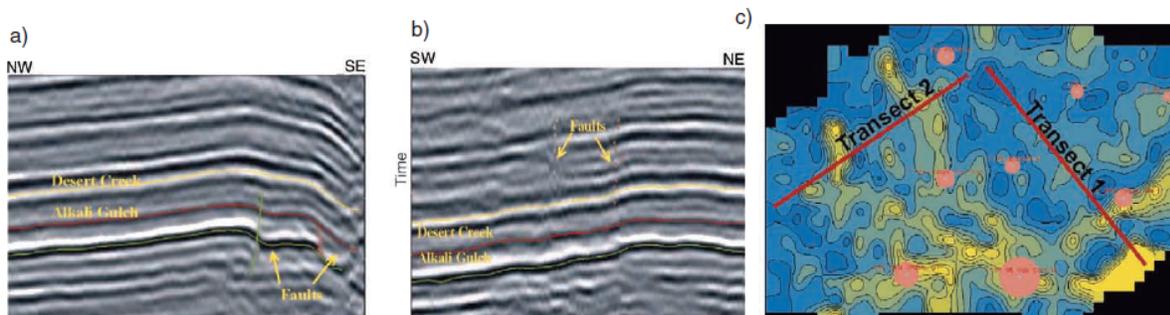


Figura 27. Corte sísmico (a) de una falla inversa con desplazamiento hacia el noreste y (b) falla normal con strike noroeste. (c) Mapa de intensidades de echado mostrando en amarillo altos echados. Las burbujas rosas muestran de acuerdo al tamaño, las mejores producciones en un año determinado. Se observa que las burbujas más grandes caen en intersecciones de echados, demostrándose que las fracturas mejoran la producción. Modificado de Chopra Y Marfurt, 2007 (después de Hart et al., 2002).

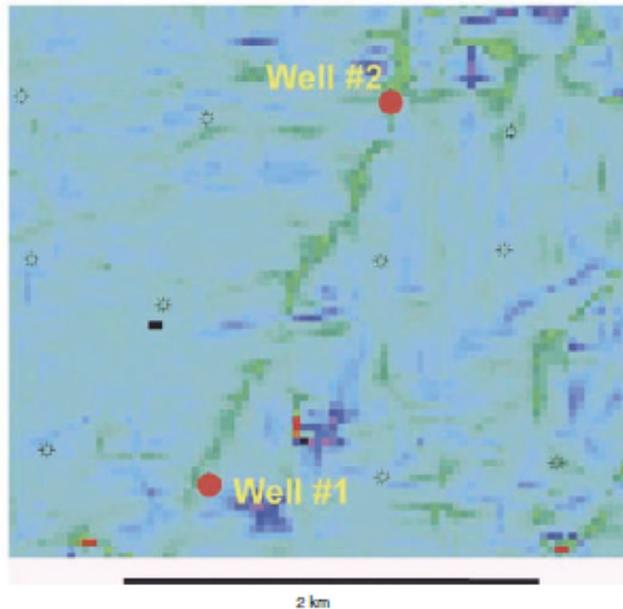


Figura 28. Mapa de la componente de strike de curvatura calculada a partir de una arenisca impregnada de gas del noroeste de Nuevo México. Las áreas verdes muestran una tendencia lineal noroeste-sureste donde se localizan pozos separados 2.5 km que han producido más de 10 mil millones de metros cúbicos de gas cada uno. El análisis de la producción muestra una interferencia entre estos pozos pero no entre los pozos adyacentes representados por los círculos. Modificado de Marfurt y Chopra, 2007.

También se ha encontrado que la máxima y mínima curvatura resultan útiles. En la figura 29 se muestra una sección vertical y un mapa de estructuras temporales presentado por Sigsmond y Soldo (2003). En la figura 30 se muestran los mapas de magnitud de echado y máxima curvatura generados a partir del picado obtenido en la figura 29b. Aunque estas dos imágenes muestran esencialmente el mismo sistema de fallas, el signo de la máxima curvatura (y un conocimiento a priori sobre el transporte de sedimentos a lo largo de la falla) permite visualizar qué tanto se movió cada bloque con respecto a los bloques vecinos. La figura 30 muestra el cálculo más simple de curvatura (aplicado directamente sobre la superficie interpretada sin filtrar). Las estimaciones de larga longitud de onda de la curvatura del reflector extraen características sutiles que son mucho menos obvias que en los mapas de estructuras en tiempo.

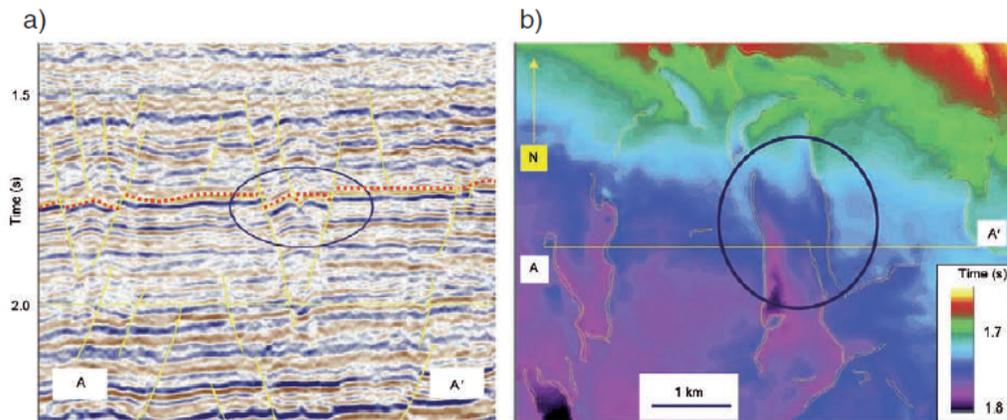


Figura 29. Segmento de una sección sísmica con un horizonte interpretado indicado por la línea roja punteada. El círculo azul indica la presencia de un graben (en a y b). Modificado de Marfurt y Chopra, 2007.

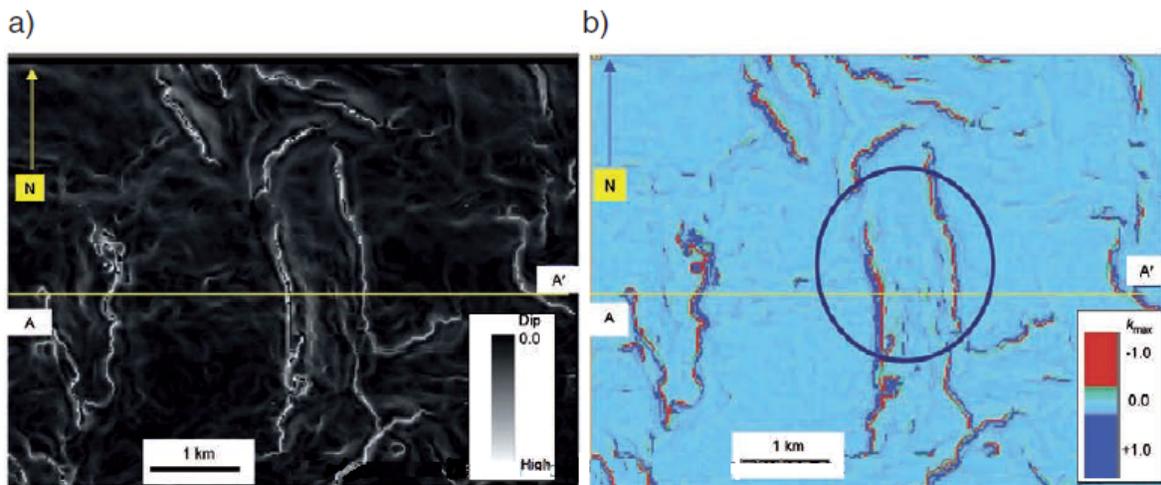


Figura 30. Magnitud del echado (a) y máxima curvatura (b) obtenidos a partir del horizonte 4(b). La máxima curvatura puede tener tanto valores positivos (cóncava hacia abajo) como valores negativos (cóncava hacia arriba). Debido al arrastre a lo largo de la falla, los bordes interiores del graben tienen valores negativos de máxima curvatura, mientras que la zona interior adyacente a los bordes del graben muestra valores negativos. Modificado de Marfurt y Chopra, 2007 (después de Sigismondi y Soldo, 2003).

La figura 31 muestra una sección de un cubo de coherencia que interseca un perfil sísmico, en Alberta, Canadá. El perfil exhibe fallas prominentes, algunas de las cuales se observan claramente en la rebanada de coherencia. En la superficie, la coherencia exhibe valores altos y así los detalles más finos no son visibles.

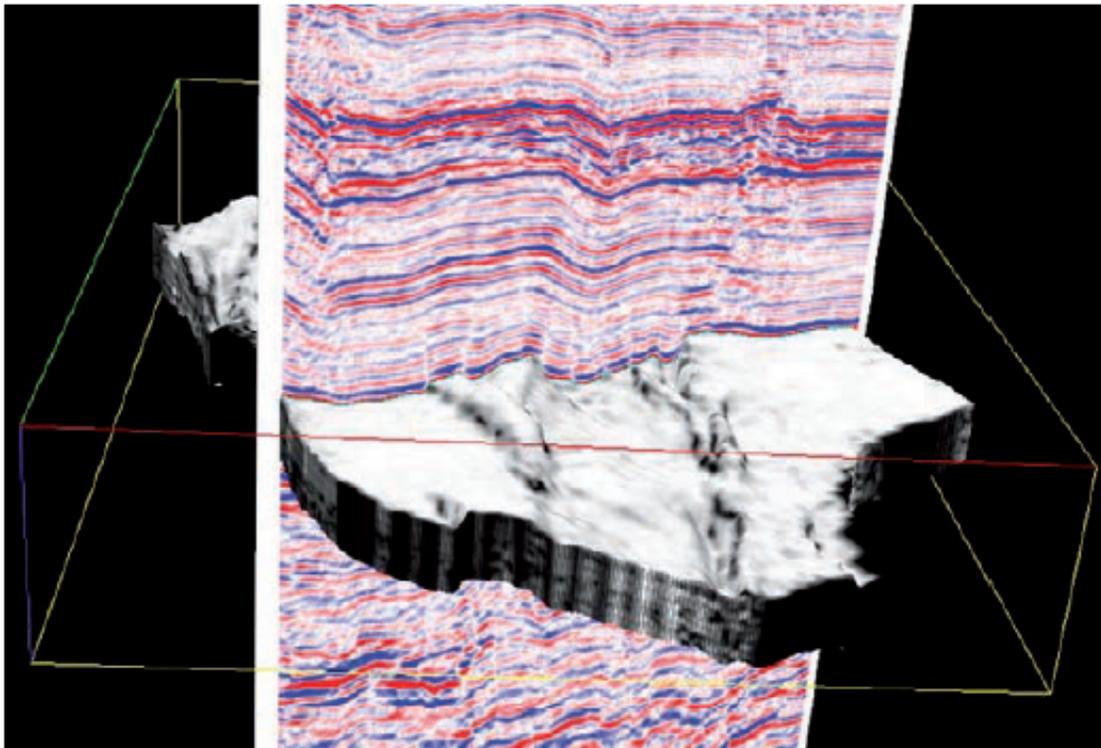


Figura 31. Extracto de un cubo de coherencia que interseca un perfil sísmico, de Alberta, Canadá. Datos de Arcis Corporation, Calgary. Modificado de Chopra, 2007.

La figura 32a muestra la superficie de un horizonte y la figura 32b muestra la coherencia extraída a partir de 32a. La figura 32c muestra la curvatura más positiva y 7d la curvatura más negativa, ambas calculadas para 32a. Además de desplegar las fallas principales, las curvaturas más negativa y más positiva muestran detalles más finos que 32a y 32b, como se puede observar.

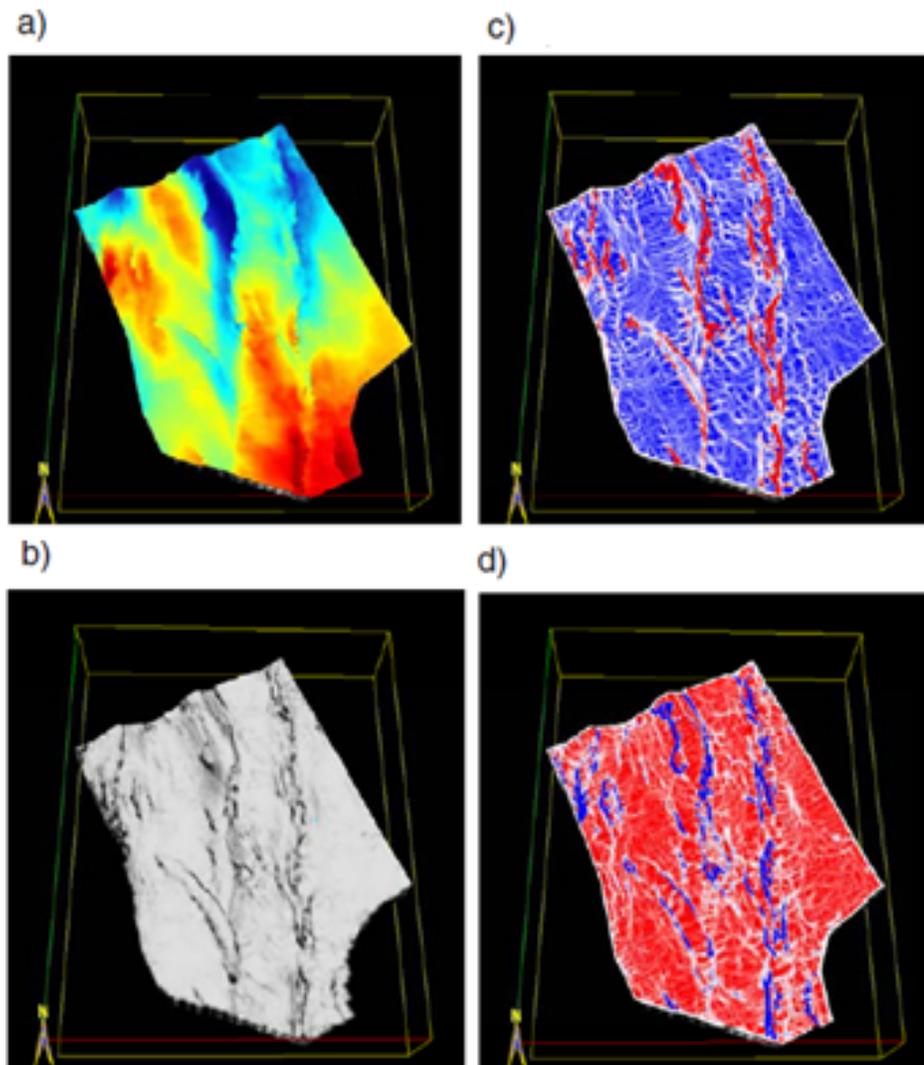


Figura 32. (a) Superficie del horizonte sísmico de 6; (b) Atributo de coherencia; (c) Curvatura más positiva y (d) curvatura más negativa, todos calculados a partir de (a). Además de las principales fallas, las curvaturas muestran claramente detalles más finos que el atributo de coherencia. Datos de ArcisCorporation, Calgary. Modificado de Chopra, 2007.

2.2.16 Expresión En Atributos De La Deformación Estructural

La curvatura volumétrica proporciona no solo imágenes de pliegues, domos y características de colapso, también ayuda a interpretar mapas de fallas cuyos eventos caen por debajo de la resolución sísmica. Juntos, coherencia, curvatura, echado y azimut volumétricos contribuyen a una mejor comprensión del proceso de deformación, permitiendo a los intérpretes ligar pliegues con sedimentos no deformados.

Los atributos geométricos permiten mapear en rebanadas de tiempo fallas que no son fácilmente observables en rebanadas de amplitud convencionales, por ejemplo, bifurcación de fallas y fallas en echelon, que son difíciles de interpretar.

En general se recomienda emplear las rebanadas de tiempo para mapear fallas y rebanadas horizontales para mapear la estratigrafía (secciones sísmicas).

Los atributos geométricos son sensibles a cambios laterales en la similitud de la forma de onda, azimut del echado, y energía, y típicamente son medidos dentro de una ventana de análisis vertical. Por esta razón, los atributos geométricos son menos sensibles al contenido de fase y frecuencia de la ondícula de la fuente sísmica. La aplicación inicial de coherencia se debió a la necesidad de analizar levantamientos fusionados para obtener una visión regional de los ambientes tectónicos y sedimentarios.

2.2.16.1 Apariencia De Fallas En Los Atributos Geométricos

Cuando se pica una falla de forma manual, se hace más que reconocer discontinuidades y ligarlas unas con otras. También se aplican modelos geológicos ya establecidos que nos dicen dónde debería aparecer una falla, y si explícitamente o no la observaremos, tal es el caso de zonas arcillosas de una sección donde la calidad de los datos es pobre, o donde la arcilla se deforma de manera dúctil en lugar de sufrir una deformación frágil.

En la figura 33a se muestra un ejemplo de una falla lítrica. Los reflectores exhiben rotación conforme la falla se desliza hacia abajo, por lo que será detectada por el atributo de curvatura volumétrica. En cambio, la falla mostrada en 33b no será detectada por la curvatura volumétrica ya que no presenta rotación en los alrededores de la misma dado que los algoritmos de curvatura trabajan con estimaciones de echados volumétricos. Debido a que el echado de cualquier reflector en ambos lados de la falla es el mismo en este ejemplo, la estimación volumétrica de curvatura será cero.

En la figura 33 se muestra una falla que tiene un desplazamiento significativamente menor que un cuarto de longitud de onda y la coherencia no la verá, pero se observa que el reflector muestra cambios sutiles de echado, por lo que una computadora puede fácilmente seguir cambios locales en un horizonte si caen dentro de una fracción de longitud de onda, por ello, la falla será visible en un volumen de curvatura. La estructura que se muestra en la figura 34b es similar a la de la figura 33b. Dado que los reflectores

tienen longitud finita (un cuarto de longitud de onda) la falla será visible para la coherencia pero como los echados no cambian, no será observable por la curvatura volumétrica.

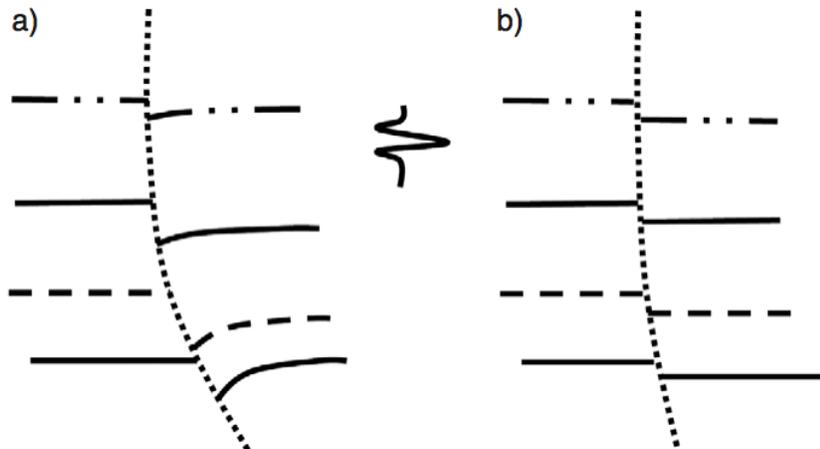


Figura 33. . a) Muestra una falla lítrica con rotación de los reflectores mientras que en b) no se presenta dicha rotación. Modificado de Marfurt y Chopra (2da. Sección), 2007.

