



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TÉCNICAS SÍSMICAS APLICADAS A LA
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA GEOFISICA

PRESENTA:

ANA GUADALUPE ROMERO LUÉVANO

DIRECTOR DE TESIS:
ING. EDUARDO AMADOR TERRAZAS



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F., Marzo, 2008

Para mi familia: mis padres y mis hermanos.
Gracias por su apoyo.

A mis maestros, gracias por compartir
sus conocimientos conmigo.

Agradezco también a mis asesores, los
Ingenieros Eduardo Amador Terrazas (UNAM)
y Marco Flores Flores (PEMEX).

“TECNICAS SÍSMICAS APLICADAS A LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS”

Índice

RESUMEN.....	1
INTRODUCCIÓN	3
I. MODELOS PARA CARACTERIZAR EL FRACTURAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	
I.1. Modelos Continuos	6
I.2. Modelos Discretos	7
1.2.1. Modelos Discretos Determinísticos	
1.2.2. Modelos Discretos Estocásticos	
I.3. Modelos Integrados	9
1.3.1. Modelos que Usan Redes Neuronales	
1.3.2. Modelos que Usan Optimización Global	
II. ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	
II.1. Definición y Tipos de Yacimientos Naturalmente Fracturados	12
II.2. Efecto de las Fracturas en el Comportamiento de Fluidos	13
II.3. Propiedades de las Fracturas Naturales	14
II.3.1. Localización, Orientación y Tamaño	
II.3.2. Origen del Sistema de Fracturas	
II.3.2.1. Fracturas por Cizalla	
II.3.2.2. Fracturas por Extensión	
II.3.2.3. Fracturas por Tensión	
II.3.2.4. Fracturas Tectónicas	
II.3.2.5. Fracturas Regionales	
II.3.2.6. Fracturas Contraccionales	
II.3.2.7. Fracturas Relacionadas a la Superficie	

- II.3.3. Forma de las Fracturas
 - II.3.3.1. Fracturas Abiertas
 - II.3.3.2. Fracturas Deformadas
 - II.3.3.3. Fracturas Rellenas de Minerales
 - II.3.3.4. Fracturas Vugulares
- II.3.4. Porosidad, Permeabilidad y Conectividad
- II.3.5. Densidad de Fracturamiento
- II.3.6. Espaciamiento entre Fracturas

III. CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS A PARTIR DE DATOS SÍSMICOS

III.1. Técnicas Sísmicas de Coherencia	36
III.1.1. Coherencia y Semblanza	
III.2. Otras Técnicas Sísmicas con Datos Apilados	39
III.2.1. Inversión	
III.2.2. Curvatura	
III.2.2.1. Estimado Volumétricos de Curvatura	
III.2.3. Filtrado Orientado Estructuralmente	
III.2.4. Análisis Espectral	
III.3. Modelado de Fracturas Usando Datos Sísmicos Sin Apilar	44
III.3.1. Fracturas y Anisotropía	
III.3.2. Teoría de la Respuesta Sísmica a las Fracturas	

IV. CUBO DE COHERENCIA APLICADO AL MAPEO DE FRACTURAMIENTO

IV.1. Antecedentes	50
IV.1.1. Ubicación	
IV.1.2. Marco Geológico Regional	
IV.1.3. Estratigrafía	
IV.1.4. Evolución Estructural	
IV.2. Metodología	58

IV.2.1. Efecto de la Ventana de Análisis Vertical	
IV.2.2. Efecto de las Opciones de Echado	
IV.2.3. Efecto del Máximo Echado Buscado	
IV.2.4. Efecto del Número de Trazas Utilizado	
IV.2.5. Efecto de las Opciones de Mejoramiento	
IV.2.6. Coherencia Aplicada a Datos Sísmicos Originales, Filtrados y con Blanqueo de Frecuencias	
IV.3. Resultados.....	74
IV.3.1. Horizontes JSK y KS	
IV.3.2. Cambio del Fracturamiento de Acuerdo a la Profundidad	
IV.3.3. Ejemplos de Pozos Perforados	
V. CONCLUSIONES.....	80
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	