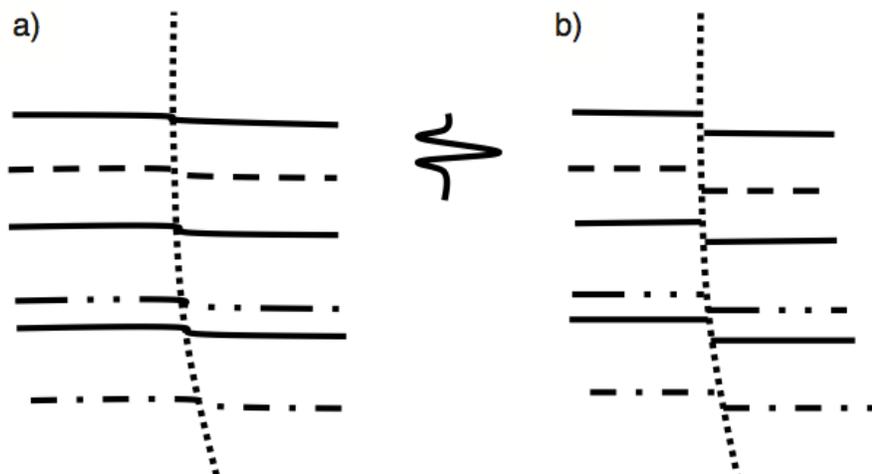


Figura 34. a) Falla idealizada con un offset mucho menor a un cuarto de longitud de onda del tamaño de la ondícula sísmica, la cual será vista en curvatura. b) Falla con offset finito y sin rotación del reflector, por lo que no será vista por la curvatura volumétrica. Modificado de Marfurt y Chopra (2da. Sección), 2007.

En la imagen 35a existe un continuo entre offset vertical de horizontes sobre una distancia lateral corta (a lo que comúnmente se le llama falla), y el mismo offset vertical de horizontes se presenta sobre distancias laterales más grandes (lo cual puede ser tanto plegamiento o una secuencia de múltiples fallas, teniendo pequeños offsets, que se pueden interpretar como una zona de falla). Cualquiera que sea la base geológica, lo que parece ser una falla será visto por la curvatura volumétrica.

La situación en la figura 35b es similar. A profundidad se tiene un pequeño graben o un colapso. Los bordes de este evento muestran offset finito del reflector y aparecerán en una imagen de coherencia. En contraste, los sedimentos posteriores muestran una compactación diferencial o una subsidencia continua que puede permitir a estos patrones progresar una distancia significativa hacia la superficie. Sinclinales suaves o cuencas como este ejemplo no serán vistos por la coherencia, pero si por la curvatura volumétrica.

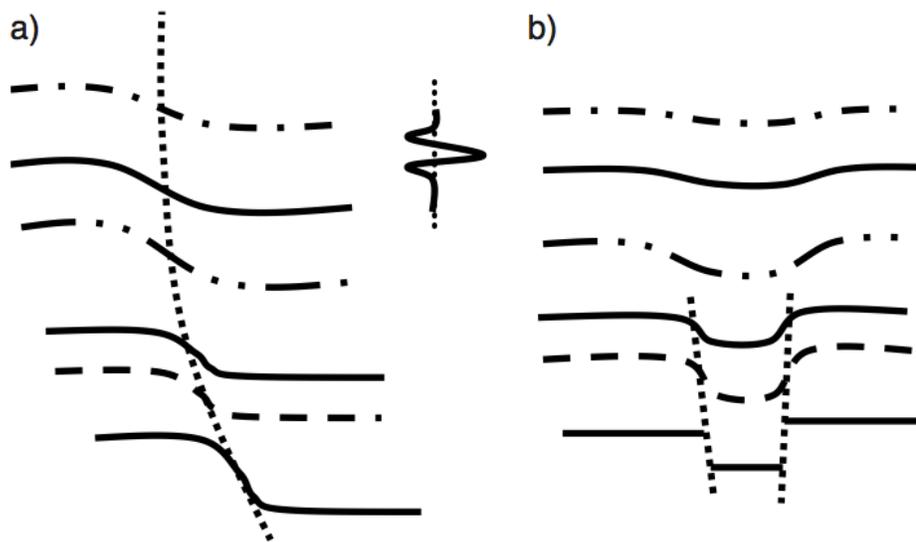


Figura 35. a) Sensibilidad de atributos a pliegues. Esta falla será visible para cubos de curvaturas, pero no de coherencia. b) Sensibilidad de los atributos a las características de relleno o colapso. La parte mas profunda de la falla será visible en volúmenes de coherencia, mientras que la parte mas somera de la falla y el relleno posterior serán visibles con volúmenes de curvatura. Modificado de Marfurt y Chopra (2da. Sección), 2007.

2.3 Marco Geológico

El presente trabajo se realizó sobre datos no especificados perteneciente a un campo petrolero marino con características muy similares a las de la región marina del Golfo de México. El marco geológico fue referido al campo Cantarell, con el fin de contextualizar de forma ejemplificada el ejercicio.

2.3.1 Ubicación de la zona de estudio

Región Marina Noreste

Comprende una de las regiones geológicas de importancia petrolera en México y se localiza en el sureste de la República Mexicana, incluyendo parte de la plataforma continental y del Talud del Golfo de México. Esta región abarca una superficie aproximada de 166000 kilómetros cuadrados, localizada en aguas territoriales mexicanas frente a los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo (Figura 36). La Región Marina Noreste cuenta actualmente con dos activos integrales productores de aceite pesado: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

Sonda de Campeche

El activo integral Cantarell se localiza dentro de la plataforma continental de aguas territoriales en el sureste de la República Mexicana, en la provincia geológica de la Sonda de Campeche, la cual cuenta con una extensión aproximada de 15,500 km², ubicándose entre las coordenadas geográficas 91°40' – 90°00' de longitud oeste y 18°30' – 20°00' de latitud norte (Hernández, 2008).

La importancia de la sonda de Campeche radica en el hecho de que aún el 50.6% de la producción nacional de hidrocarburos proviene de esta zona. Para fines de noviembre de 2014, la producción nacional se encontraba en 2.263 millones de barriles de crudo al día, de los cuales Cantarell aportó 284 miles de barriles de crudo y Ku Maloob Zaap lo hizo con 862 miles de barriles de crudo al día. De acuerdo con estas cifras, la sonda de Campeche proporcionó 1.146 millones de barriles de producción diaria al total nacional (50.6%).

La mayor parte de los yacimientos de la Sonda de Campeche están emplazados en brechas de edad Cretácico Superior a Paleoceno Inferior y en calizas oolíticas del Jurásico Superior (PEMEX, 2008).



Figura 36. Localización de la Región Marina Noreste en un mapa de la Republica Mexicana. Pemex, 2009.

2.3.2 Campo Cantarell.

El Campo Cantarell se encuentra ubicado en la Zona Marina (“offshore”), a 75km de Ciudad del Carmen, Campeche (Figura 37). El complejo ocupa un área de 162 km² y está constituido por los campos Akal, Nohoch, Chac y Kutz, mientras el yacimiento principal se localiza en la estructura Akal. Hasta finales del 2008 fue el principal productor de hidrocarburos del país. Produce hidrocarburos en la brecha KT y en las dolomías del Cretácico Inferior, Medio y Jurásico Superior (PEP, 1999). Estos yacimientos se encuentran en trampas estructurales, con espesores de hasta 300m. La densidad del aceite que producen varía de 20-22 API.

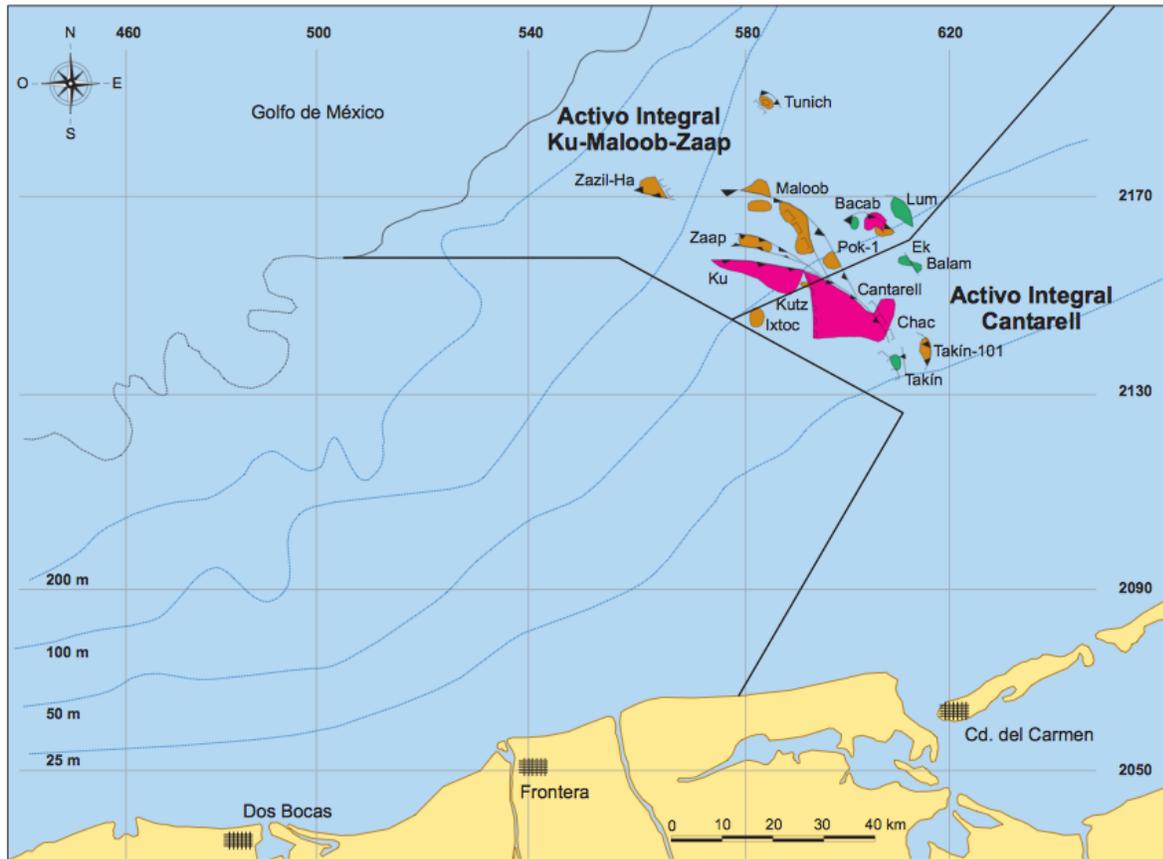


Figura 37. Ubicación geográfica del activo integral Cantarell junto a Ku-Maloob-Zaap, dentro de la Región Marina Noreste (PEP, 2013).

2.3.2.1 Historia Del Campo Cantarell

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo Chac-1 en 1976 en brechas denominadas entonces brechas del Paleoceno (Santiago 1980) y ahora consideradas como brecha KT. Este Campo está constituido por los yacimientos Akal, Nohoch, Kutz y Chac. En 1979 comienza su etapa de producción con el pozo Akal-1-A (plataforma 2007).

Entre 1969-1970 se llevaron a cabo levantamientos de sismología de reflexión que, conjuntamente con levantamientos magnetométricos y gravimétricos, evidenciaron la existencia de una cuenca sedimentaria que denominaron “Sonda de Campeche”. Adicionalmente, se tenían evidencias de la presencia de hidrocarburos en el mar desde

1971, a una distancia de 70Km (por un pescador de la zona al cual se le debe el nombre del campo, M. Cantarell). De la información geológica y geofísica realizada destacaban las estructuras del Campo, perforándose el primer pozo exploratorio Chac-1 y confirmándose la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche. Este hecho animó a realizar un conjunto de trabajos de exploración, adquiriéndose perfiles sísmicos del área en 1979. Posteriormente, se perforó el pozo Akal-1, resultando productor en el mismo intervalo Cretácico Superior-Paleoceno; este junto con otros pozos provocó el inicio, en 1979, de la etapa de desarrollo y explotación del campo (PEP, 1999).

2.3.2.2 Play Petrolero

Las rocas generadoras pertenecen a facies arcillosas del Jurásico, Cretácico y Terciario, destacando las del Jurásico Tardío, principalmente las del Titoniano. Las rocas almacenadoras son las calizas dolomitizadas y dolomías del Kimmeridgiano, las calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas del KT y las calcarenitas del Eoceno. El sello mejor conocido lo constituyen los materiales de caída del cráter de impacto Chicxulub, compuestas por material bentoníticodolomitizado (Grajales- Nishimura et al., 2001). Las mejores acumulaciones petroleras se encuentran en zonas situadas al nivel de la brecha KT donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente.

2.3.2.3 Origen Y Sedimentología De La Brecha Kt En El Campo Cantarell

La brecha KT es el principal horizonte productor en el campo Cantarell. Esta forma parte de la denominada sucesión sedimentaria del límite KT por Grajales et al. (2000), (2004), Murillo et al. (2002) y quienes por sus características han relacionado su génesis al evento del Impacto de Chicxulub en la península de Yucatán.

Se han propuesto dos interpretaciones para explicar el origen sedimentario de la brecha KT una por disolución y colapso (que implica exposición sub-aérea) y otra por depósitos en ambientes de talud o agua profunda. El origen de la brecha KT en la Sonda de Campeche ha sido señalado por varios autores (Meneses, 1980, Santiago et al., 1984, Grajales et al. 2001) como un depósito de talud acumulado a lo largo del margen oeste de la plataforma de Yucatán. Este origen está soportado por las siguientes relaciones estratigráficas (Murillo, 2002):

- 1) La brecha está intercalada con sedimentos de aguas profundas del Maastrichtiano y Paleoceno,
- 2) Las reconstrucciones paleogeográficas sugieren su relación con ambientes de plataforma externa offshore de Campeche para el Cretácico Tardío,
- 3) La gradación de la sucesión sedimentaria.
- 4) La arquitectura estratigráfica de los análogos en afloramientos de edad similar en Chiapas, Tabasco y Cuba.

Una de las teorías sobre el origen de la sucesión sedimentaria del límite KT la considera como el resultado del colapso del margen de plataforma del oeste de Yucatán a consecuencia de la sismicidad inducida durante y posteriormente al impacto del meteorito de Chicxulub en Yucatán, en el límite KT. Por lo tanto, la brecha carbonatada KT forma parte de una sucesión sedimentaria que fue depositada en la base del talud. El origen de la brecha KT ha sido sustentado por Grajales (2001), Grajales et al. (2001), (2004), Murillo et al., (2002) con base en sus relaciones estratigráficas, distribución, características sedimentológicas y mineralógicas así como análogos de afloramientos contemporáneos a ese tiempo.

2.3.2.4 Estratigrafía Del Campo Cantarell

Los ambientes de depósito de acuerdo a la evolución geológica varían de plataforma a cuenca. En la secuencia, se presentan varias discordancias mayores, destacan las del Cretácico-Cenozoico, Oligoceno-Mioceno y la que debe existir entre el Triásico-Jurásico tardío.

De acuerdo a Ángeles (2006), la columna estratigráfica de la Sonda de Campeche (figura 38), está compuesta principalmente de carbonatos (Mesozoico) y terrígenos (Cenozoico), siendo los depósitos más antiguos las secuencias evaporíticas del Jurásico Medio-Superior que están cubiertas por rocas calcáreo-arcillosas del Jurásico Superior.

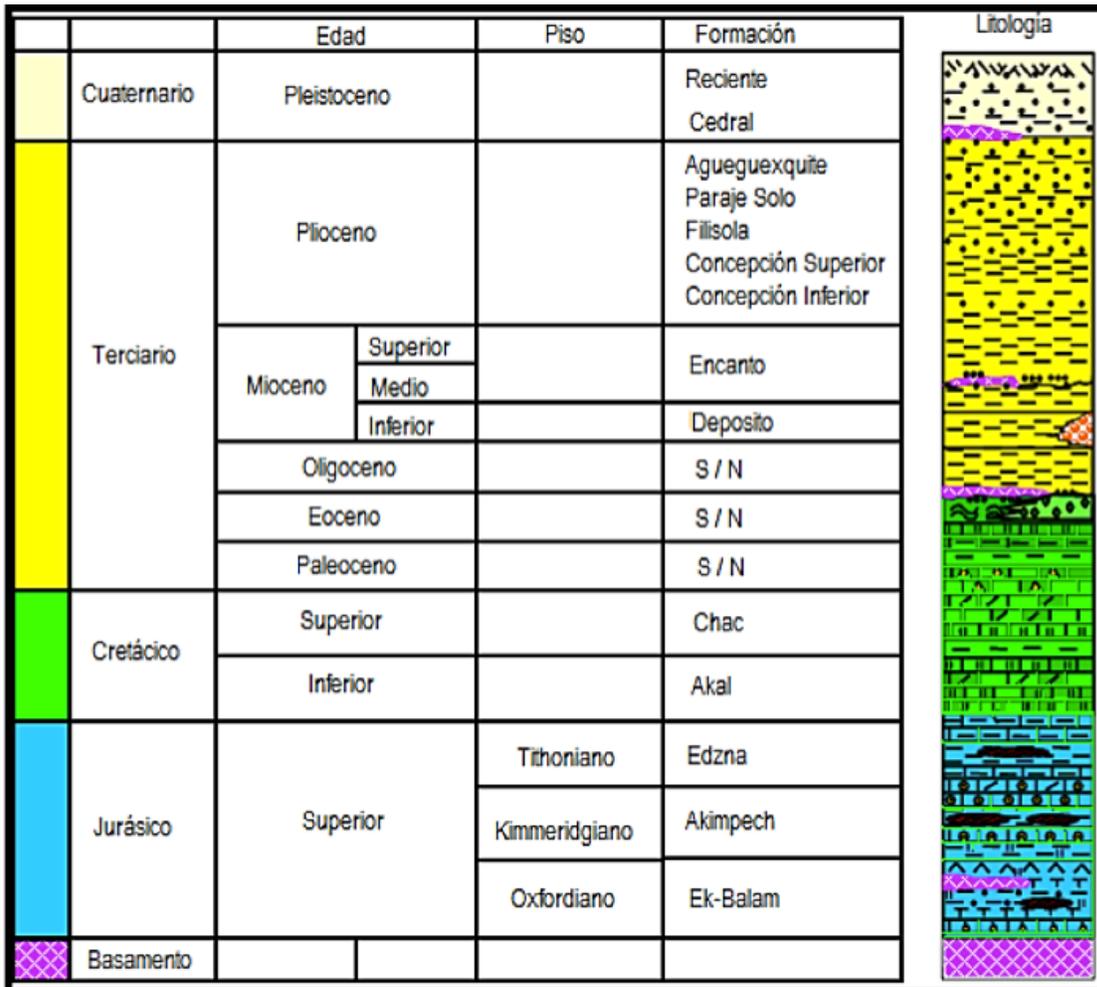


Figura 38. Columna Estratigráfica de la sonda de Campeche. Modificada de Ángeles, 1996.

2.3.2.5 Modelo Estructural

Estructuralmente se caracteriza por la presencia de plegamientos, fallamiento inverso, fallamiento normal y fallamiento lateral.

El campo Cantarell se ubica en un sistema complejo de estructuras compresivas costa afuera (offshore) en la Sonda de Campeche. La geometría de la estructura Cantarell-Sihil varía desde una estructura simple relacionada a una falla en el sur a un duplex que consiste en las estructuras Cantarell y Sihil en la parte central y hasta un sistema más complejo que consiste en bloques compresivos separados por fallas normales Terciarias en el norte (Mitra et al., 2005).

2.3.2.6 Eventos Tectónicos

Las estructuras Cantarell-Sihil se formaron durante tres principales episodios de deformación (Mitra et al., 2005):

1. Un evento extensional del Jurásico al Cretácico Temprano.
2. Una fase compresiva del Mioceno.
3. Un evento extensional del Plioceno al Holoceno.

Estos tres episodios principales de deformación y estructuras relacionadas se detallan a continuación:

1) Extensión

El primer episodio es un periodo de fallamiento normal que se extiende desde el Jurásico Tardío al Cretácico Temprano. Esas fallas normales desplazan las unidades del Tithoniano y Kimmeridgiano y terminan en el Cretácico Inferior. Muchas de estas fallas tienen una dirección aproximada N-S, aunque algunas rotaron durante periodos posteriores de deformación hacia el NW-SE. Algunas de esas fallas parecen tener geometrías listricas, y despegan en unidades del Oxfordiano. La estructura Chac se formó en el borde de un bloque levantado formado a lo largo de una de estas fallas normales, que posiblemente fue reactivada durante el Terciario.

2) Compresión

Las estructuras de Cantarell y Sihil se formaron durante un episodio compresivo del Mioceno. La falla Sihil se origina durante el Oxfordiano-Calloviano y después es reactivada en el Mioceno. El movimiento del bloque alóctono sobre esta rampa produce la formación de la estructura Cantarell. Muchas imbricaduras frontales se originan en la separación superior y cortan a través de unidades Mesozoicas y Terciarias en la cobertura alóctona. El sistema de imbricaduras que marca el borde frontal de la brecha Cretácica alóctona es referido como el frente cabalgado. Existen un conjunto de fallas inversas que cortan a través de la cobertura alóctona. Algunas de estas fallas inversas están también asociadas a la deformación compresiva. La más prominente de ellas es la falla inversa Nohoch que marca el borde oeste de la estructura Nohoch. La falla Sihil y la estructura Cantarell se presentan también plegadas por la estructura Sihil, relacionada con la falla cabalgante sub-Sihil que termina en las unidades cretácicas (Mitra et al., 2005).

3) Extensión

Después de la deformación compresiva tuvo lugar una fase extensiva, que se desarrolló en el Plioceno y continuó hasta tiempos recientes. El Mioceno muestra esta transición con algunas unidades plegadas del Mioceno Medio, que se disponen en concordancia con las unidades plegadas cretácicas subyacentes, mientras que las unidades del Mioceno tardío exhiben plegamiento ya relacionado al fallamiento normal. Muchas de las fallas normales jurásicas preexistentes fueron reactivadas durante esta fase extensional. Las fallas normales secundarias terminaron en la falla Sihil y no penetraron la sección subcabalgada. Una falla normal principal separa los bloques Kutz y Akal. Se cree que esta falla se vuelve horizontal en el corrimiento Sihil. La mayoría de las fallas normales del Terciario tienen una tendencia promedio N-S comparado con la tendencia NW-SE de la estructura compresiva.

2.3.2.7 Evolución Cinemática Estructural Del Campo Cantarell

La evolución estructural del complejo Sihil-Cantarell se representa en una sección tomada al centro del Campo, donde son más evidentes los episodios principales de deformación Figura 40 (Mitra et al., 2005):

a) La figura 40a muestra la geometría de la cuenca en el Mioceno temprano, después del episodio extensional del Jurásico-Cretácico. Una de las fallas normales que afectan al Jurásico y Cretácico Inferior se muestra en la figura 39 (fallas normales similares se presentan en toda el área). Las unidades del Cretácico Inferior muestran variaciones significativas en espesor en toda el área. Estas variaciones en espesor sugieren que el área fue sometida a un periodo de levantamiento tectónico, seguido por la erosión parcial de las unidades del Cretácico Inferior en las áreas levantadas.

b) Durante el Mioceno (Figura 40b), el área fue afectada por episodios de tectónica compresiva, formándose el cabalgamiento Sihil. Este pasó de una superficie de despegue en el Oxfordiano-Calloviano a una rampa cabalgada en el Mioceno Temprano. El movimiento sobre esta rampa cabalgada originó la formación de la estructura Cantarell como un pliegue combado-fallado de cima plana. Durante esta etapa es cuando se formaron la mayoría de las imbricaduras, y la estructura Cantarell terminó a lo largo de un sistema frontal de fallas de empuje cortando a través del Terciario. Localmente, también se formaron un conjunto de fallas inversas a lo largo de la zona de desplazamiento superior, tales como el cabalgamiento Nohoch.

Debido al gran desplazamiento en el cabalgamiento Sihil, la estructura de Cantarell tiene la apariencia de un pliegue fallado-combado puro. Sin embargo la estructura probable es un pliegue de corrimiento de baja amplitud con centro de Sal Oxfordiana y lutitas que fue progresivamente cortado por el cabalgamiento Sihil. Durante el largo desplazamiento sobre la falla Sihil, las unidades dúctiles del centro fueron expulsadas y parte de la sal alcanzó las unidades del Cretácico durante fallamiento normal del Terciario.

c) Después de la formación de la estructura Cantarell, se formó la estructura Sihil y esta fue cortada por la falla sub-Sihil, que termina en las unidades del Cretácico (Figura 40c). La formación de la estructura Sihil originó el plegamiento de la estructura Cantarell e incrementó su relieve estructural. Por ello existe una estrecha relación entre las geometrías de Sihil y Cantarell.

d) Posteriormente en la formación del complejo Cantarell-Sihill, las estructuras fueron afectadas por un episodio de tectónica extensional que abarca desde el Plioceno al Holoceno. Durante este episodio tectónico, un conjunto de fallas normales desplazaron la estructura Cantarell, siendo muchas de ellas fallas normales Jurásicas y Cretácicas reactivadas. Una falla normal principal se formó encima de la rampa Sihil en la parte Norte de la estructura y se volvió horizontal en el despegue Sihil (Figura 40d). Finalmente, nuevos movimientos de estas fallas normales produjeron la separación las estructuras Akal y Kutz.

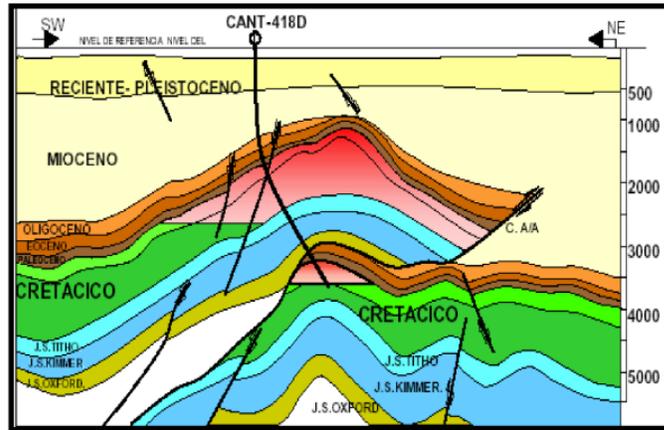


Figura 39. Modelo estructural actual del campo Cantarell (García, 2010).

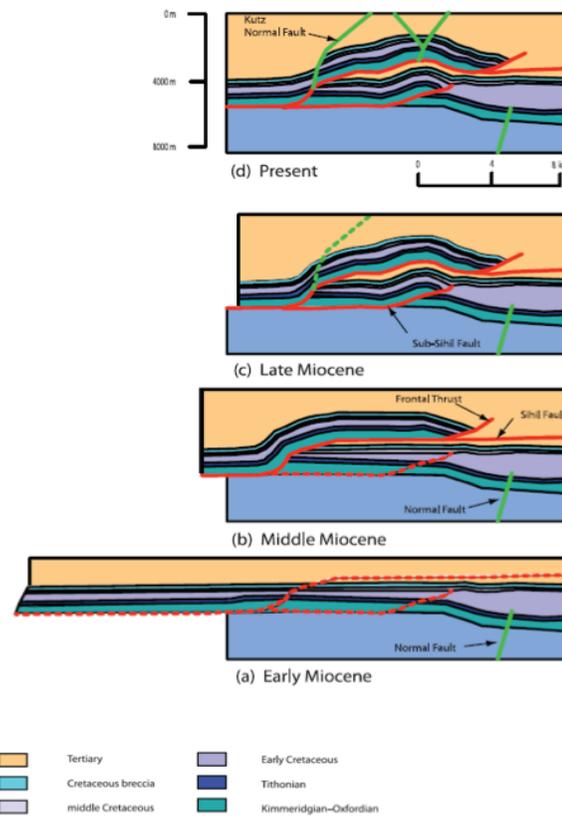


Figura 40. Evolución estructural de Cantarell basada en la reconstrucción cinemática de secciones transversales. Tomado de Shankar Mitra et al, 2005.

3 CÁLCULO DE CURVATURA SUPERFICIAL Y VOLUMÉTRICA

3.1 ÁREA DE ESTUDIO

El Área de estudio corresponde a una zona de rocas carbonatadas altamente deformadas del Golfo de México. Esta zona fue sometida a diversos eventos geológicos que comprenden una extensión en el Jurásico, una fase compresiva en el mioceno y un evento extensional que comenzó en el Plioceno y se extendió hasta el Holoceno¹²

3.2 CURVATURA SUPERFICIAL

El cálculo de la curvatura superficial se realizó mediante una aplicación desarrollada para Windows en el Instituto Mexicano del Petróleo (unidad D.F.) por parte del Dr. David Rivera Recillas¹⁴. El software consiste en un ejecutable cuya interfaz gráfica se observa en la imagen 41. Para usarlo es necesario tener picado un horizonte en la sísmica en formato .dat. El horizonte debe tener valores de coordenadas en el plano xy y el valor de Z en tiempo en ms. Para este trabajo se usó un horizonte interpretado que corresponde al cubo sísmico que se utilizó para los cálculos de curvatura volumétrica.

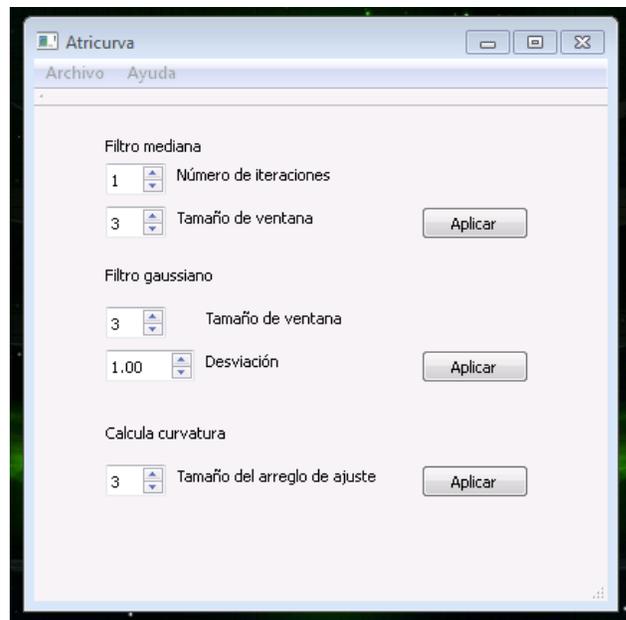


Figura 41. Interfaz gráfica de ATRICURVA mostrando las opciones de cálculo. El flujo de trabajo pide realizar un filtrado en primera instancia (mediante un filtro de mediana o Gaussiano), para después obtener el atributo de curvatura.

El cálculo de los diferentes atributos de curvatura superficial llevada a cabo por el programa “ATRICURVA” se sustenta en la teoría presentada en el presente trabajo.

La carga de los datos en el programa arroja la ventana mostrada en la figura 42, la cual nos proporciona un resumen de los datos del horizonte. Es importante mencionar que los datos presentan cierto ruido asociado al mismo efecto del picado, ya que se genera una superficie con esquinas y picos, los cuales inducen ruido de corta longitud de onda y alta frecuencia, el cual, debido a la naturaleza del filtro de derivada empleado en el cálculo de la curvatura, es amplificado enmascarando información útil en la interpretación. Para reducir el ruido, el programa permite aplicar dos tipos de filtros: mediana y gaussiano.

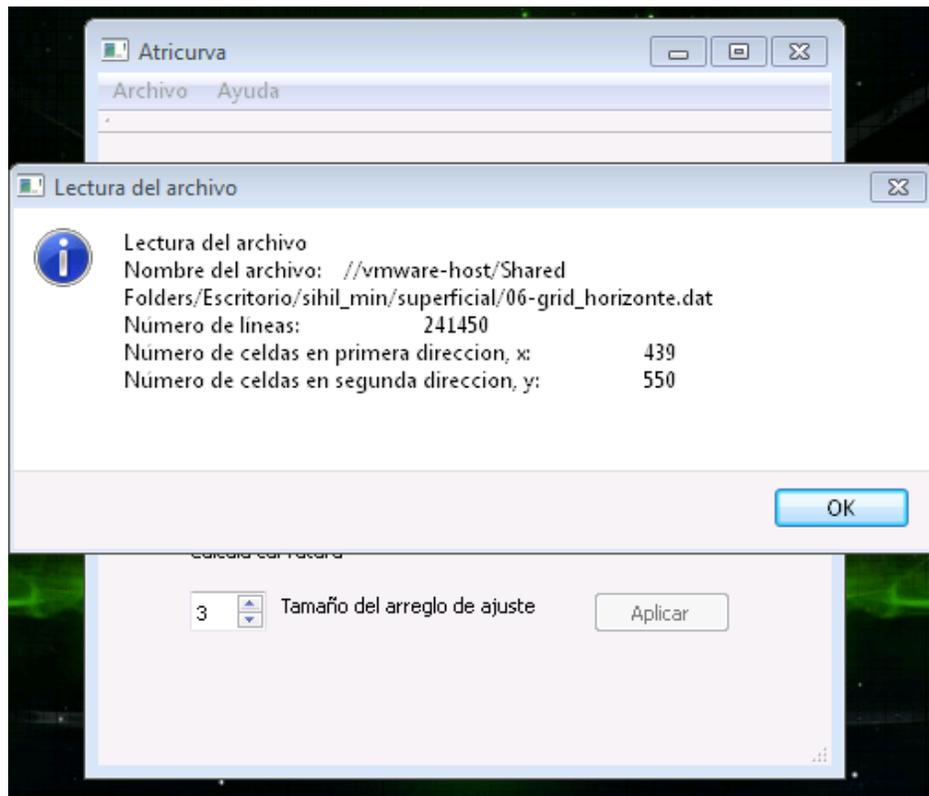


Figura 42. Ventana de resumen de los datos cargados en ATRICURVA.

Para el presente trabajo decidí emplear el filtro de mediana, por las ventajas ya enumeradas en el subtema de filtro de mediana. Para ello usé ventanas móviles de 3x3, 5x5, 9x9 y 15x15 datos en dirección “x” y “y”. Al emplear ventanas con mayor cantidad de datos, estamos incorporando información de menor longitud de onda, a pesar de que el

filtro no sea lineal, teniendo un carácter de filtro pasa bajas. Esto se traduce en un carácter más regional de la curvatura al aumentar el tamaño de la ventana móvil, por lo que es importante definir adecuadamente dicho tamaño, en función de las dimensiones de las anomalías de curvatura que se desea interpretar.

Otro parámetro que podemos modificar en el filtro de mediana es el número de iteraciones, esto es, el número de veces que se filtran los datos, teniendo como entrada a cada iteración, la salida de la iteración inmediatamente anterior. Existe un límite de iteraciones que resultan útiles, por el carácter del filtro de mediana, ya que después de un determinado número de iteraciones, el valor de mediana de cada ventana, se mantiene constante. En el presente trabajo se realizaron cálculos con 1, 2 y 3 iteraciones. El efecto de las iteraciones en los datos es el de un filtro pasa bajas también, limitando la cantidad de información de alto número de onda en cada iteración.

Una vez que se filtraron los datos por medio del filtro de mediana, se procede al cálculo de los diferentes atributos de curvatura superficial. El programa pide un tamaño del arreglo de ajuste para el cálculo, es decir, la cantidad de datos a usar para el procesado. Emplee tamaños de arreglos de 3, 5, 9 y 15 coeficientes. El programa arroja automáticamente un archivo .dat con 9 columnas, cada una conteniendo los valores del atributo correspondiente, mostrado en la figura 43. Realicé combinaciones con los distintos parámetros ya mencionados, mostrando los resultados para curvatura más negativa a modo de ejemplo de los efectos de cada parámetro que se modificó durante los cálculos.

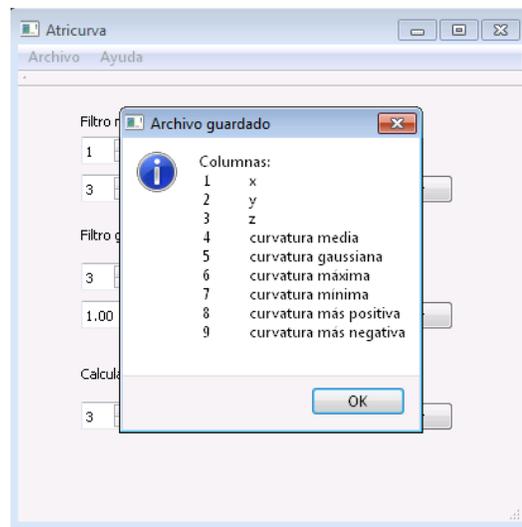


Figura 43. Ventana con Archivo generado en formato .dat con 9 columnas, conteniendo todos los atributos de curvatura calculados.

3.2.1 Imágenes Del Horizonte Y Curvaturas Superficiales.

En la figura 44 se muestra el horizonte empleado para el análisis de curvatura superficial, con escala de colores para valores en z (tiempo), con dirección *crossline* aumentando hacia el norte geográfico y dirección *inline* aumentando hacia el este geográfico. Se observa en la imagen que los valores de menor profundidad se localizan en el centro del horizonte, lo cual corresponde en rasgos generales con los anticlinales visibles en la sísmica 3D. También notamos un conjunto de fallas paralelas con dirección Norte-Sur en la porción Sur-Occidente del horizonte, sobre el cuál realizaré el análisis de curvatura en el presente trabajo.

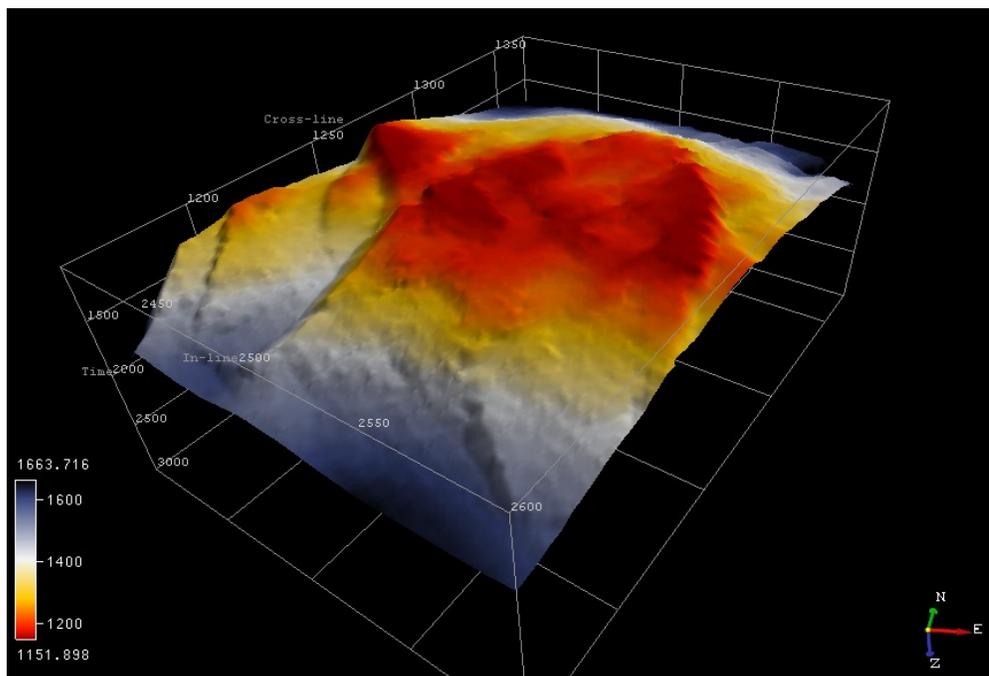


Figura 44. Horizonte empleado para la obtención de atributos de curvatura superficial.

PARÁMETRO: Tamaño de ventana (3, 5, 9, 15) con 1 iteración, para arreglo de 3 datos.

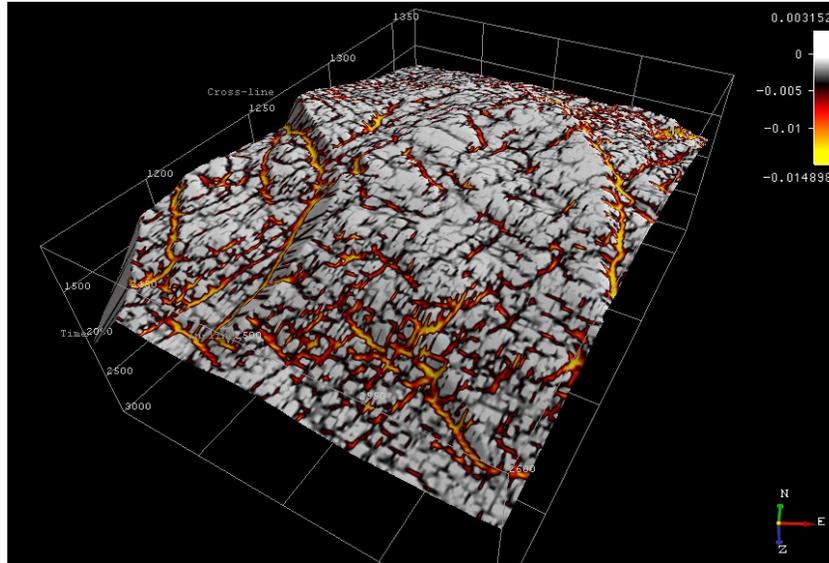


Figura 45. 1mi1v03c3_kneg.