RESUMEN

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) constituyen un gran porcentaje de las reservas de hidrocarburos en México y el mundo, su importancia no se limita al campo petrolero. Sin embargo, la complejidad de este tipo de yacimientos, su heterogeneidad y la falta de técnicas eficientes para integrar datos limitados de diferentes tipos ha impedido la creación de modelos confiables. Entonces, la tendencia generalizada en la industria petrolera ha sido ignorar la presencia y efecto de las fracturas naturales, tanto como sea posible. El problema con esta “negación” (como la llama Nelson), es que conlleva varios problemas posteriores, como son: la pérdida, a menudo irreparable, del factor de recuperación; patrones primarios de recuperación que son inapropiados para la recuperación secundaria; expedición ineficiente de capital durante el desarrollo; perforación innecesaria de pozos y el aprovechamiento inapropiado de oportunidades económicas.

Lo anterior no deja nada positivo en las actividades de exploración y desarrollo, llevando sólo a una conclusión pobre tanto técnica como económicamente, por lo que es recomendable determinar el efecto de las fracturas naturales en los yacimientos tan pronto como sea posible.

El objetivo de caracterizar un yacimiento es conocer sus propiedades geológicas, petrofísicas y de presión para entender su interacción con el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento. Para lograr este objetivo se cuenta con un gran número de datos de diferentes tipos que aportan información de distinta índole que debe integrarse para lograr el objetivo antes mencionado, además de modelos confiables para el diseño posterior de la estimulación y el análisis de la simulación de fluidos. Esto requiere el conocimiento de las fracturas, sus heterogeneidades y su interacción, tanto en regiones cercanas a los pozos, como en lejanas.

Este trabajo se enfoca en la aportación de los datos sísmicos, en particular el análisis de coherencia, a la caracterización estática del yacimiento. En el capítulo 1 se abordan cuestiones generales y conceptos propios de los yacimientos naturalmente fracturados. En el capítulo 2, se discuten los mecanismos geológicos de la generación de fracturas. El capítulo 3 es un resumen de la aportación de los datos sísmicos a la

caracterización y modelado de los yacimientos naturalmente fracturados. Finalmente, en el capítulo 4, se enfoca en el análisis de coherencia para determinar el fracturamiento regional en un campo del Golfo de México, con datos reales facilitados por Pemex Exploración y Producción.

El objetivo de este trabajo es pues, condensar los avances y el estado del arte de los datos sísmicos aplicados a la detección de fracturamiento en yacimientos naturalmente fracturados, así como proveer de un ejemplo real del procesado de tales datos a través de un poderoso atributo sísmico como la coherencia, que contribuye a detectar regiones de fracturas en este tipo de yacimientos.

INTRODUCCIÓN

La mayor parte de los hidrocarburos producidos en México provienen de Yacimientos Naturalmente Fracturados. A su vez, las fracturas tienen un papel primordial en la circulación de fluidos en este tipo de yacimientos, ya que por razones geológicas, la mayoría de los YNF tienen poca permeabilidad en la matriz de la roca, por lo que las fracturas se convierten automáticamente en el principal medio de circulación de los fluidos. Entonces típicamente, los hidrocarburos se acumulan en la porosidad de la matriz y son conducidos a los pozos productores a través de la red de fracturas del yacimiento. Además, las fracturas pueden llegar a tener roles significativos en el almacenamiento de fluidos (principalmente en yacimientos carbonatados), debido a la porosidad secundaria.

Stearns define una fractura natural como una discontinuidad planar macroscópica que resulta de esfuerzos que exceden el punto de ruptura de la roca. En general, se puede decir que una fractura es cualquier tipo de discontinuidad o rotura mecánica en las rocas (vúgulos, fracturas, juntas, fallas, etcétera), que se forma en respuesta a presiones altas de fluidos, esfuerzos litostáticos, termales o tectónicos (Tran, 1999), por ejemplo: la intrusión de un domo salino, levantamientos de la corteza o vulcanismo. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo, negativo o nulo en el desplazamiento de fluidos en los YNF, que son yacimientos de gas o aceite, en cuya roca matriz existen poros, gargantas de poro y fracturas naturales.