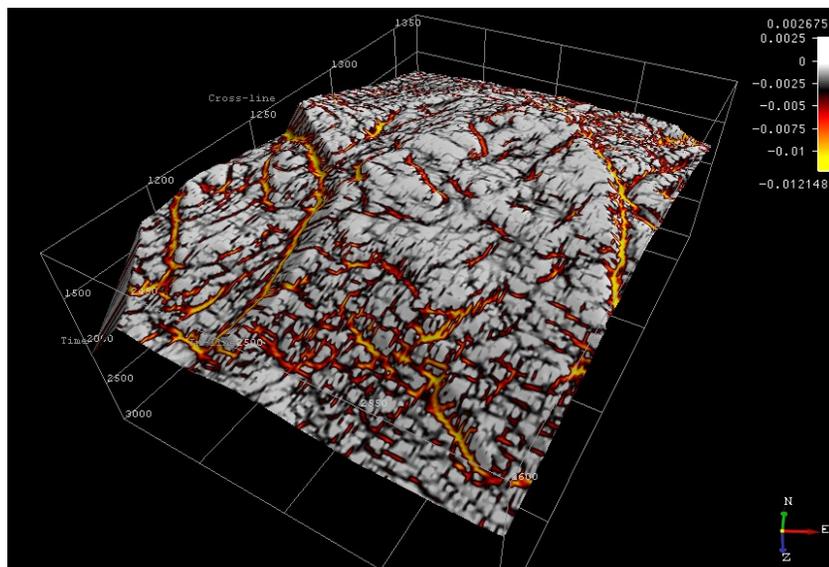


Figura 46. 1mi1v05c3_kneg.

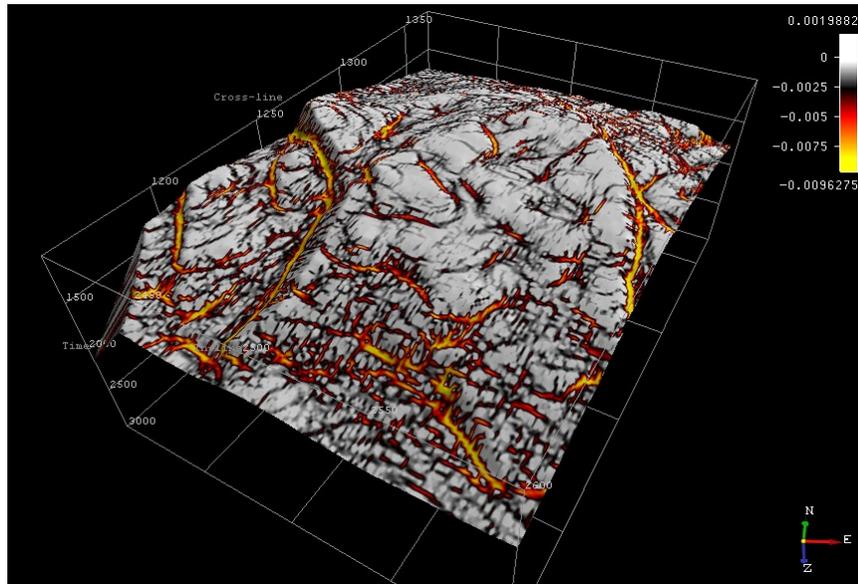


Figura 47. 1mi1v09c3_kneg.

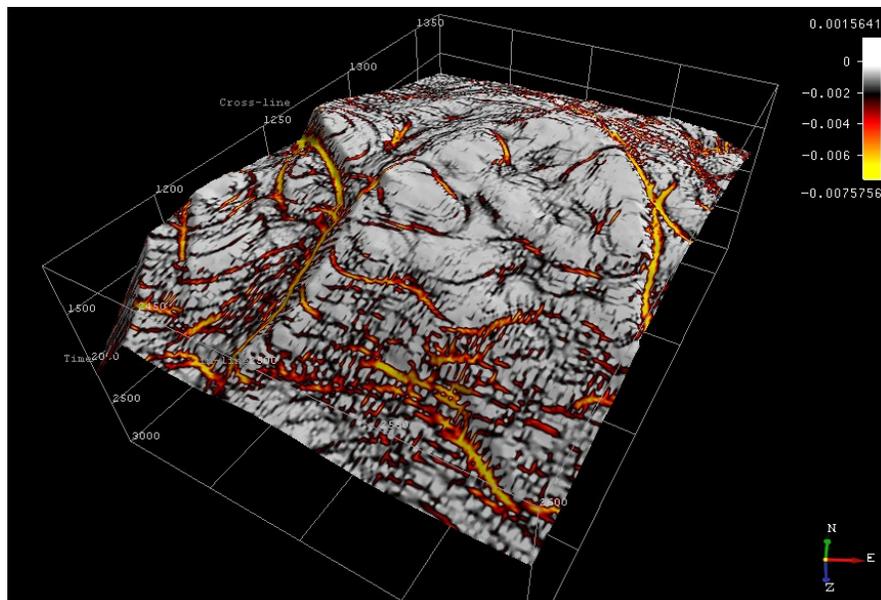


Figura 48. 1mi1v15c3_kneg.

3.2.2 Filtro de Mediana

La mediana es el punto medio de la secuencia ordenada de menor a mayor valor (ascendente) y, si existe una cantidad par de elementos en la secuencia, la mediana es el valor promedio de los dos puntos centrales. La mediana es menos sensible a errores asociados a valores negativos o valores que se disparan demasiado alejándose de la tendencia de los datos. El filtro de mediana es útil para reducir ruido aleatorio (sobre todo cuando la amplitud de la densidad de probabilidad posee colas grandes) y patrones periódicos. Evans (1982) mostró que el filtro de mediana que analizó tenía aproximadamente el mismo comportamiento en frecuencias que los filtros de media de la misma longitud. El filtro de mediana se ha empleado ampliamente en el procesamiento de imágenes para realzar bordes. Es considerado un filtro no lineal, al no cumplir con las propiedades de superposición y homogeneidad.

3.2.1.1 Propiedades De La Mediana.

La mediana es un valor definido y fijo de una determinada secuencia de datos, diferenciándose de la media, que es una combinación de todos ellos.

Si en la serie de datos existe un dato que varía demasiado con respecto a la tendencia de los mismos, afecta por muy poco el valor de la mediana, y si se elimina tal dato, la mediana es apenas modificada. Esta propiedad puede ser una ventaja o una desventaja, dependiendo el objetivo del análisis.

Si una secuencia de datos es simétrica respecto de un punto, entonces la mediana y la media tendrán el mismo valor.

Debido al ruido generado al obtener el horizonte, asociado a altos números de onda originado por picos residuales, el filtro de mediana resulta óptimo para reducir dicho ruido, ya que elimina picos sin modificar la tendencia general de la información.

3.2.1.2 Aumento De Tamaño De Ventana.

La ventana móvil que emplea el programa es una ventana rectangular bidimensional en dirección *inline* y *crossline*. Al ir aumentando la dimensión de la misma se incrementa información de larga longitud de onda en el filtrado. El efecto perceptible al finalizar el cálculo total, es un ligero engrosamiento de los lineamientos de curvatura conforme aumenta la dimensión de la ventana móvil. Podemos ver en la imagen 49, con una ventana de 3x3, ruido que enmascara los lineamientos y que sigue una tendencia casi ortogonal en los datos, similar a una huella de adquisición. Usando una ventana de 15x15 (imagen 50) se nota que ha desaparecido casi en su totalidad. Otro de los efectos del filtrado es la

reducción del rango de valores en ambos extremos (negativo y positivo) de curvatura negativa conforme aumenta el tamaño de la ventana, esto debido que al aumentar más información en el filtro, la mediana se ajusta a un valor que depende de más datos, obteniéndose una tendencia más centrada de los valores de mediana con respecto de una mayor cantidad de información, con reducción de cambios bruscos al depender de varios valores similares entre datos vecinos. Este tipo de comportamiento es parecido al que se obtiene al hacer uso de un filtro lineal pasa bajas con los mismos fines.

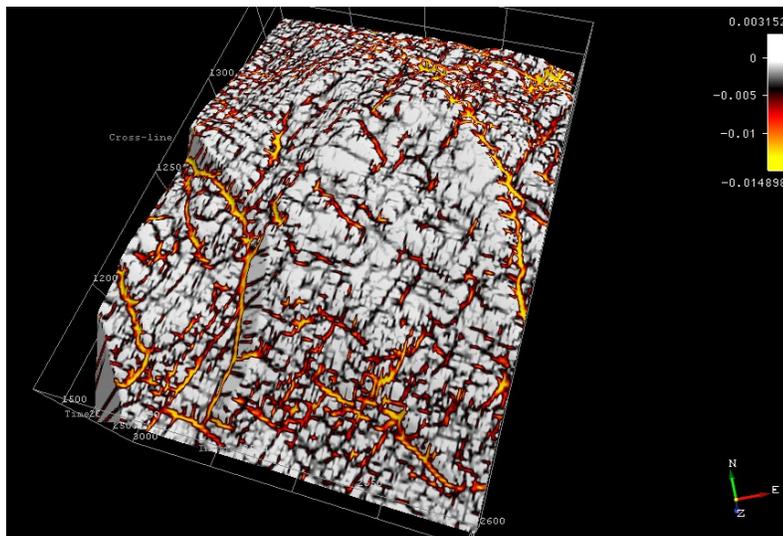


Figura 49. Curvatura superficial más negativa calculada usando una ventana móvil de 3x3 datos al filtrar por mediana.

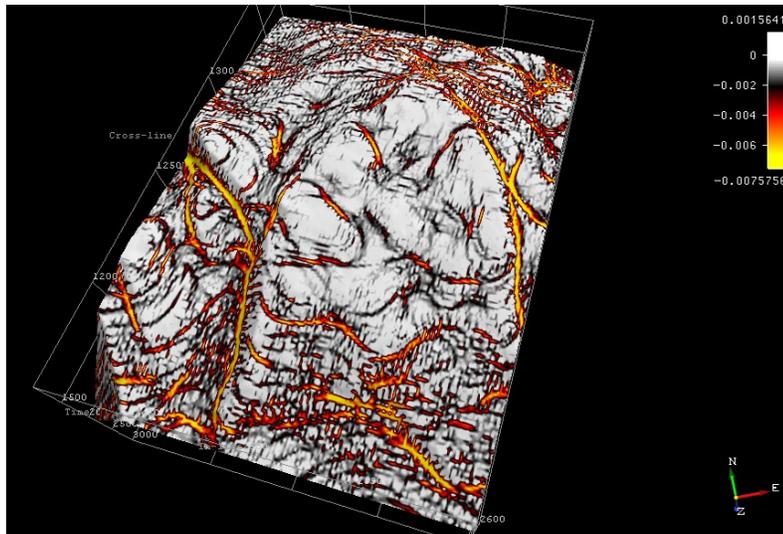


Figura 50. Curvatura superficial más negativa calculada usando una ventana móvil de 15x15 datos al filtrar por mediana. Se observa que se definen mejor los lineamientos y se elimina ruido en forma de malla que está presente en la figura 49.

Se usaron las ventanas de 3x3 y 15x15 para poder observar mejor el contraste que genera un cambio en el tamaño. Seleccionar la ventana adecuada es una tarea importante, de acuerdo a los fines del estudio. En este caso, la mayor ventana empleada (15x15 elementos) elimina mejor el ruido que se presenta como mallado, pero tiende a volver ligeramente rectos los lineamientos de curvatura más negativa.

3.2.1.3 Efecto Del Número De Iteraciones Del Filtro De Mediana

El programa permite definir el número de iteraciones del filtro de mediana que se deseen realizar. La función consiste en aplicar el filtro tantas veces como le ordenemos, teniendo como entrada, la salida de la iteración inmediatamente anterior. Realizar más de una iteración puede resultar útil para deshacernos de ruido residual que no fue posible eliminar en el último filtrado. Debido a la naturaleza de la mediana, si realizamos varias iteraciones con el mismo tamaño de ventana, hay un número finito de iteraciones que resultan útiles, ya que el valor de la mediana se estabiliza en un valor definido, por lo que superar ese valor, resulta en un desperdicio de recursos computacionales y tiempo.

En la imagen 51 se contrastan resultados de curvatura más negativa donde el parámetro modificado es el número de iteraciones: 1, 2, 3 y 5 (todas se obtuvieron con una ventana móvil de 3x3 datos y 3 coeficientes del filtro de curvatura). En dichas imágenes se puede observar cómo se ven afectados los lineamientos de curvatura al aumentar el número de

iteraciones. El efecto negativo más imperante de este parámetro, es que vuelve más rectos las trazas de curvatura, “estirando” ruido en dirección perpendicular a la dirección preferencial de curvatura. Una ventana de 9x9 datos y 2 iteraciones nos permitirían eliminar el mayor ruido posible para obtener unas trazas adecuadas de curvatura que faciliten la interpretación.

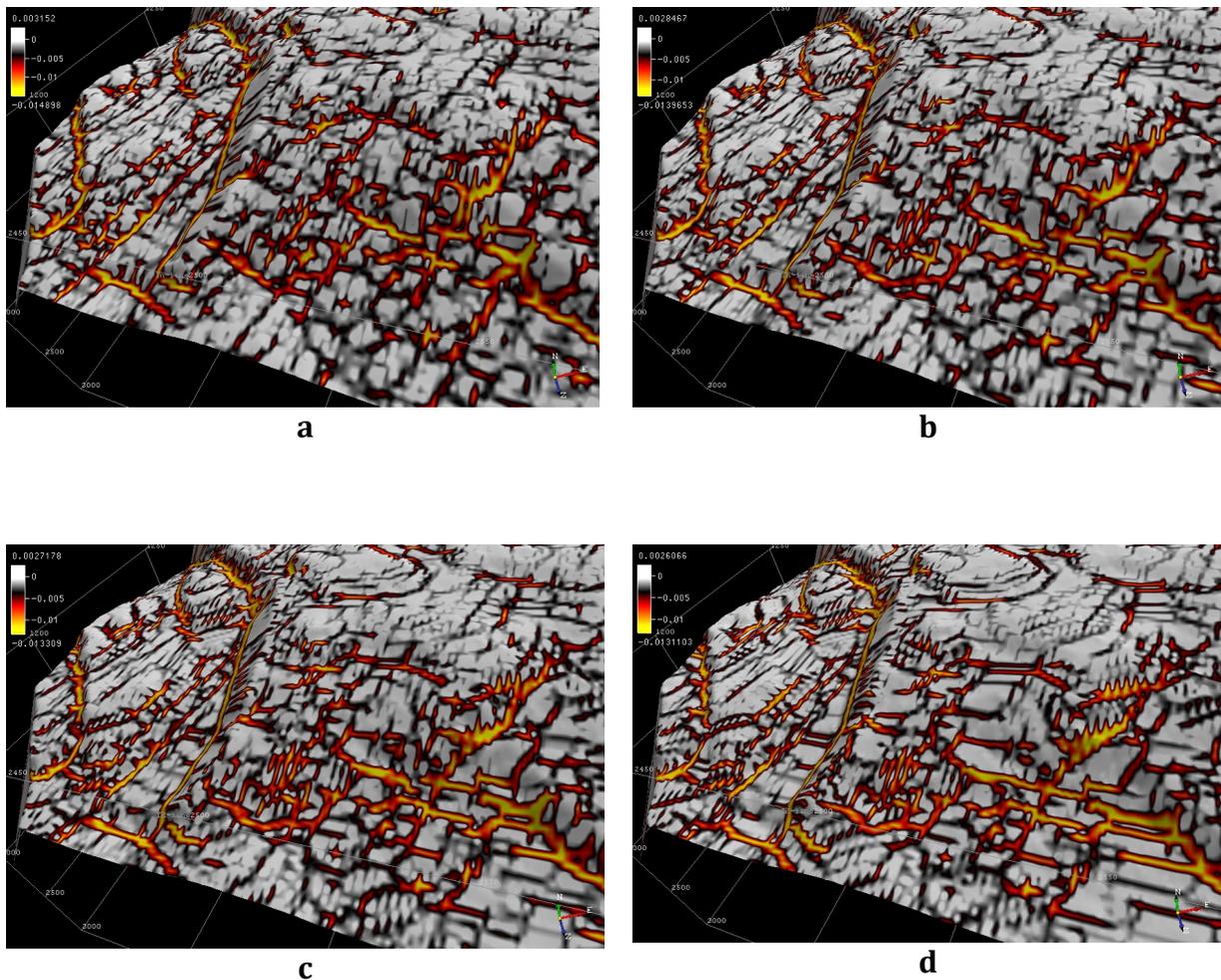


Figura 51. Imágenes de curvatura más negativa con ventana de media móvil de 3x3 datos. En 'a' 1 iteración; 2 iteraciones en 'b'; 3 iteraciones en c; 5 iteraciones en d para el filtro de mediana.

3.2.2 Efecto Del Tamaño Del Arreglo Para El Cálculo De Curvatura Superficial.

El programa computacional también nos permite modificar el tamaño del arreglo para el cálculo de los coeficientes de curvatura. En la imagen 52 podemos observar que al incrementar el tamaño del arreglo, el efecto que se genera es un engrosamiento de los lineamientos, dándole un sentido más regional a la interpretación geológica. De todos los parámetros que se pueden modificar en el cálculo, el tamaño del arreglo es el más sensible, esto debido a que los cambios se hacen directamente sobre el cálculo final en el flujo de trabajo (la curvatura) y no sobre el filtrado del horizonte de entrada. Se observa que en el arreglo de 15x15 hemos eliminado el ruido de mallado, acotando los valores de curvatura negativa. Sin embargo, es preferible eliminarlo mediante un filtrado de mediana, al suavizar el horizonte en los picos.

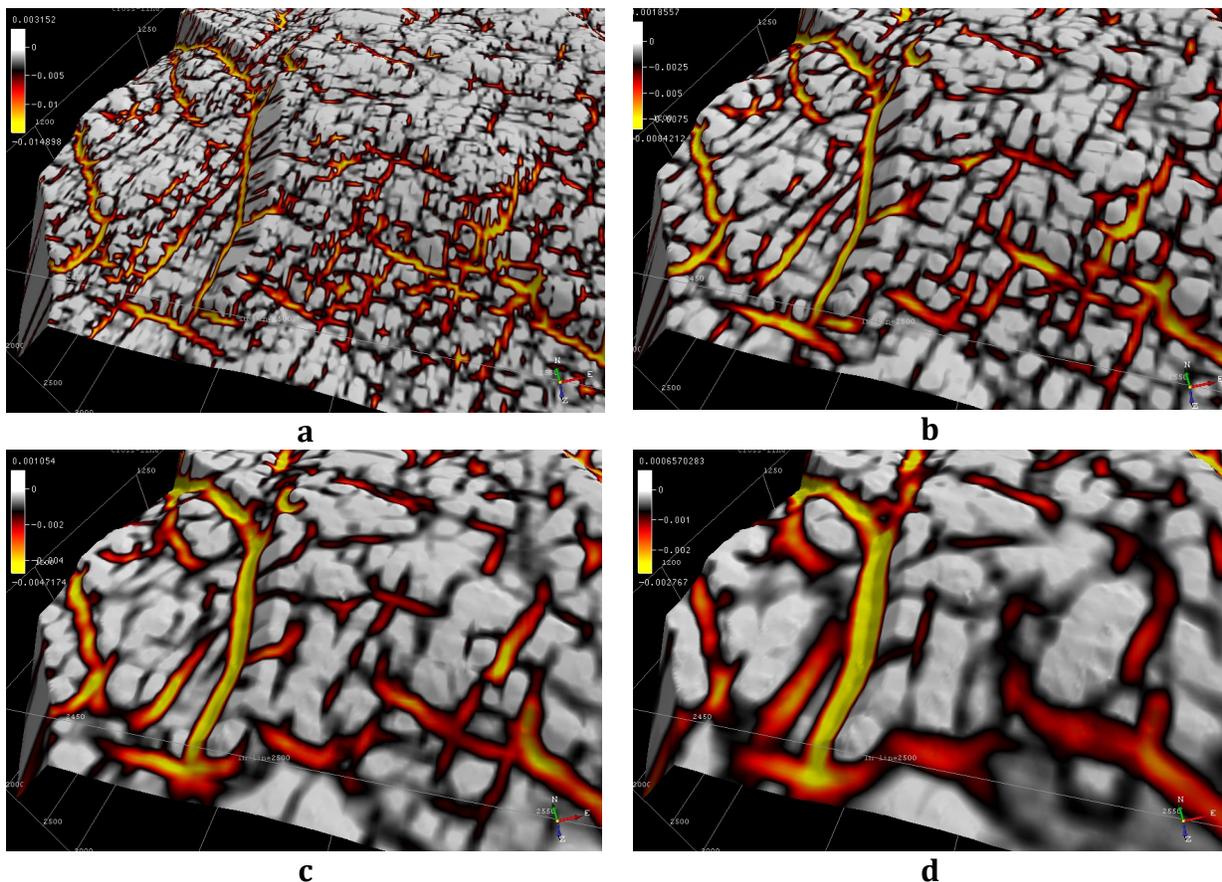


Figura 52. Curvatura más negativa con un filtro de mediana de 3x3 y una iteración. En 'a', arreglo de 3x3 datos; en 'b', arreglo de 5x5; en 'c', arreglo de 9x9 datos y en 'd' arreglo de 15x15 datos.

3.3 CURVATURA VOLUMÉTRICA

Usé el programa de cálculo de curvatura volumétrica desarrollado por Alan García Moreno en el IMP. La interfaz del programa se muestra en la imagen 53, donde se observa el flujo de trabajo de la curvatura volumétrica. El flujo se puede resumir en los siguientes pasos:

- 1.- **Escaneo del archivo SEG-Y.** En este paso se lee el encabezado y se obtienen las posiciones de los datos de geometría, los cuales se pueden ajustar manualmente si es necesario.
- 2.- **Carga de archivo SEG-Y.** El archivo SEG-Y es almacenado en memoria del ordenador.
- 3.- **Transformada de Hilbert.** Se obtiene la transformada de Hilbert de todo el archivo, generando otro archivo SEG-Y con las trazas con desfase de 90^0 , de acuerdo a la definición de la transformada de Hilbert. Este archivo será el empleado en la mayoría de los procesos posteriores.
- 4.- **Selección de datos.** Se puede hacer una selección de datos del total del archivo, para realizar los cálculos posteriores. Esto es especialmente útil cuando los recursos computacionales son limitados o cuando se quiere analizar una porción específica del cubo. Los valores del tamaño del *bin in line* y *bin crossline* deben cotejarse con los datos del encabezado. Después de este paso, se obtienen las componentes del vector número de onda.
- 5.- **Componentes promediadas pesadas.** Dado que los atributos instantáneos sufren de ruido de altas frecuencias debido a picos y cambios bruscos, y esto afecta sobre manera los cálculos posteriores, es necesario obtener componentes promediadas pesadas con el fin de mitigar este problema. Se tiene la opción de emplear una ventana de Hamming o una ventana rectangular para estos fines, a la cual se le puede modificar la dimensión.
- 6.- **Filtro de derivada fraccional.** Una vez obtenidas las componentes promediadas, se definen las características del filtro de derivada fraccional (números de onda de corte *inline* y *crossline*, valor de *alfa* que es el exponente fraccional, y el número de coeficientes del filtro) que será aplicado a las componentes del echado (*dip*).
- 7.- **Cálculo de curvatura.** En total son 15 distintos atributos geométricos más los atributos instantáneos, que se pueden obtener con este programa. Entre ellos tenemos los de curvatura más positiva, más negativa, máxima, mínima, gaussiana, media, de buzamiento, índice de forma, echado *inline*, echado *crossline*, buzamiento, etc. Cada atributo se guarda en formato SEG-Y en una dirección que se puede definir manualmente.

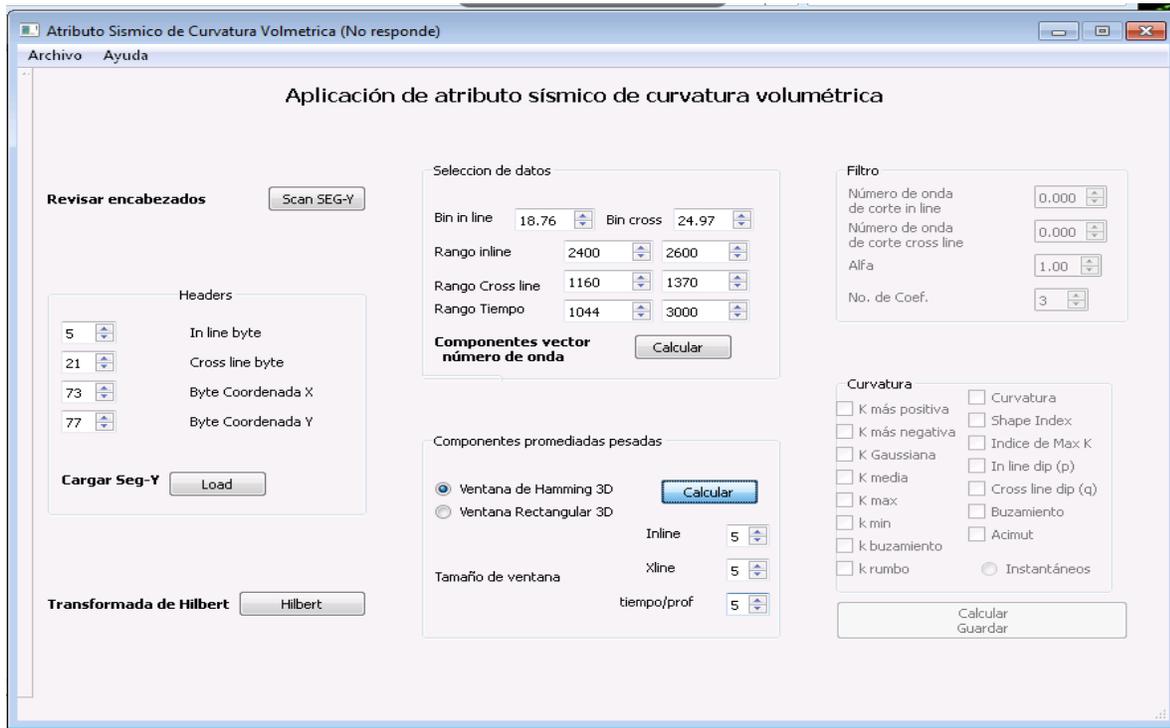


Figura 53. Interfaz del programa de Atributo de Curvatura Volumétrica.

3.3.1 Cálculo De Curvatura Volumétrica

Se cargó el cubo completo en el programa, el cual consta de 551 posiciones *inline* y 438 posiciones *crossline*, dando un total de 241338 trazas en un área de 113.1829 km². Para el cálculo se hizo una subselección, debido a los recursos computacionales limitados, la subselección fue:

Rango *inline*: 2400 – 2600
 Rango *crossline*: 1160 - 1370
 Área total: 19.8809 km²
 Rango en t: 1044 s – 3000 s
 Tamaño de bin *inline*: 18.75 m *crossline*: 25.00 m

VENTANA DE HAMMING 3D

Dadas las características de la ventana de Hamming 3D al suavizar el efecto de bordes del promediado ponderado de las componentes del vector número de onda, para este trabajo, se hizo uso de esta opción, y no de la ventana rectangular.

Para este trabajo se empleó una ventana de Hamming de 7x7 datos (*inline* y *crossline*) ya que ventanas mayores y menores distorsionaban los lineamientos al dejar pasar ruido y/o exagerarlo.

FILTRO DERIVADA FRACCIONAL

El filtro de derivada fraccional se convoluciona con los echados (p y q). En este paso debemos definir las características de este filtro:

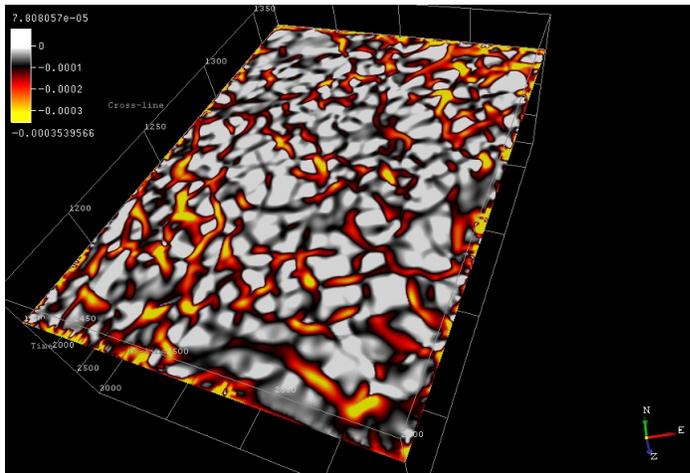
-Números de onda de corte inline y crossline. Define la cantidad de información en el dominio del número de onda, que el filtro puede incluir en el cálculo. En este trabajo usamos todo el espectro disponible en ambas direcciones.

-ALFA

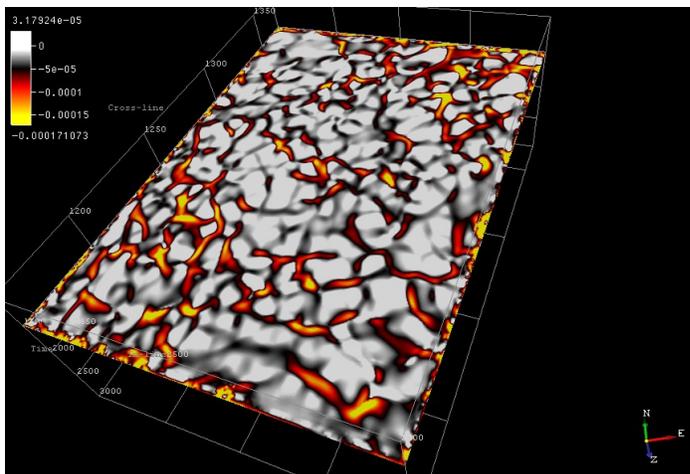
El número alfa corresponde al valor de la derivada fraccional, que en este caso es un exponente en el dominio del número de onda. Para este trabajo definimos alfa entre 0.5 y 1.25, siendo 1 el valor de una derivada de primer orden, valores menores de 1 les conocemos como derivada de larga longitud de onda mientras que valores mayores a 1 se les conoce como derivada de corta longitud de onda.

VARIACIONES DE ALFA

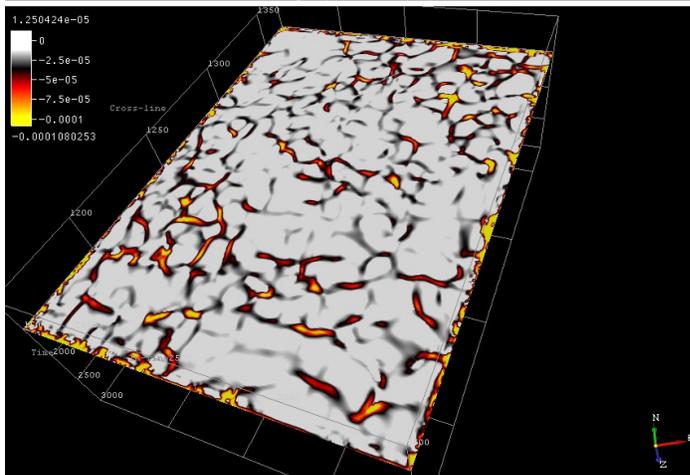
Este parámetro define la naturaleza del algoritmo por lo que es importante comprender los resultados que arroja mediante el contraste de curvaturas con diferentes valores de alfa como se muestra en la imagen 54.



a



b



c

Figura 54. Rebanada de tiempo (1500 ms) de curvatura más negativa para valores de alfa 0.25, 1.25 y 2.00 . Podemos notar como las trazas se vuelven más finas conforme aumenta el valor de alfa, debido a que la derivada aumenta de orden, funcionando como un filtro pasa altas.

La derivada de una señal continua proporciona las variaciones locales con respecto a la variable, de forma tal que el valor de la derivada es mayor cuanto más rápidas son estas variaciones. Para funciones bidimensionales $f(x,y)$ la derivada es un vector que apunta en la dirección de máxima variación de $f(x,y)$ y cuyo módulo es proporcional a dicha variación. Por lo tanto, el filtro de derivada es útil para definir bordes, que estén asociados a flexuras en los datos de echado. Las derivadas fraccionales permiten resaltar dichas variaciones sutiles de larga y corta longitud de onda, que no son perceptibles en una derivada de orden entero unitario.

En la imagen 54a podemos observar que para valores de alfa menores de 1 (en este caso, alfa de 0.25), las trazas de curvatura más negativa son gruesas, con baja resolución, mientras que para un alfa de 1.25 (imagen 54b) las trazas de curvatura más negativa son más delgadas, con una mejor definición espacial en el cubo, y en la imagen 54c las trazas son aún más delgadas (alfa de 2.00) pero perdiendo cierta continuidad en algunas zonas, y en otras, algunos lineamientos con valores más cercanos a cero (color negro) desaparecen. En todas las imágenes se observa ruido en los bordes de la rebanada de tiempo, debido a que el cálculo es centrado y en dichos extremos no se cuenta con valores laterales que aporten información.

NUMERO DE COEFICIENTES

Dentro del diseño del filtro de derivada fraccional, la última opción es definir el número de coeficientes del filtro. Sólo nos permite seleccionar una cifra impar, ya que se trabaja con un operador centrado. En la imagen 55 se muestran cálculos con 7, 9 y 11 coeficientes.

De acuerdo con la teoría del método, la cantidad de coeficientes definen la cantidad de información que permite reconstruir el operador derivada fraccional en el dominio espacial. Dado que se requiere un número mínimo de coeficientes para recuperar la información suficiente para definir dicho operador, a partir de dicha cantidad de coeficientes, las variaciones son mínimas y apenas perceptibles (imagen 55).

De acuerdo con las imágenes 55a, 55b y 55c, observo que los lineamientos de curvatura más negativa volumétrica se mantienen casi idénticos en las 3 imágenes, ya que no se nota algún cambio perceptible tanto en el grosor como en el color y la intensidad del mismo, por lo que las variaciones del número de coeficientes empleados.

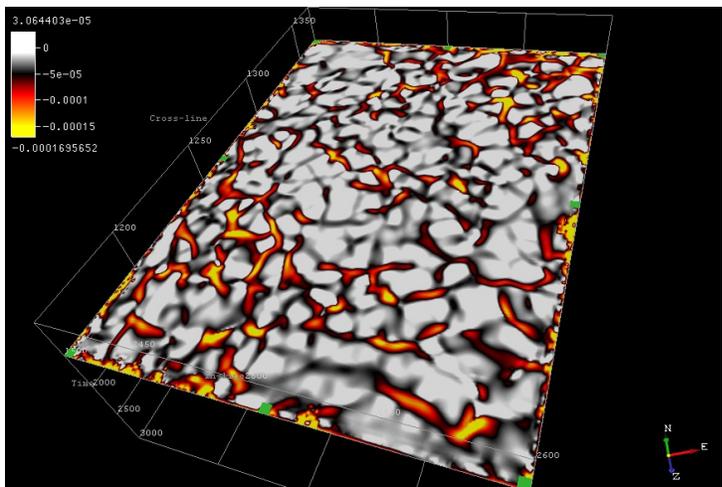
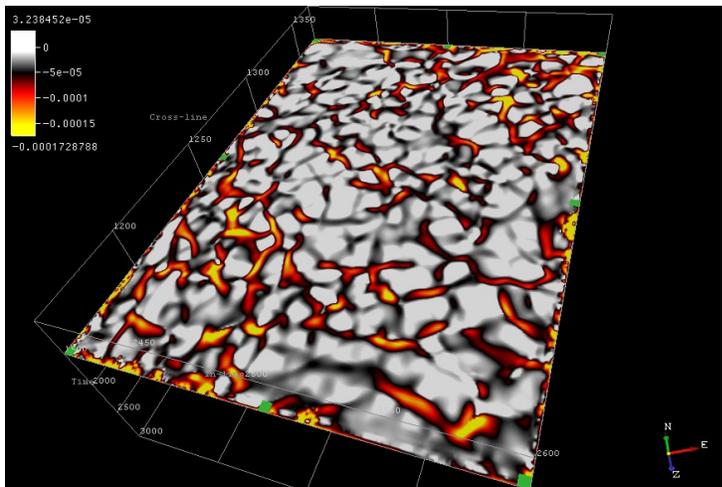
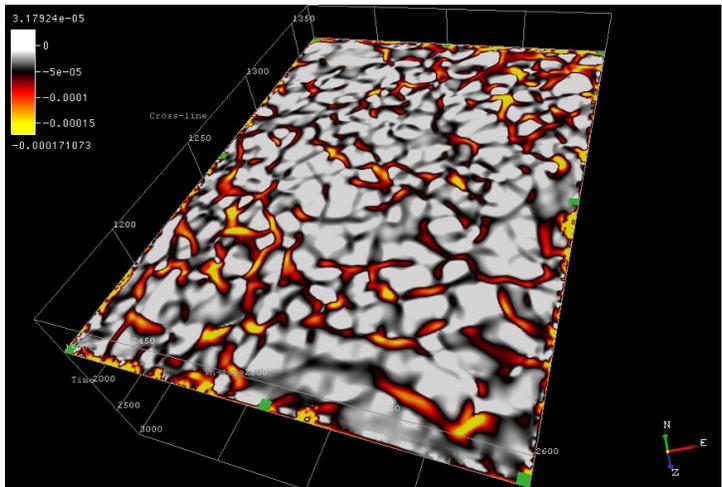


Figura 55 Rebanadas de tiempo en 1500 ms para curvatura más negativa con 7 (a), 9 (b) y 11 coeficientes (c) para el filtro de derivada fraccional.

4 INTERPRETACIÓN CONJUNTA DE CURVATURA SUPERFICIAL Y VOLUMÉTRICA

Llevé a cabo un análisis conjunto de información sísmica (amplitud), curvatura volumétrica, curvatura superficial, y topografía sobre un horizonte interpretado que se me proporcionó para este ejercicio. El horizonte corresponde al cubo sísmico de un campo petrolero del Golfo de México, en la región de Cantarell (sin especificar ubicación exacta). Geológicamente esta zona se caracteriza por poseer litologías carbonatadas (brechas calcáreas y calizas), haber sufrido un alto grado de deformación en diferentes etapas, produciendo anticlinales fallados, cabalgamientos, alto grado de fracturamiento e intrusiones salinas. Debido a la naturaleza litológica, la interpretación de dicha región presenta ciertos retos para el uso de herramientas convencionales, debido a una pobre presencia de sedimentos de origen terrígeno, limitando el contraste de propiedades físicas y atributos identificables visualmente.

Realicé el seguimiento de una falla inversa en la sísmica, la cuál fue picada en el horizonte, mediante un análisis de curvatura superficial (en horizonte) y volumétrica (en rebanadas de tiempo) sobre el lineamiento que se obtiene entre el bloque de piso y el plano de falla. La falla es una falla principal con orientación NW-SE y un echado en dirección SW. En el horizonte está muy bien definido el plano de falla como se muestra en la imagen 56, donde observamos el desplazamiento de aproximadamente 200 ms.