Para los yacimientos donde tales fracturas tienen un efecto positivo o negativo en la circulación de fluidos, es de importancia capital conocer la magnitud y dirección de los esfuerzos principales *in situ*, el azimut, el echado, el espaciamiento y la apertura de las fracturas, así como la porosidad, permeabilidad y saturación de agua tanto de la matriz como de las fracturas, ya que esta información ayudará en la caracterización del yacimiento naturalmente fracturado, y se podrá conocer entonces la distribución de los hidrocarburos dentro del yacimiento y calcular la capacidad de flujo de los pozos (Aguilera, 2003). Para obtener tal información, contamos con los registros geofísicos de pozos, que nos proveen de información detallada, pero local y sin calibración, del fracturamiento del yacimiento. Contamos también con la información sísmica, cuya principal ventaja es la gran cobertura con la que cuenta, y con los registros de imágenes,

que proveen de buenos estimados del espaciamiento e intensidad de fracturamiento¹, pero con los que muchas veces no se cuenta. Entonces, caracterizar un YNF (Fig. 1) implica conocer los límites del yacimiento, las propiedades de los fluidos y la roca y el modelo y las heterogeneidades geológicas. Como se puede ver, esto requiere de la intervención de varias disciplinas de la ingeniería, sin embargo, ya que en los últimos años se ha integrado cada vez más la sísmica en el proceso de caracterización y modelado de YNF, este trabajo se concentra en reunir los avances que en este campo se han hecho desde el enfoque de la sísmica apilada, y en particular, en los métodos de similitud, para detectar fracturas.

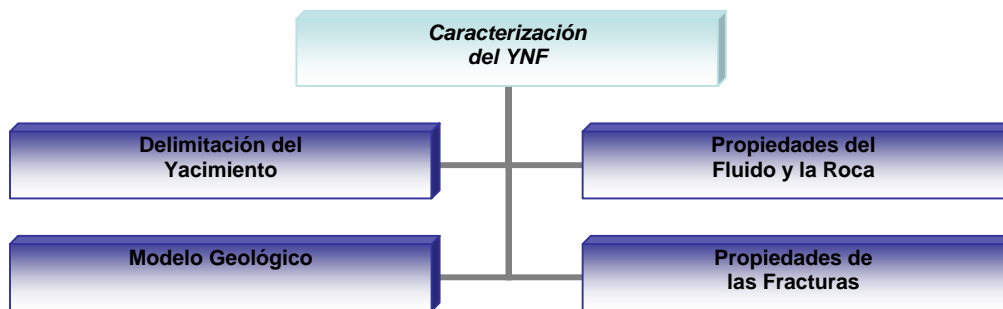


Fig.I.1. Caracterizar un yacimiento implica conocer sus propiedades estáticas y dinámicas.

Los geofísicos siempre han promovido el uso de datos sísmicos en el modelado de fracturas, aunque por diferentes razones sus opiniones no han sido siempre escuchadas. La primera está relacionada con la cuestión económica. El uso principal de los datos sísmicos es proveer de información estructural, a partir de tiempos de arribo procesados de la onda compresional u onda P , además de algunos otros atributos, como los de amplitud de la reflexión. Extraer información de la densidad y orientación de las fracturas a partir de los datos sísmicos requiere de trabajo adicional, y por lo tanto, de gastos para adquirir y procesar datos de la onda de cizalla o la onda convertida, o en adquirir y procesar un gran número de datos a diferentes ángulos de la onda P , para obtener información de la anisotropía azimutal. En el caso de datos marinos, hay complicaciones adicionales de las ondas de cizalla, que no se propagan en fluidos, además de los limitados azimuts disponibles en la técnica de adquisición marina convencional, que

agregan dificultades técnicas, así como económicas para superar. A la industria de exploración y producción (E&P) le tomó más de una década llegar a convencerse del valor de la sísmica 3D de onda P , y puede tomarle aún más tiempo que ese, demostrar el valor agregado de adquirir ondas de cizalla u ondas convertidas, ya que además de los problemas técnicos y financieros, un problema adicional ha sido la exagerada, y a menudo insatisfecha, promesa de que los datos sísmicos proveerán del “boleto plateado” que revele los detalles intrincados de las fracturas. Para algunos, los datos sísmicos no se vieron como información adicional que puede complementar la información geológica y geomecánica, sino que se pensó que era la respuesta universal y última al problema. Debido a muchas acepciones simplistas hechas para modelar fracturas a partir de datos sísmicos, los atributos resultantes que fueron propuestos para ser una medida de la densidad de fracturamiento fueron de hecho, erróneos.