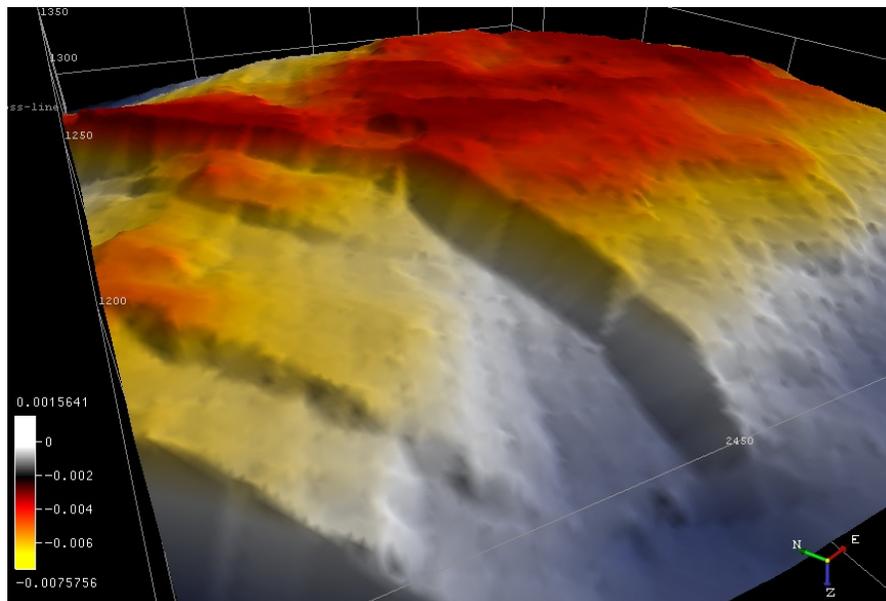


Figura 56. Horizonte sísmico mostrando una falla principal con orientación NE-SW. Se observa muy bien el desplazamiento que se generó en dicha falla.

En la imagen 57 se observa un corte de la sísmica en la *crossline* 1203 que nos muestra la clara correspondencia entre la falla interpretada en el horizonte y la discontinuidad de los reflectores en la rebanada vertical con respecto a la posición horizontal *inline*.

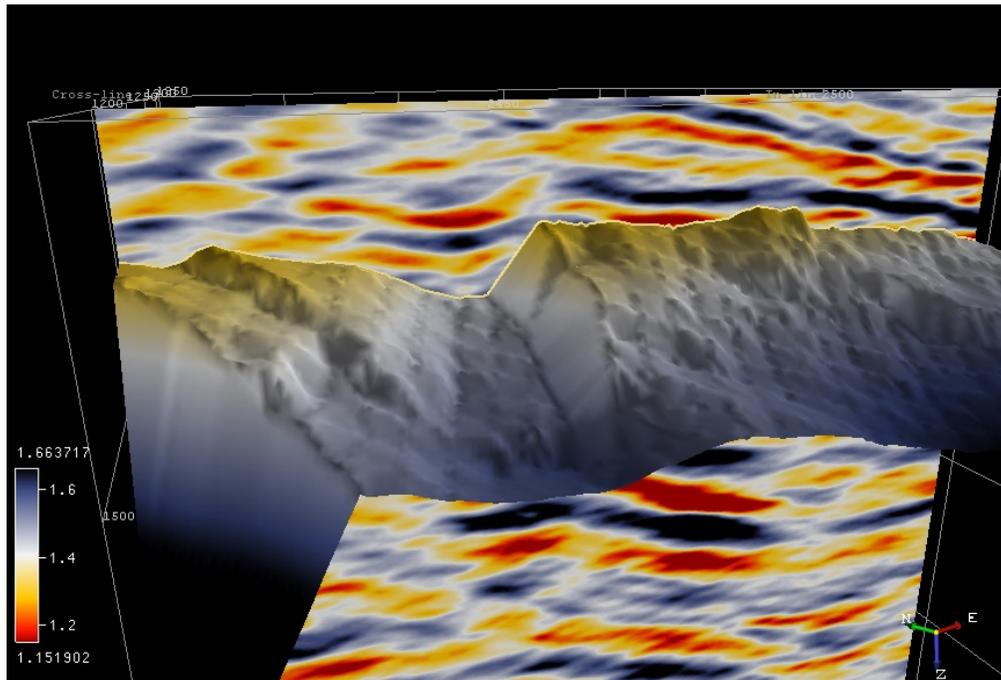


Figura 57. Rebanada vertical correspondiente a la *crossline* 1203 y horizonte (con escala de colores en altitud en segundos). Se observa la correspondencia entre la discontinuidad de horizontes y el plano de falla en el horizonte.

En la imagen 58 se muestran rebanadas de tiempo descendente para curvatura más negativa con parámetros: ventana de Hamming de 7x7x7, alfa 1.25, 7 coeficientes para el filtro derivada fraccional, junto con el horizonte de curvatura superficial más negativa con parámetros: ventana de mediana de 3x3 con una iteración, 5 coeficientes para cálculo de curvatura. Dado que la curvatura negativa nos permite definir los valles en la topografía (caso superficial) y los valles mostrados en los vectores de echado temporal p y q (caso volumétrico), hice el seguimiento del valle formado entre el piso de falla y el plano de falla con la intersección de ambas curvaturas. Al ir desplazando en profundidad temporal la rebanada horizontal partiendo del ms 1248 (dirección positiva ascendente hacia abajo), se observa en la parte norte de la falla que existe correspondencia entre las trazas de curvatura de ambas imágenes; en el ms 1292 continúa la correspondencia de la traza del valle en el horizonte, con la traza en 2D de la rebanada temporal. En el ms 1336 se observa

menor relación entre las trazas, mientras que en el ms 1404 sigue habiendo continuidad entre ambas curvaturas.

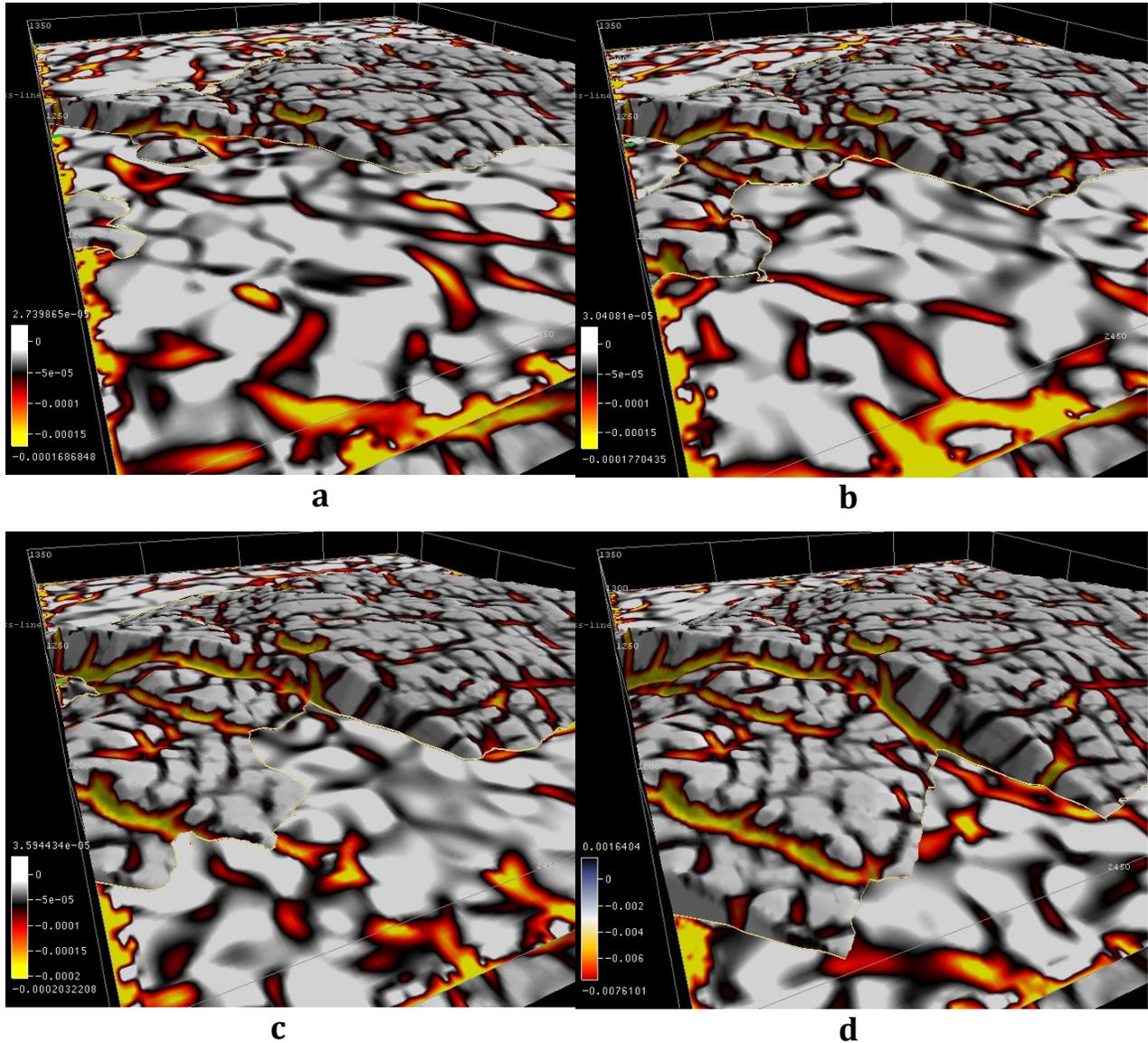


Figura 58. Horizonte con curvatura superficial, parámetros: Ventana de mediana de 3x3 con una iteración, 5 coeficientes. Rebanadas de tiempo de curvatura superficial, parámetros: ventana de Hamming de 7x7x7 datos, alfa 1.25, 7 coeficientes para el filtro derivada fraccional. En 'a', 1248 ms; En 'b', 1292 ms; 1336 en 'c' y 1404 ms en 'd'.

El análisis conjunto corrobora la existencia de la falla y la posición del horizonte en la intersección entre este y el plano de falla, basados en las trazas de valores más negativos (colores amarillo a rojo) de curvatura negativa volumétrica y superficial al coincidir ambas. En este sentido es notable que la curvatura mas negativa resulta útil para fines de interpretación de valles asociados a flexuras y/o rupturas como es el caso de fallas.

En la misma figura 58 notamos la existencia de 3 fallas menores paralelas a la falla principal en la zona sur-occidente del cubo. Si hacemos el mismo seguimiento de estas fallas del horizonte en el cubo de curvatura volumétrica, notamos en la primera imagen que la falla contigua a la principal (de menor extensión y desplazamiento), hay una correspondencia en la única imagen que interseca en dicha falla ambas curvaturas (imagen inferior izquierda, 58c), aunque los valores de curvatura no son tan extremos ya que la traza de curvatura volumétrica se muestra en color negro, asociado a valores centrales en el rango de los datos. La falla contigua hacia el sur-oeste, de mayor dimensión (figura 59a) presenta una orientación N-S (mostrada en la figura 56) y que va reduciendo su desplazamiento en dirección sur. En la figura 59b se muestra el horizonte con curvatura superficial más negativa (ventana de filtro de mediana de 3x3 datos y 5 coeficientes para el cálculo de curvatura, donde se muestra una traza de curvatura más negativa en valores extremos negativos codificados en color amarillo, dicha traza sigue el lineamiento de la intersección entre el plano de falla y el horizonte. En la figura 60 le doy un seguimiento a dicho lineamiento en rebanadas de tiempo y el horizonte de curvatura. Las rebanadas de tiempo corresponden a un cubo de curvatura volumétrica más negativa obtenida con una ventana 3D de Hamming de 7x7x7 datos para los volúmenes de vectores de número de onda ponderados por la frecuencia instantánea, un valor de alfa de 1.25 para el filtro derivada fraccional y 7 coeficientes para el mismo filtro. Las rebanadas analizadas corresponden a los milisegundos (en dirección ascendente hacia abajo): a) 1268, b) 1308, c) 1320, d) 1332, e) 1344, f) 1368, g) 1416 y h) 1428. En a) se observa una clara correspondencia entre ambas curvaturas en el principio de la falla en el horizonte al norte de la misma, a pesar del ruido generado en el borde, la correspondencia en color de las trazas es confiable ya que la traza continúa en dirección sur; en b) la traza en la rebanada de tiempo muestra un efecto de curva que presenta poca relación con la curvatura superficial, sin embargo en el límite entre ambas, existe continuidad; en c) la traza de la rebanada muestra coherencia con la traza del horizonte, sin embargo los valores de curvatura varían entre ambas, ya que en la rebanada son valores más positivos mientras que en el horizonte son valores más negativos. Esto puede deberse a que el valle de análisis se vuelve más difuso en dicha zona con los datos volumétricos, que el valle obtenido en el picado. Para d) prácticamente se pierde el contacto entre ambas trazas pero en la rebanada se muestra más clara conforme se avanza al sur. En e) hay un desfase de trazas, ya que la traza volumétrica se ubica más al oeste, y también hay un ligero desfase de valores mostrado en colores más centrales para la misma traza. En f) la traza superficial se 'alinea' con una traza diferente de curvatura volumétrica que se localiza al este de la traza con la que se había emparejado en las rebanadas

anteriores, mientras que en g) y h) las trazas que en a) estaban alineadas, vuelven a estarlo.

De este análisis comparativo puedo deducir que hay una importante coherencia entre ambas curvaturas en esta falla, a pesar de que en una zona central en el rango temporal se pierde un poco la continuidad.

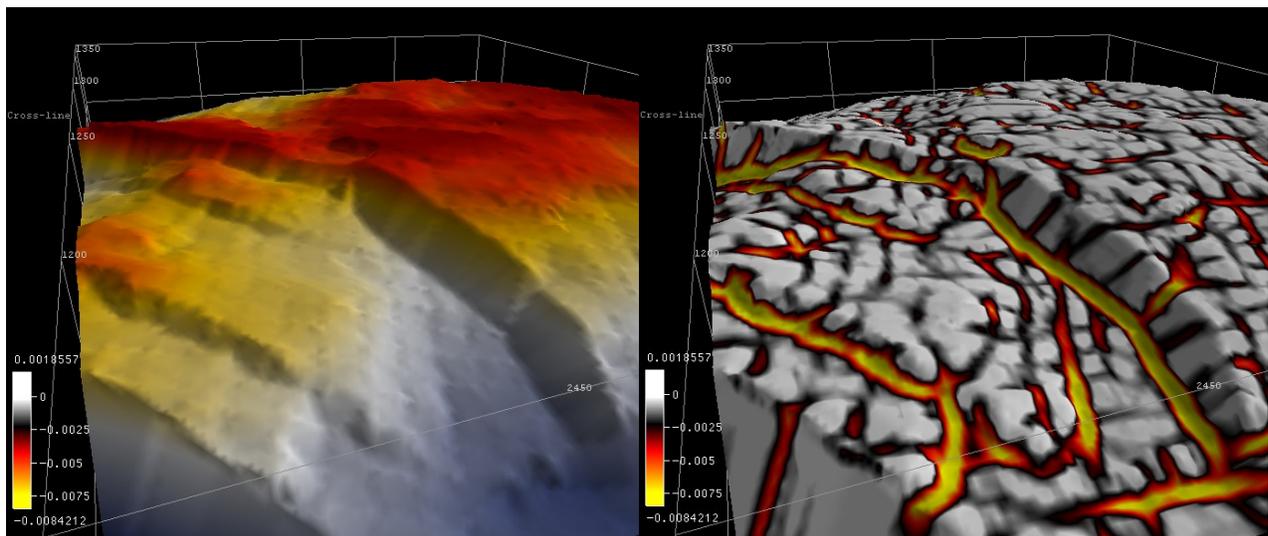
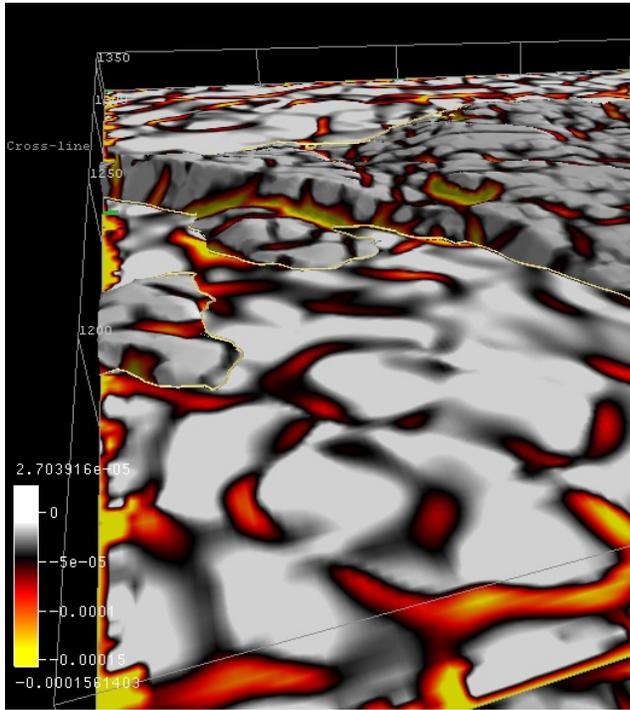
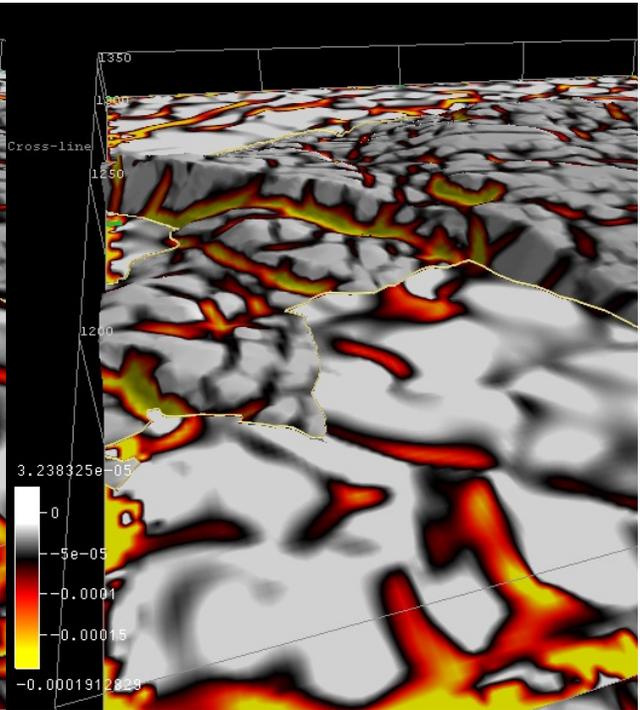


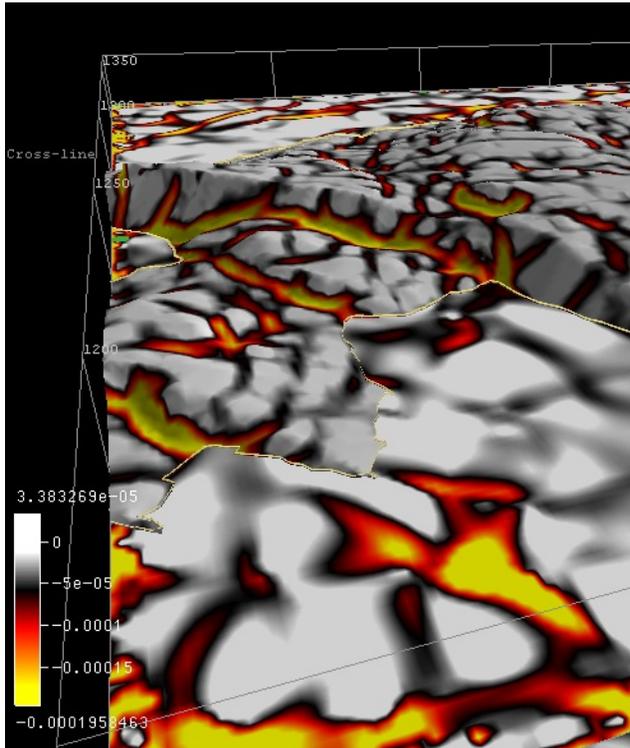
Figura 59. Izquierda (a), falla de análisis con curvatura mostrada en horizonte. Derecha (b), horizonte con información de curvatura superficial obtenida con ventana de filtro de mediana de 3x3 datos, una iteración y 5 coeficientes para cálculo de curvatura.



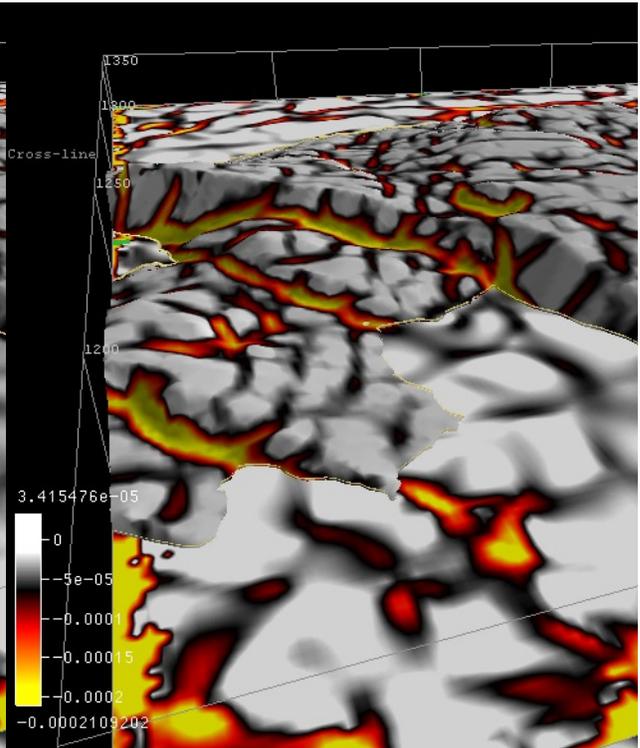
a



b



c



d

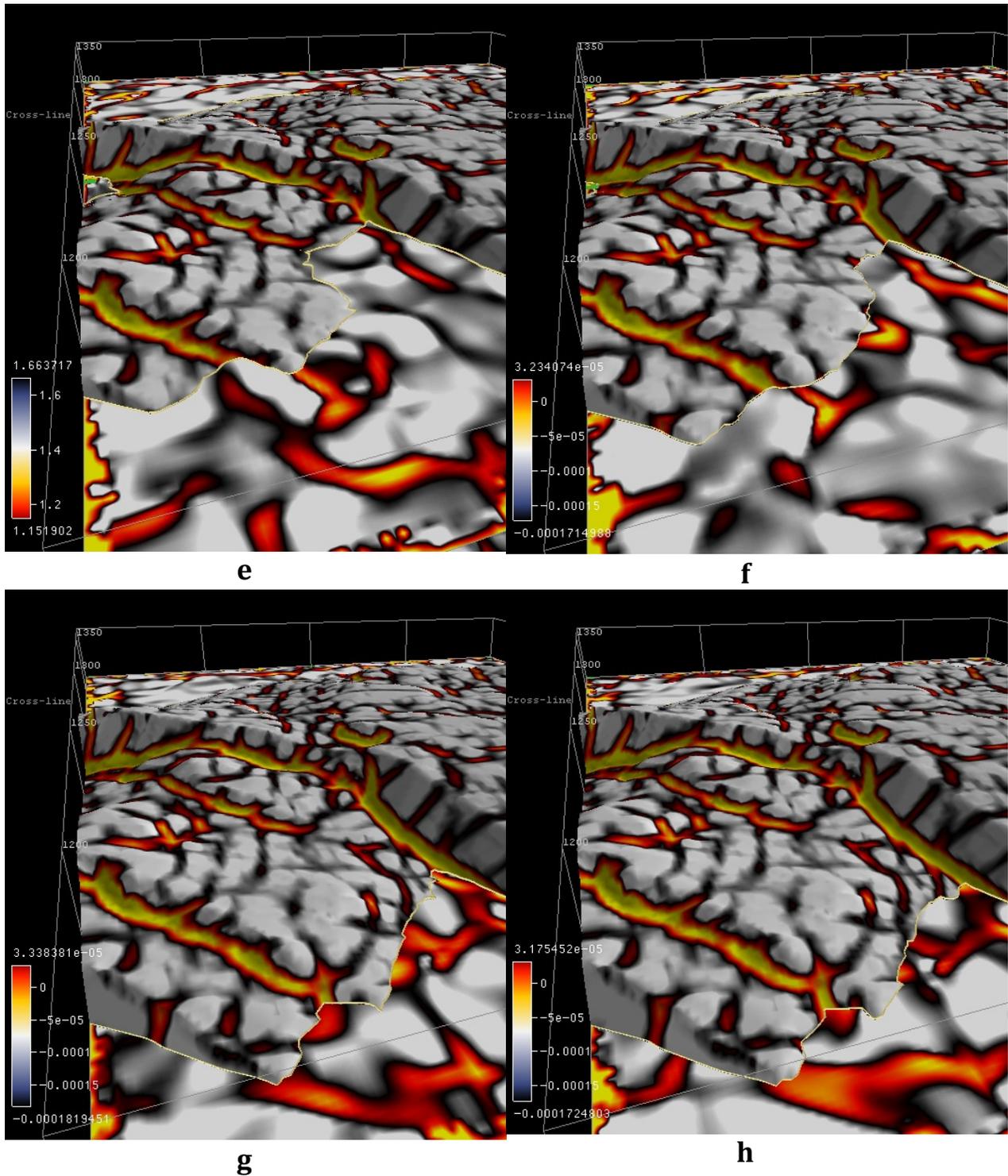


Figura 60. Rebanadas de tiempo en los milisegundos: a) 1268, b) 1308, c) 1320, d) 1332, e) 1344, f) 1368, g) 1416 y h) 1428. Curvatura volumétrica con ventana de Hamming 3D de 7x7x7 datos, alfa de 1.25 y 7 coeficientes para filtro derivada fraccional.

Para incrementar la certidumbre en el análisis procedí a realizar una comparación similar empleando curvatura más positiva para ambas fallas. Esta curvatura resalta en valores más positivos las zonas de crestas en la topografía del horizonte en el caso superficial, y en zonas de crestas obtenido del análisis de vectores de echado para el caso volumétrico. En la figura 61 muestran el horizonte y la curvatura más positiva.

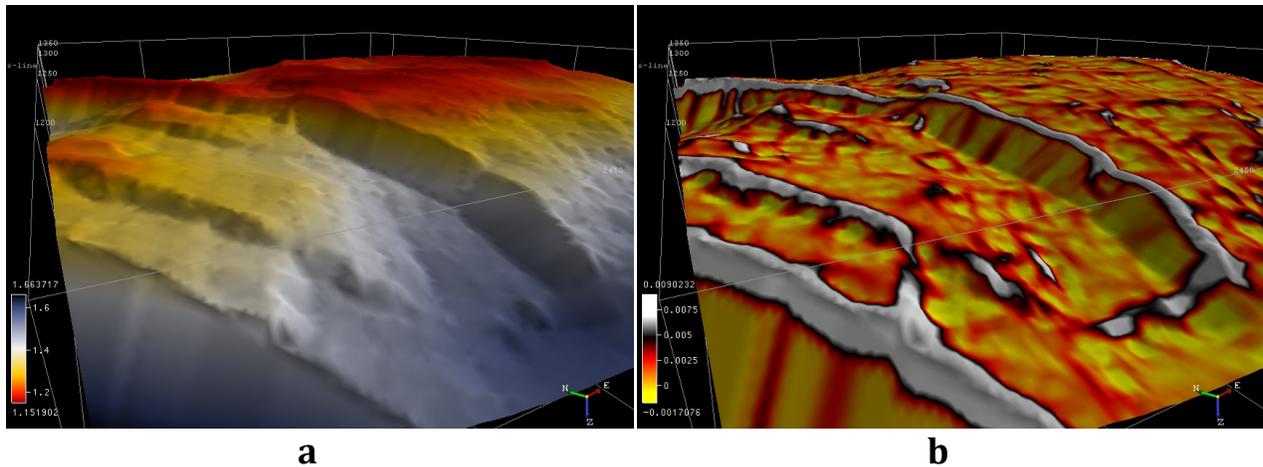
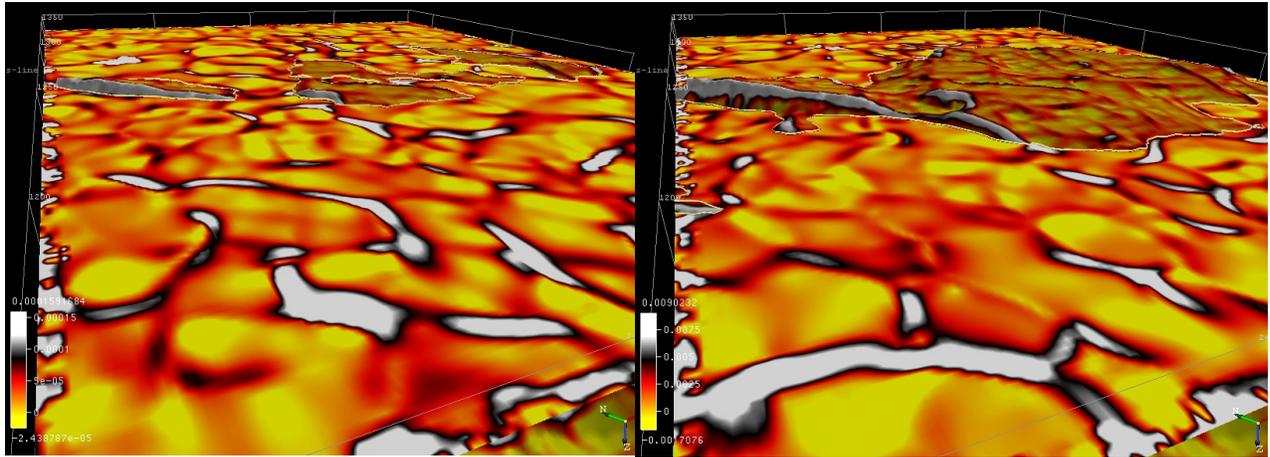


Figura 61. a) Horizonte en z con escala temporal; b) Horizonte con información de curvatura superficial más positiva. Obsérvese las trazas más positivas iluminadas en color blanco sobre las crestas de las fallas.

En la figura 62 muestran diferentes posiciones temporales para la rebanada de tiempo de curvatura volumétrica más positiva (con ventana de Hamming 3D de $7 \times 7 \times 7$, alfa de 1.25 y 7 coeficientes para filtro derivada fraccional) junto con el horizonte con curvatura superficial más positiva (filtro de mediana de una iteración y ventana de 3×3 datos, con 5 coeficientes para el cálculo de curvatura). En las imágenes varía la profundidad de las rebanadas de tiempo, en milisegundos las posiciones son: a) 1168, b) 1228, c) 1264, d) 1288, e) 1312, f) 1336, g) 1360 y h) 1408. Se puede observar en a) que para la falla principal no hay correspondencia entre ambas curvaturas, en b) la parte más al sur de la falla principal que sobresale a la rebanada de tiempo muestra correspondencia entre ambas trazas de curvatura positiva (en blanco), mientras que en c) la única correspondencia visible es en la tercera falla (partiendo de la principal hacia el oeste); en d) se pierde toda continuidad de trazas de curvatura positiva; mientras que en e) y f) la continuidad notable está en la cresta de la tercer falla de nuevo; para g) y h) hay un desfase en las trazas de ambas curvaturas para la falla principal y la falla localizada en el extremo occidental (esquina) del horizonte.

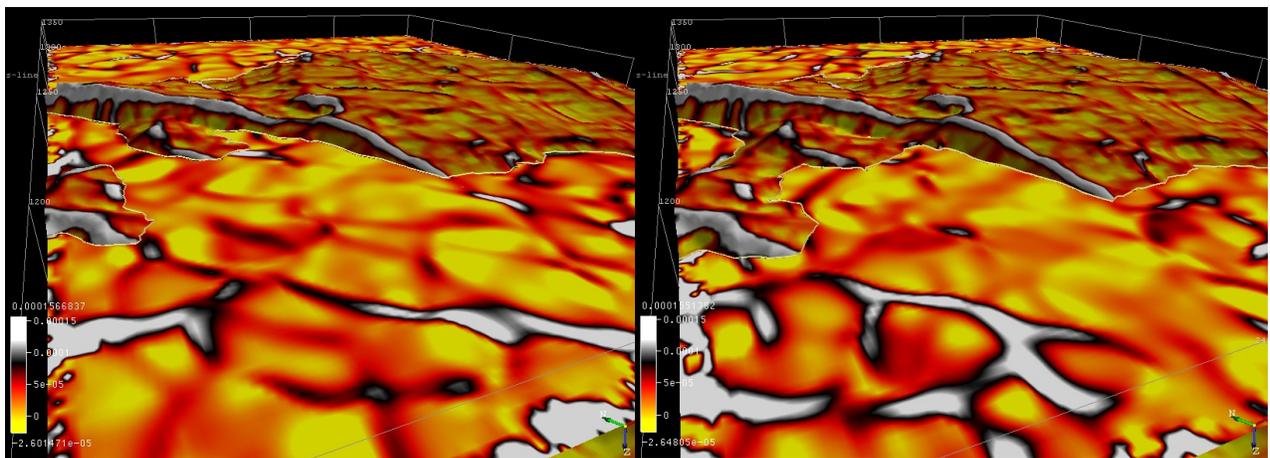
Como se observa, las correspondencias en la curvatura más positiva son menores que las obtenidas en la curvatura más negativa, sin embargo estas si existen y al menos no descartan la existencia de la falla 3 en el lugar donde se picó para el horizonte, mas bien la

corroboran, excepto en la parte sur de la misma, donde se manifestó un desfase de lineamientos.



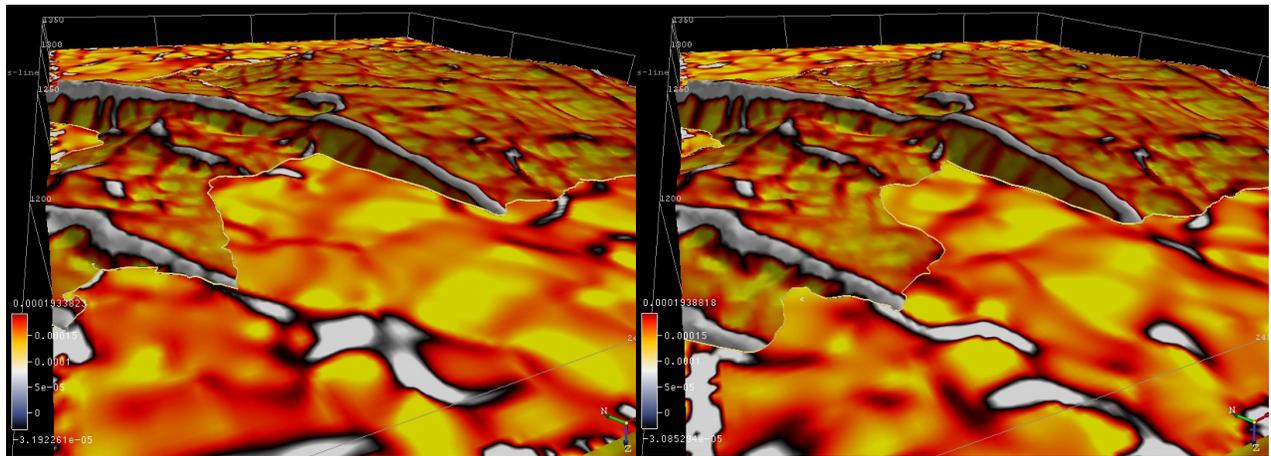
a

b



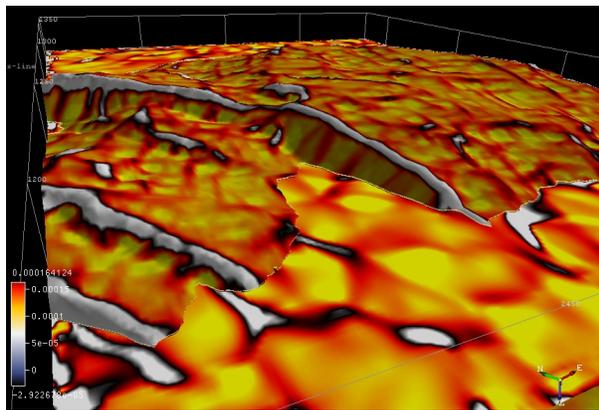
c

d

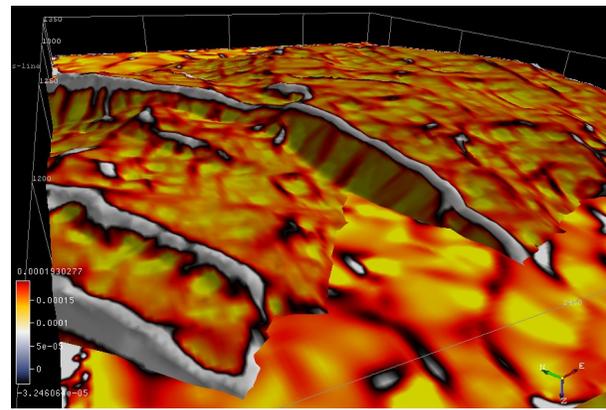


e

f



g



h

Figura 62. Rebanadas temporales de curvatura más positiva en los milisegundos: a) 1168, b) 1228, c) 1264, d) 1288, e) 1312, f) 1336, g) 1360 y h) 1408.

CONCLUSIONES

Las imágenes de las figuras 58, 60 y 62 nos muestran una visible correspondencia entre los lineamientos de curvatura volumétrica y superficial más negativa y más positiva al hacer el seguimiento de las flexiones correspondientes al valle y cresta de la falla principal, respectivamente. Para la imagen 60 la correlación es menos visible dado que los valores de curvatura más positiva resultan más negativos, sin embargo, es más notoria para la falla secundaria que se encuentra al suroeste de la principal. En la comparación de curvatura más positiva (figura 62) se observa también la correspondencia entre los lineamientos del horizonte y la rebanada temporal, aún cuando en las imágenes 62g y 62h se nota un ligero desfase entre los valores de curvatura más positiva asociados a la cresta de la intersección entre el horizonte y el plano de las fallas principal y secundaria (suroeste), sin embargo no se pierde la tendencia en la dirección de los lineamientos, y dicho desfase puede deberse al criterio empleado y a la información disponible por interprete.

Para este ejercicio, los parámetros de cálculo de curvatura volumétrica que brindaron imágenes con lineamientos interpretables fueron: alfa, 1.25; ventana de Hamming, 7x7x7 datos y 7 coeficientes para el filtro de derivada fraccional. La selección de estos parámetros fue visual, al comparar los resultados que las distintas combinaciones arrojaban. Los parámetros útiles para el cálculo de curvatura superficial, seleccionados de igual manera, fueron los siguientes: filtrado por ventana móvil de 3x3 datos, una iteración y 5 coeficientes para el cálculo de curvatura. Es importante recordar que estos parámetros resultaron útiles para este ejercicio en específico, dados los objetivos que se perseguían y la naturaleza de los datos empleados.

Los resultados de ambas curvaturas muestran, para este ejercicio, una clara confiabilidad para hacer uso de ambos atributos al mapear la intersección entre la falla y el horizonte, definida como una zona de flexión (carácter superficial) y rotación del reflector (carácter volumétrico).

La aplicación de derivadas fraccionales sobre las estimaciones del echado del reflector son útiles para resaltar características de flexión sobre los datos 3D mediante el cálculo de atributos de curvatura (más negativa y más positiva). La visualización de lineamientos de valores extremos en las curvaturas, permite seguir zonas de posibles enjambres de fracturas, útiles en la caracterización de un yacimiento, relacionadas a rutas de migración de hidrocarburos.

El cálculo de curvatura superficial mediante el uso de un horizonte picado permite identificar zonas de flexión en su superficie, aportando información de posibles aperturas asociadas a las flexiones o pliegues que moldearon dicho horizonte.

Los cálculos de curvatura volumétrica dependerán de diversas variables asociadas a los datos sísmicos: geometría, eficacia del procesado (calidad del filtrado y de la migración, entre otros), contenido frecuencial, resolución espacial, etc. Los cálculos de curvatura

superficial se verán afectados por el criterio, conocimientos sobre la zona de estudio y experiencia del interprete, así como de las herramientas empleadas para la obtención del horizonte.

Hacer este análisis resulta útil para distintos propósitos. Si aún no se cuenta con un horizonte picado, pero es necesario obtenerlo, es posible auxiliarse de la curvatura volumétrica para darle seguimiento a una falla (como en este caso) o pliegue, y obtener un horizonte basado en mayor información. Así, una vez que se genera el horizonte, se puede calcular la curvatura superficial, para analizar posibles zonas de fractura, con base ya en ambas curvaturas. Por otro lado, analizar conjuntamente ambos atributos, con un horizonte obtenido sin usar información de curvatura volumétrica, nos permite realizar análisis comparativos para evaluar la interpretación realizada con ambos atributos y el horizonte.