Actualmente, la tendencia principal para el uso de datos sísmicos para el modelado de fracturas, es el uso de la anisotropía azimutal. En vez de adquirir costosos estudios de onda de cizalla, los esfuerzos se canalizan ahora en adquirir estudios en varios ángulos de azimut, con el propósito de usar las nuevas tecnologías de anisotropía azimutal para detectar fracturas. Varios autores han escrito sobre este tema. Desafortunadamente, muchos de estos esfuerzos todavía no están listos para una aplicación práctica, ya que se basan en consideraciones teóricas demasiado simplificadas que no toman en cuenta la complejidad real de los yacimientos fracturados. Muchas de estas simplificaciones han sido reportadas y se mencionan en el capítulo 3 de esta tesis. Debido a la falta de soluciones comparativas para evaluar los diferentes enfoques propuestos por las diferentes compañías de servicios, toda la industria corre el riesgo de juzgar mal la aplicación de la anisotropía azimutal, de la que se ha hecho mal uso en varias cuencas, y ha llevado a la perforación de pozos secos en localizaciones donde se presumía encontrar muchas fracturas (Ouenes, et. al., 2004).

En esta tesis, se hace una revisión muy general de las técnicas sísmicas de mapeo de fracturas, en especial de las de onda P de datos apilados, ya que las otras técnicas requieren de gasto adicional durante la adquisición y el procesado. Por lo tanto, se ve a la onda P y sus atributos como información adicional y típicamente importante, que puede agregarse a un esfuerzo integral para modelar fracturas en las regiones entre pozos.

I. MODELOS PARA CARACTERIZAR EL FRACTURAMIENTO EN LOS YACIMIENTOS

Cuando las compañías petroleras se enfrentan al reto de modelar YNF, pueden elegir entre tres posibles enfoques: modelos de cantidad equivalente continua, modelos de red de fracturas discretas o modelos integrados.

I.1. MODELOS CONTINUOS

El primer enfoque abarca modelos de porosidad simple, porosidad doble, cantidad equivalente continua múltiple de porosidad dual y cantidad equivalente continua interactiva y adaptada (Ganzer, 2001). Todos estos modelos se basan en rejillas, en donde se promedian cantidades como la porosidad y permeabilidad, sin tomar en cuenta las fracturas individuales. En general, dentro de este enfoque se tienen modelos geomecánicos que intentan reconstruir la historia tectónica del yacimiento, ya que se han encontrado relaciones empíricas entre la deformación y la permeabilidad (Heffer et al., 1999). Sin embargo, tienen la desventaja de no poder incorporar más de un tipo de datos (sísmica o registros) a la simulación, cubriendo sólo algunas escalas y por lo tanto solo algunos aspectos de las fracturas. Además, resultan modelos inadecuados porque no toman en cuenta atributos esenciales de las fracturas para modelar el movimiento de fluidos, como son la orientación, la ubicación y el tamaño. Otra desventaja mayor es que no se consideran aspectos geológicos complejos, asumiéndose para los cálculos un medio homogéneo e isotrópico. Tampoco toman en cuenta aspectos como la diagénesis o mineralización, como si estos procesos no influyeran en la permeabilidad del yacimiento, después de que las fracturas se formaron (Tran, 1996; Shen y Ouenes, 2003).

Muchos estudios usan el modelado continuo de fracturas para integrar los datos sísmicos en el proceso de modelado. Zellou *et al* (1995) usaron la amplitud sísmica junto con indicadores geológicos y geomecánicos para mejorar los modelos de intensidad de fracturas. Cabe destacar que en este caso el atributo sísmico no se derivó de un proceso de análisis sísmico como la inversión, las imágenes espectrales o la coherencia (Shen y Ounes, 2003).

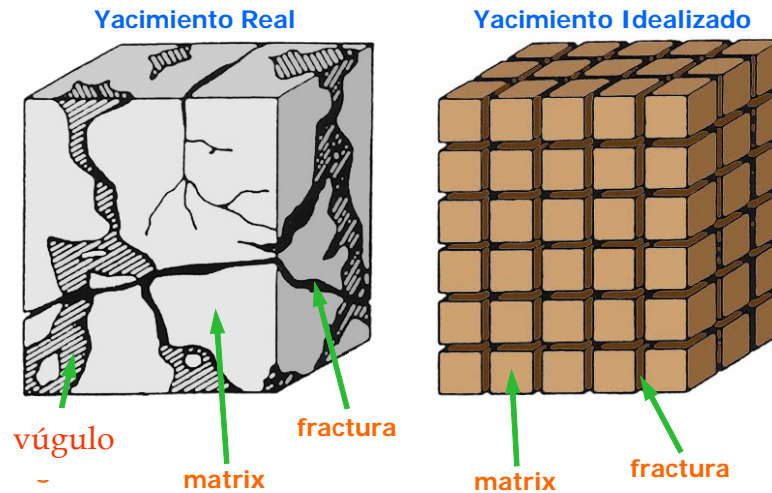


Fig. I.2. Distribución real e ideal de fracturas y discontinuidades en una roca.

I.2. MODELOS DISCRETOS

El segundo enfoque para modelar YNF, es el de Red Discreta de Fracturas (Discrete Fracture Network), donde el volumen del yacimiento se llena con discos o planos que representan las fracturas. Estos modelos se basan en el conocimiento de la geometría y la conectividad de fracturas individuales para simular el comportamiento de los fluidos del yacimiento. Pueden ser Determinísticos o Estocásticos.

I.2.1. Modelos Discretos Determinísticos

Los métodos determinísticos discretos se basan en análisis matemáticos o geomecánicos (de forma similar a los modelos determinísticos continuos), como la distribución regional de esfuerzos y los mecanismos de crecimiento de fracturas. Al evaluar la distribución de fracturas sólo con parámetros de la historia tectónica o las condiciones actuales del esfuerzo se tienen importantes desventajas, como son: 1) Las relaciones entre el campo de esfuerzos y la distribución de las fracturas no han sido, hasta ahora, completamente entendidas y son sujetas de investigación actualmente. 2) La relación entre la distribución de los esfuerzos y la dirección de las fracturas efectivamente existe, pero sólo puede ser indicativa, y de ninguna manera corresponde al complejo yacimiento real, ya que éste pudo haber pasado por distintos procesos tectónicos que no estén relacionados, en ninguna forma, con la distribución actual de los esfuerzos. 3) El fracturamiento es

resultado de varios procesos geológicos, lo que hace casi imposible la cuantificación y generación de fracturas de acuerdo a la historia de crecimiento. Además, la mineralización y la diagénesis son procesos que alteran completamente la morfología de las fracturas.

1.2.2. Modelos Discretos Estocásticos

Para este enfoque los modelos discretos toman información específica que usualmente se tiene en la vecindad del pozo, como la orientación, dirección, o la apertura de las fracturas. Los datos se analizan estadísticamente, para predecir la distribución de las fracturas en las zonas alejadas de los pozos. Después, las fracturas se generan por procesos de Poisson (procesos aleatorios), de acuerdo a las distribuciones de propiedades individuales caracterizadas. La generación estocástica se lleva a cabo hasta que el número total de fracturas, o intensidad de fracturamiento se satisface. Este enfoque tiene varias ventajas sobre los modelos determinísticos, tanto discretos como continuos, ya que por ejemplo, se pueden integrar varios tipos de datos, y producir sistemas de fracturas con detalles de cada fractura y sus propiedades. Además, en este tipo de modelos, la simulación estocástica puede ser condicionada usando datos de flujo y de fracturas conocidas que se usan como controles, lo que contribuye a ligar las condiciones simuladas con las condiciones reales del yacimiento. De cualquier manera, debido a que las condiciones de las fracturas fuera de la vecindad del pozo no son conocidas, la aplicación de estos modelos está limitada a las porciones cercanas al pozo, para que pueda ser confiable.

Además, los métodos de simulación estocástica se basan en supuestos de distribución estadística de las propiedades de las fracturas, y por tanto tienen dos grandes problemas: el primero, es que estas suposiciones no pueden ser validadas para todos los casos. El segundo, es que es difícil caracterizar toda la información estadística.