Recomendamos el uso tanto de la curvatura superficial como de la curvatura volumétrica para darle certidumbre a la interpretación de tipo geométrico, esto debido a la independencia matemática en la definición de ambas curvaturas. Mientras que la curvatura superficial depende del horizonte picado, la curvatura volumétrica depende de los parámetros de adquisición y procesamiento. Las flexiones que nos permite resaltar la curvatura superficial más positiva y más negativa señalan posibles zonas de fractura localizadas en dichas flexiones, que ya fueron interpretadas mediante otras técnicas. Las flexiones mediante el uso de la curvatura volumétrica dependen de la rotación que el reflector haya tenido en la zona de falla, ya que solo en dichos casos los vectores de echado temporal muestran variación perceptible que se puede resaltar por medio del filtro de derivada fraccional. En conclusión, podemos localizar posibles enjambres de fracturas mediante dos técnicas que dependen de diferente información del cubo de análisis, enriqueciendo y brindando certidumbre o refutando hipótesis de interpretación.

Recomendaciones para futuros trabajos.

Se recomienda contar con información geológica concreta de la zona de estudio que posibilite emplear los atributos de curvatura superficial y volumétrica como parte de un proyecto integral de interpretación que permita reforzar o refutar hipótesis planteadas por el análisis como el realizado en el presente trabajo. También recomendamos emplear el atributo de coherencia para corroborar la existencia de ciertas zonas de fallas, especialmente en secuencias de rocas carbonatadas, donde el bajo contraste de impedancias puede representar una dificultad en los análisis que se basen en la información sísmica directamente, con el fin de usar la misma información para localizar un objetivo concreto, por medio de dos técnicas matemáticamente independientes.

REFERENCIAS

- AL-DOSSARY, SALEH; MARFURT, KURT J. *3D volumetric multispectral estimates of reflector curvature and rotation*. Geophysics volumen 71; 2006.
- AMAYA SANTIAGO, LUCINO, 2010. *Apuntes de la asignatura de geología de yacimientos naturalmente fracturados*. Tesis UNAM.
- BAHORICH M; FARMER S. *3-D Seismic discontinuity for faults and stratigraphic Features: The Coherence Cube*. The Leading Edge volumen 14, octubre de 1995.
- BARNES, ARTHUR E. *A tutorial con complex seismic trace analysis*. Geophysics, vol. 72, número 6, 2007.
- BARNES, ARTHUR E. *Theory of 2-D complex seismic trace analysis*. Geophysics, volumen 61, número 1. 1996.
- BARNES, ARTHUR E. *Weighted average seismic attributes*. Geophysics, volumen 65. Enero-Febrero 2000.
- BRATTON, TOM; V. DUC, NGUYEN; V. DUC, NGUYEN. *The nature of naturally fractured reservoirs*. Oilfield review, 2006.
- CHOPRA, SATINDER; K. MARFURT. *Seismic attributes — A historical perspective*. Geophysics, volumen 70, 2005.
- CHOPRA, SATINDER; MARFURT, KURT J. *Multispectral volumetric curvature adding value to 3D seismic data interpretation*. CSPG/CSEG Convention, Calgary, 2007.
- CHOPRA, SATINDER; MARFURT, KURT J. *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization – Volumetric dip and azimuth*. SEG Geophysical Developments Series No. 11. 2007.
- CHOPRA, SATINDER; MARFURT, KURT J. *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization – Volumetric Curvature and Reflector Shape*. SEG Geophysical Developments Series No. 11. 2007.
- CHOPRA, SATINDER; MARFURT, KURT J. *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization – Use of Geometric Attributes in 3D Interpretation*. SEG Geophysical Developments Series No. 11. 2007.
- CHOPRA, SATINDER; MARFURT, KURT J. *Volumetric Curvature-Attribute Applications for Detection of Fracture Lineaments and Their Calibration*. Denver Geophysical Society, Junio 2007.
- CLAERBOUT, J. F.; *Fundamentals of Geophysical Data Processing*. Black- well Scientific Publications, Inc; 1985.
- COHEN, L.; *Time-frequency analysis*. Prentice-Hall PTR; 1995.
- COOPER, G. R. J.; D. R. COWANS. *Sunshading geophysical data using fractional order horizontal gradients*. The Leading Edge, volumen 22; 2003.

- COOPER, G. R., AND D. R. COWAN. *Sunshading geophysical data using fractional order horizontal gradients*. The Leading Edge, volumen 22; 2003.
- DONATELLA ASTRATTI, VICTOR AARRE; SABRY LOTFY M., TAHA N., et al. *Detección sísmica de fallas y fracturas*. Oilfield review, verano 2012: 24, no. 2.
- GARCÍA MORENO, ALAN. 2013. *Aplicación de atributo sísmico de curvatura volumétrica para caracterización de fallas y fracturas*. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Geofísica. ESIA Ticomán, IPN.
- GIROLDI, LUIS; GAROSSINO, PAUL. *Interpreting with multiple wavelength curvature attributes*. Geophysics, Febrero de 2014.
- HART, B. S. *Validating seismic attributes: Beyond statistics*. The Leading Edge, volumen 21; 2002.
- LISLE, R. J. *Detection of zones of abnormal strains in structures using Gaussian curvature analysis*. AAPG Bulletin, volumen 78; 1994.
- LUGO RUIZ, MIGUEL; 2010. *Discretización de la porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados*. Tesis UNAM 2010.
- LUO, Y.; S. AL-DOSSARY; M. MARHOON; Y M. ALFARAJ. *Generalized Hilbert transform and its application in geophysics*. The Leading Edge, volumen 22; 2003.
- M. TURHAN TANER, *Seismic attributes*. Rock Solid images , Houston, USA; 2001.
- MARFURT, K. J. *Robust estimates of 3D reflector dip*. Geophysics, volumen 71, número 5; 2006.
- MARFURT, K. J., AND R. L. KIRLIN, 2000, *3D broad-band estimates of reflector dip and amplitude*. Geophysics, volumen 65; 2000.
- MARTINEZ IBARRA RICARDO, 2009. *Dolomitización y generación de porosidad vugular en la brecha K/T del campo Cantarell, Zona Marina – Campeche*. Tesis Doctoral, Centro de Geociencias, UNAM.
- R. STEWART, ROBERT. *Median Filtering: Review and a new F/K analogue design*. Journal of the Canadian Society of Exploration Geophysicists. 1985.
- RIVERA RECILLAS, D., J. J. VALENCIA ISLAS, E. SALGUERO HERNÁNDEZ, G. RONQUILLO J., 2013, *Determinación de fallas y fracturas en horizontes de yacimientos con el atributo de curvatura*, 2013 Congreso Mexicano del Petróleo, del 5 al 8 de junio de 2013, Cancún.
- ROBERTS, ANDY. *Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons*. First break, volumen 19, febrero 2001.
- SHERIFF, R.E. (2002). *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics* (4 ed.). Society of Exploration Geophysicists. ISBN 1-56080-118-2.
- STEWART, S. A.; T. J. WYNN. *Mapping spatial variation in rock properties in relationship to scale-dependent structure using spectral curvature*. Geology, volumen 28; 2000.
- TANER, M. T.; KOEHLER, F.; SHERIFF, R. E. *Complex seismic trace analysis*. Geophysics, volumen 44, número 6 (junio de 1979).
- TARBUK, EDWARD J.; LUTGENS, F. K.; TASA, D.; 2005. *Ciencias de la tierra, una introducción a la geología física*. Pearson Educación S. A. , Madrid.

- TÉLLEZ GONZALES RICARDO, 2013. *Evaluación geológico-petrolera de yacimientos de aceite pesado, caso sonda de Campeche*. Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- TORREAO, J. R. A.; M. S. AMARAL. *Signal differentiation through a Green's function approach*. Pattern Recognition Letters, volumen 23, 2002.
- YILMAZ, ÖZDOGAN. *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data, Volume 1*. Society of Exploration Geophysics; 2001.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Partes de un pliegue. Modificado de Tarbuck, 2005.	6
Figura 2. Tipos de pliegues. Modificado de Tarbuck, 2005.	7
Figura 3. Esquema de un monoclinal donde se observa la falla inversa en el basamento, flexionando las rocas que lo sobreyacen. Modificado de Tarbuck, 2005.	8
Figura 4. Esquema que muestra los esfuerzos principales y su relación con la formación de fracturas. El tamaño de las flechas de los tres esfuerzos principales indica su magnitud relativa. Modificado de Aarre Victor, 2012.	10
Figura 5. Sistema de Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Modificado de Bratton et al, 2006.	12
Figura 6. Esquema que muestra una falla normal. Se puede observar que están asociadas a esfuerzos de tensión. Modificada de Tarbuck, 2005.	13
Figura 7. Esquema de un sistema de fallas normales donde se presentan horst, graben y fosas tectónicas. Modificado de tarbuck, 2005.	14
Figura 8. Esquema de una falla inversa (izquierda) y un cabalgamiento (derecha). Modificado de Tarbuck, 2005.	15
Figura 9. Esquema de una falla horizontal. Modificado de Tarbuck, 2005.	16
Figura 10. Representación en el dominio de la frecuencia de la traza real (a) y la traza compleja (b). Modificado de Taner, Koehler y Sheriff, 1979.	20
Figura 11. Operador de Hilbert normalizado en el dominio del tiempo truncado en 19 puntos. Modificado de Taner, 1979.	21
Figura 12. Longitud de onda de fase γ y echado λ y sus relaciones con los componentes de longitud de onda λ_x y λ_z, los cuales son el inverso de las componentes de número de onda k_x y k_z. La longitud de onda λ es medida perpendicular a las superficies de fase constante. Modificado de Barnes, 2007.	24
Figura 13. Dos azimuts que apuntan casi en la misma dirección ($+179^\circ$ y -179°), mostrando la necesidad de un promediado vectorial en lugar de un promediado escalar, el cual es de 180°, mientras que el promediado escalar sería 0°, el cual apunta en la dirección contraria. Modificado de Barnes, 2007.	25
Figura 14. . Definición de Curvatura. Roberts, 2001.	29
Figura 15. Definción matemática de curvatura. Tomado de Roberts, 2001.	30
Figura 16. Curvatura de una superficie en 3D. Tomada de Roberts, 2001.	31
Figura 17. Representación gráfica de la ecuación de la curvatura de Euler. Tomado de Roberts, 2001.	33
Figura 18. Celda de cuadrículas. Tiene el tamaño de apertura para el calculo del atributo de curvatura para una superficie. Modificado de Roberts, 2001.	37
Figura 19. Nomenclatura matemática, geológica y sísmica usada en la definición de echado del reflector; a = vector unitario de echado a lo largo del reflector, n = vector unitario normal al reflector, θ= magnitud del echado, ϕ= acimut del echado, ψ= strike, θ_x, θ_y= echado aparente en el plano xz y plano yz respectivamente. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007.	40
Figura 20. Sección sísmica y rebanada horizontal del los datos 3D de un domo salino. En la rebanada se nota el carácter de capas de cebolla alrededor del domo. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007.	44
Figura 21. Rebanadas verticales y horizontales de la figura 2. A) Magnitud del echado instantáneo suavizado y b) azimut del echado instantáneo suavizado. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007.	44

- Figura 22. Echado aparente a 0° , 30° , 60° , 90° , 120° y 150° a partir del norte en una rebanada de tiempo a $t=0.8$ s. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007. 45
- Figura 23. Respuesta espectral de las aproximaciones en diferencias finitas a la primera derivada en una rejilla discreta, con h como incremento. Modificada de Al Dossary, 2006. 48
- Figura 24. Respuesta espectral del detector de bordes D_{23} de Torreao y Amaral (2002) para valores de $L=h$, $2h$, $3h$, $4h$ y $5h$. El operador $L=2h$ posee un contenido espectral similar al filtro Sobel (algoritmo de segundo orden de exactitud) mostrado en el espectro anterior. Modificado de Al Dossary, 2006. 50
- Figura 25. Operadores espaciales (a) y su correspondiente espectro usado en la derivada fraccional D_α , dada por la ecuación 71. Modificado de Al-Dossary y Marfurt, 2006. 53
- Figura 26. Vista de planta y (b) una sección de un enjambre de fracturas idealizado, asociado con un pliegue o falla orientada en un ángulo de tendencia regional. Modificado de Chopra y Marfurt, 2007. 56
- Figura 27. Corte sísmico (a) de una falla inversa con desplazamiento hacia el noreste y (b) falla normal con strike noroeste. (c) Mapa de intensidades de echado mostrando en amarillo altos echados. Las burbujas rosas muestran de acuerdo al tamaño, las mejores producciones en un año determinado. Se observa que las burbujas más grandes caen en intersecciones de echados, demostrándose que las fracturas mejoran la producción. Modificado de Chopra Y Marfurt, 2007 (después de Hart et al., 2002). 56
- Figura 28. Mapa de la componente de strike de curvatura calculada a partir de una arenisca impregnada de gas del noroeste de Nuevo México. Las áreas verdes muestran una tendencia lineal noroeste-sureste donde se localizan pozos separados 2.5 km que han producido más de 10 mil millones de metros cúbicos de gas cada uno. El análisis de la producción muestra una interferencia entre estos pozos pero no entre los pozos adyacentes representados por los círculos. Modificado de Marfurt y Chopra, 2007. 57
- Figura 29. Segmento de una sección sísmica con un horizonte interpretado indicado por la línea roja punteada. El círculo azul indica la presencia de un graben (en a y b). Modificado de Marfurt y Chopra, 2007. 58
- Figura 30. Magnitud del echado (a) y máxima curvatura (b) obtenidos a partir del horizonte 4(b). La máxima curvatura puede tener tanto valores positivos (cóncava hacia abajo) como valores negativos (cóncava hacia arriba). Debido al arrastre a lo largo de la falla, los bordes interiores del graben tienen valores negativos de máxima curvatura, mientras que la zona interior adyacente a los bordes del graben muestra valores negativos. Modificado de Marfurt y Chopra, 2007 (después de Sigismondi y Soldo, 2003). 58
- Figura 31. Extracto de un cubo de coherencia que interseca un perfil sísmico, de Alberta, Canadá. Datos de *Arcis Corporation*, Calgary. Modificado de Chopra, 2007. 59
- Figura 32. (a) Superficie del horizonte sísmico de 6; (b) Atributo de coherencia; (c) Curvatura más positiva y (d) curvatura más negativa, todos calculados a partir de (a). Además de las principales fallas, las curvaturas muestran claramente detalles más finos que el atributo de coherencia. Datos de *Arcis Corporation*, Calgary. Modificado de Chopra, 2007. 60
- Figura 33. . a) Muestra una falla lítrica con rotación de los reflectores mientras que en b) no se presenta dicha rotación. Modificado de Marfurt y Chopra (2da. Sección), 2007. 62
- Figura 34. a) Falla idealizada con un offset mucho menor a un cuarto de longitud de onda del tamaño de la ondícula sísmica, la cual será vista en curvatura. b) Falla con offset finito y sin rotación del reflector, por lo que no será vista por la curvatura volumétrica. Modificado de Marfurt y Chopra (2da. Sección), 2007. 62
- Figura 35. a) Sensibilidad de atributos a pliegues. Esta falla será visible para cubos de curvaturas, pero no de coherencia. b) Sensibilidad de los atributos a las características de relleno o colapso. La parte mas profunda de la falla será visible en volúmenes de coherencia, mientras que la parte mas somera de la falla y el relleno posterior serán visibles con volúmenes de curvatura. Modificado de Marfurt y Chopra (2da. Sección), 2007. 63

Figura 36. Localización de la Región Marina Noreste en un mapa de la Republica Mexicana. Pemex, 2009.	65
Figura 37. Ubicación geográfica del activo integral Cantarell junto a Ku-Maloob-Zaap, dentro de la Región Marina Noreste (PEP, 2013).	66
Figura 38. Columna Estratigráfica de la sonda de Campeche. Modificada de Ángeles, 1996.	69
Figura 39. Modelo estructural actual del campo Cantarell (García, 2010).	73
Figura 40. Evolución estructural de Cantarell basada en la reconstrucción cinemática de secciones transversales. Tomado de Shankar Mitra et al, 2005.	73
Figura 41. Interfaz gráfica de ATRICURVA mostrando las opciones de cálculo. El flujo de trabajo pide realizar un filtrado en primera instancia (mediante un filtro de mediana o Gaussiano), para después obtener el atributo de curvatura.	74
Figura 42. Ventana de resumen de los datos cargados en ATRICURVA.	75
Figura 43. Ventana con Archivo generado en formato .dat con 9 columnas, conteniendo todos los atributos de curvatura calculados.	76
Figura 44. Horizonte empleado para la obtención de atributos de curvatura superficial.	77
Figura 45. 1mi1v03c3_kneg.	78
Figura 46. 1mi1v05c3_kneg.	78
Figura 47. 1mi1v09c3_kneg.	79
Figura 48. 1mi1v15c3_kneg.	79
Figura 49. Curvatura superficial más negativa calculada usando una ventana móvil de 3x3 datos al filtrar por mediana.	81
Figura 50. Curvatura superficial más negativa calculada usando una ventana móvil de 15x15 datos al filtrar por mediana. Se observa que se definen mejor lo lineamientos y se elimina ruido en forma de malla que está presente en la figura 49.	82
Figura 51. Imágenes de curvatura más negativa con ventana de media móvil de 3x3 datos. En 'a' 1 iteración; 2 iteraciones en 'b'; 3 iteraciones en c; 5 iteraciones en d para el filtro de mediana.	83
Figura 52. Curvatura más negativa con un filtro de mediana de 3x3 y una iteración. En 'a', arreglo de 3x3 datos; en 'b', arreglo de 5x5; en 'c', arreglo de 9x9 datos y en 'd' arreglo de 15x15 datos.	84
Figura 53. Interfaz del programa de Atributo de Curvatura Volumétrica.	86
Figura 54. Rebanada de tiempo (1500 ms) de curvatura más negativa para valores de alfa 0.25, 1.25 y 2.00 . Podemos notar como las trazas se vuelven más finas conforme aumenta el valor de alfa, debido a que la derivada aumenta de orden, funcionando como un filtro pasa altas.	88
Figura 55 Rebanadas de tiempo en 1500 ms para curvatura más negativa con 7 (a), 9 (b) y 11 coeficientes (c) para el filtro de derivada fraccional.	90
Figura 56. Horizonte sísmico mostrando una falla principal con orientación NE-SW. Se observa muy bien el desplazamiento que se generó en dicha falla.	91
Figura 57. Rebanada vertical correspondiente a la <i>crossline</i> 1203 y horizonte (con escala de colores en altitud en segundos). Se observa la correspondencia entre la discontinuidad de horizontes y el plano de falla en el horizonte.	92
Figura 58. Horizonte con curvatura superficial, parámetros: Ventana de mediana de 3x3 con una iteración, 5 coeficientes. Rebanadas de tiempo de curvatura superficial, parámetros: ventana de Hamming de 7x7x7 datos, alfa 1.25, 7 coeficientes para el filtro derivada fraccional. En 'a', 1248 ms; En 'b', 1292 ms; 1336 en 'c' y 1404 ms en 'd'.	93
Figura 59. Izquierda (a), falla de análisis con curvatura mostrada en horizonte. Derecha (b), horizonte con información de curvatura superficial obtenida con ventana de filtro de mediana de 3x3 datos, una iteración y 5 coeficientes para cálculo de curvatura.	95
Figura 60. Rebanadas de tiempo en los milisegundos: a) 1268, b) 1308, c) 1320, d) 1332, e) 1344, f) 1368, g) 1416 y h) 1428. Curvatura volumétrica con ventana de Hamming 3D de 7x7x7 datos, alfa de 1.25 y 7 coeficientes para filtro derivada fraccional.	97

Figura 61. a) Horizonte en z con escala temporal; b) Horizonte con información de curvatura superficial más positiva. Obsérvese las trazas más positivas iluminadas en color blanco sobre las crestas de las fallas.

98

Figura 62. Rebanadas temporales de curvatura más positiva en los milisegundos: a) 1168, b) 1228, c) 1264, d) 1288, e) 1312, f) 1336, g) 1360 y h) 1408.

100