Con respecto al primer problema, se tiene que los modelos estadísticos están ya predefinidos, por lo que muchas veces no se ajustan a la realidad de un YNF, que es muy complejo. Un ejemplo típico es la orientación de las fracturas, que suele ser simulada con modelos de distribución normal o uniforme (Anraku, 2000). Esta estadística unimodal, podría resultar demasiado simple a la hora de modelar YNF, donde típicamente se tienen

varios sistemas de fracturas, y al menos dos direcciones principales de fracturamiento. Algunos investigadores usaron distribuciones estadísticas más realistas, como las bivariadas de Bingham y Von-Mises (Parney et al., 2000). Aún entonces, no se tomó en cuenta la relación entre la orientación de las fracturas y el tamaño. Diferentes tamaños de fracturas tienen diferentes aportaciones al flujo de hidrocarburos dentro del yacimiento, por lo que esta relación es muy importante y debe tomarse en cuenta.

Con respecto al segundo problema, los métodos previos no han sido eficientes a la hora de integrar la información de diferentes fuentes a diferentes escalas. Por ejemplo, al construir una distribución para la orientación de las fracturas, todas las muestras medidas de todas las fuentes disponibles (por ejemplo, sísmica y registros de pozos), fueron combinadas linealmente, sin tomar en cuenta el hecho de que esta información provenía de escalas muy diferentes (Tran, 2004).

I.3. MODELOS INTEGRADOS

I.3.1. Modelos Que Usan Redes Neuronales

En este tercer y último acercamiento se usa un marco de trabajo continuo, donde varios agentes geológicos (porosidad, permeabilidad, litología, espesor de capa, estado de esfuerzos, patrones de falla y datos de producción) se integran para crear un modelo de fracturas. Estos modelos continuos de fracturas provienen de la observación simple de que la intensidad de fracturamiento proviene de varios factores, entre los que están: el arreglo estructural, la proximidad a una falla, la litología, el espesor de capa y la porosidad. Ya que todos estos agentes y sus interacciones complejas deben tomarse en cuenta para el proceso de modelado, Ouenes *et al.* (1995) usaron un modelo de rejilla 3D regular similar a las usadas en el modelado geológico o en los cubos sísmicos, junto con una colección de herramientas de Inteligencia Artificial, para crear modelos verdaderamente integrados de yacimientos fracturados. La metodología está ampliamente descrita por Ouenes, y una de sus mayores ventajas es la incorporación de datos sísmicos en el proceso de modelado.

1.3.2. Modelos Que Usan Optimización Global

El enfoque de optimización (u optimización global) es otra herramienta de Inteligencia Artificial. Éstos métodos se basan en la combinación de geoestadística y diferentes técnicas de optimización (ya sea simulación indicadora secuencial con la cadena de Markov o simulación reforzada). La optimización tiene como propósito generar redes de fracturas que coincidan con diferentes estadísticas y geoestadísticas de fracturas objetivo. Al igual que en los modelos anteriores, se usan modelos que intentan evaluar la distribución espacial de la intensidad de fracturamiento o algún otro índice que indique la presencia de fracturamiento (Gauthier, et al, 2002), teniendo como objetivo la tomografía de las fracturas grandes, que dominan el comportamiento del yacimiento.

En los modelos continuos, el área simulada se dividió en una rejilla de bloques pequeños, cada uno de los cuales representaba un valor índice de fractura. La distribución global de los valores índices de fractura se midió usando varias herramientas estadísticas y geoestadísticas, como la varianza, el histograma o el variograma. Estas medidas se combinaron para formar una “función objetivo”, que representaba diferencias en la distribución del índice de fracturas entre las simulaciones y el objetivo. El modelo de redes de fracturas era continuamente modificado, mientras se minimizaba la función objetivo. Al final, la simulación corresponde con las estadísticas predefinidas y con la distribución de la intensidad de las fracturas objetivo. En general, este método tiene un gran potencial en el modelado geocientífico, sin embargo, tiene limitaciones en cuanto al tipo de estadística empleada. Además, los modelos previos no han tomado en consideración la interacción entre las diferentes propiedades de las fracturas: la orientación, tamaño y densidad de fracturas se trataron separadamente, usando su respectiva estadística. Entonces, la mayoría de los modelos de optimización basados en rejillas dieron como resultado imágenes de la intensidad de fracturamiento, sin referencia a la orientación y el tamaño de las fracturas.

II. ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRATURADOS

El fracturamiento de las rocas es un proceso geológico altamente complejo y heterogéneo, que ocurre en varias escalas (que van desde unos cuantos milímetros hasta varios kilómetros); morfologías (por la diagénesis y mineralización posteriores), y también en diversas densidades y orientaciones. Debido a que éste proceso sucede durante el prolongado tiempo geológico posterior al depósito y litificación de las rocas, cuando éstas han sufrido distintos procesos de plegamiento y deformación que contribuyen a formar distintos sistemas de fracturas, los Yacimientos Naturalmente Fracturados son complejos, por definición.

Sin embargo, en los últimos años la industria del petróleo ha experimentado la necesidad de describir, caracterizar y modelar estos yacimientos de la forma más completa y precisa posible, debido a que entre más precisa sea la información, se explotarán mejor los nuevos campos y se tendrán mejores sistemas de recuperación para los campos maduros . Para alcanzar tal propósito, se cuenta con un gran volumen de datos de diversos tipos (Fig. I.1), que cubren también diversas escalas: información geológica, sísmica, registros geofísicos convencionales, registros de imágenes, núcleos y petrofísica.

En las siguientes páginas, se hará un breve resumen de los conceptos geológicos básicos que atañen a los YNF, empezando por la descripción de la morfología de las fracturas y terminando con la descripción de los modelos usados hasta ahora para caracterizar YNF, con sus ventajas y desventajas.

II.1 DEFINICIÓN Y TIPOS DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Aunque ciertamente todos los yacimientos tienen cierto grado de fracturamiento, en términos de ingeniería de yacimientos, sólo se les llama “Naturalmente Fracturados” a aquellos en los cuales las fracturas contribuyen efectivamente (positiva o negativamente) a la capacidad de almacenamiento y/o a la permeabilidad del yacimiento. De acuerdo con Nelson y Aguilera (1995,1999), podemos usar la siguiente clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados:

Tipo I. Las fracturas proveen la capacidad esencial de almacenamiento y permeabilidad del yacimiento. La matriz tiene poca porosidad o permeabilidad. Estos yacimientos son altamente anisotrópicos y heterogéneos.

Tipo II. La matriz provee principalmente de la porosidad, que puede ser baja, media o alta; y las fracturas proveen la permeabilidad esencial.

Tipo III. Las fracturas proveen permeabilidad adicional en un yacimiento ya productor, que tiene roca matriz con buena porosidad y permeabilidad.

En estos dos casos, se tienen más reservas almacenadas en la matriz, pero las fracturas aún tienen impacto, que puede resultar en permeabilidad anisotrópica, que de acuerdo con Gaiser (2004) usualmente responde a recuperación secundaria (drenaje elíptico).

Tipo IV. Las fracturas no proveen de permeabilidad o capacidad de almacenamiento adicional en un yacimiento ya productor, creando anisotropía. En este tipo de yacimientos ideales las fracturas no existen, y cuando las hay pueden ser barreras al flujo.

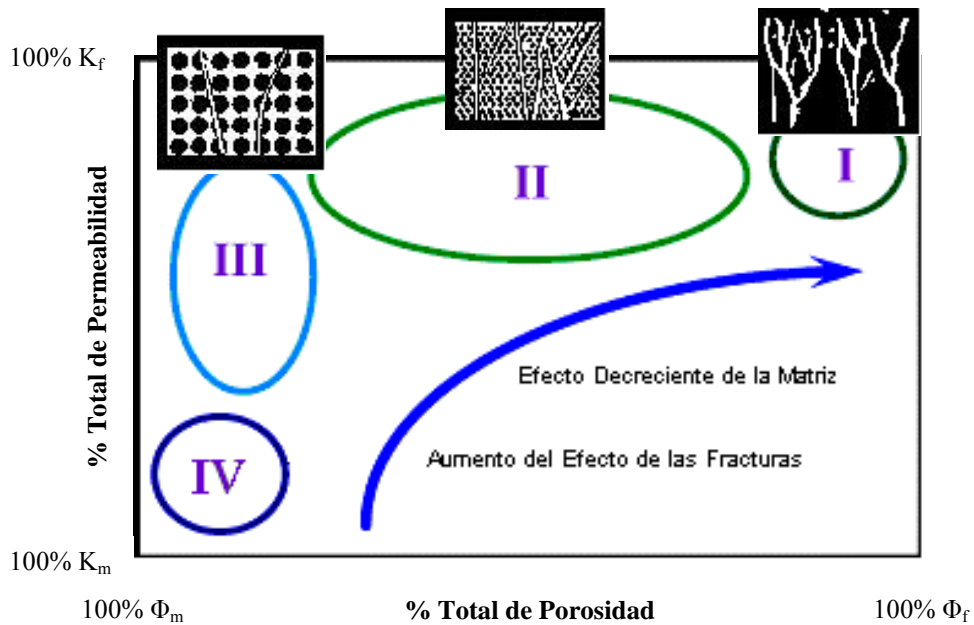


Fig. II.1. Distribución Esquemática de los Tipos de Yacimientos Naturalmente Fracturados. El tipo I es dominado por las fracturas, el tipo IV por la matriz. En los tipos II y III las fracturas controlan y asisten la permeabilidad, respectivamente. (Modificada de Nelson, 1999).

II.3. EFECTO DE LAS FRACTURAS EN EL COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS

Datos de varios yacimientos (ver Aguilera, 1995) muestran que las fracturas naturales controlan el comportamiento de los fluidos en gran medida. De acuerdo con Park Dickey, (citado por Aguilera) un modelo de fracturas realista considera un conjunto de fracturas indefinidamente largas, mientras que otro grupo conjugado conecta una fractura principal con la siguiente. En este modelo no hay fracturas horizontales, sino capas impermeables que interrumpen la comunicación vertical.

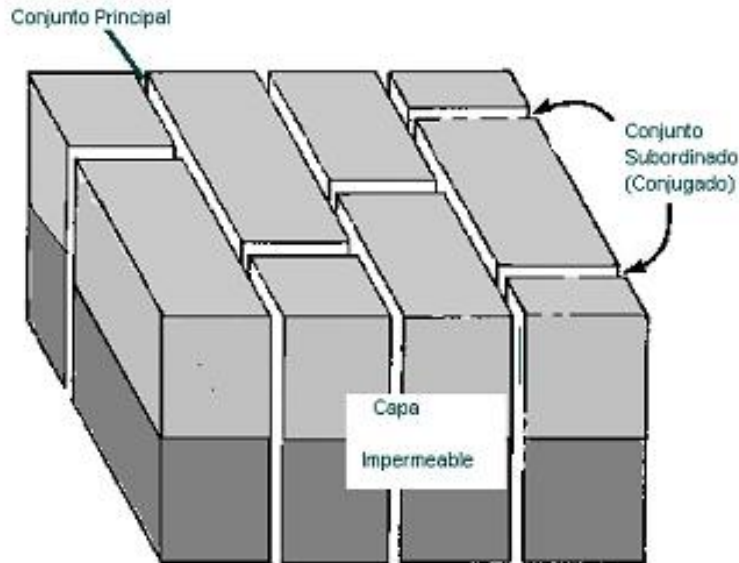


Fig. II.2 . Modelo de fracturamiento del subsuelo propuesto por Dickey. Hay un conjunto principal de fracturas de gran área cuya orientación es la misma. Además, hay un conjunto subordinado, que corre en forma perpendicular al principal, de una fractura a la otra. El espaciamiento entre ellas depende del espesor del estrato. No hay fracturas horizontales abiertas, sino generalmente capas impermeables (Modificada de Aguilera, 1995)

II.3 PROPIEDADES DE LAS FRACTURAS NATURALES

II.3.1. Localización, Orientación y Tamaño

Las fracturas generalmente se representan como líneas o arcos en el espacio 2D, y su ubicación está definida por las coordenadas (x,y) de su centro, la orientación (θ), longitud (L) o radio (rad) y su apertura ($aper$). La orientación de las fracturas se mide a partir del eje Y (dirección norte), en el sentido de las manecillas del reloj, y este valor es equivalente al del azimut en el caso 3D.

En un yacimiento típico, las propiedades de las fracturas pueden variar tremendamente. Por ejemplo, la longitud puede ir desde algunos metros hasta varios kilómetros.

En el caso 3D, las fracturas usualmente se ubican con las coordenadas de su centro (x,y,z), la orientación o azimut, y el echado. Al igual que en el caso 2D, el azimut puede variar entre 0° y 180° , mientras que el echado varía entre 0° y 90° .

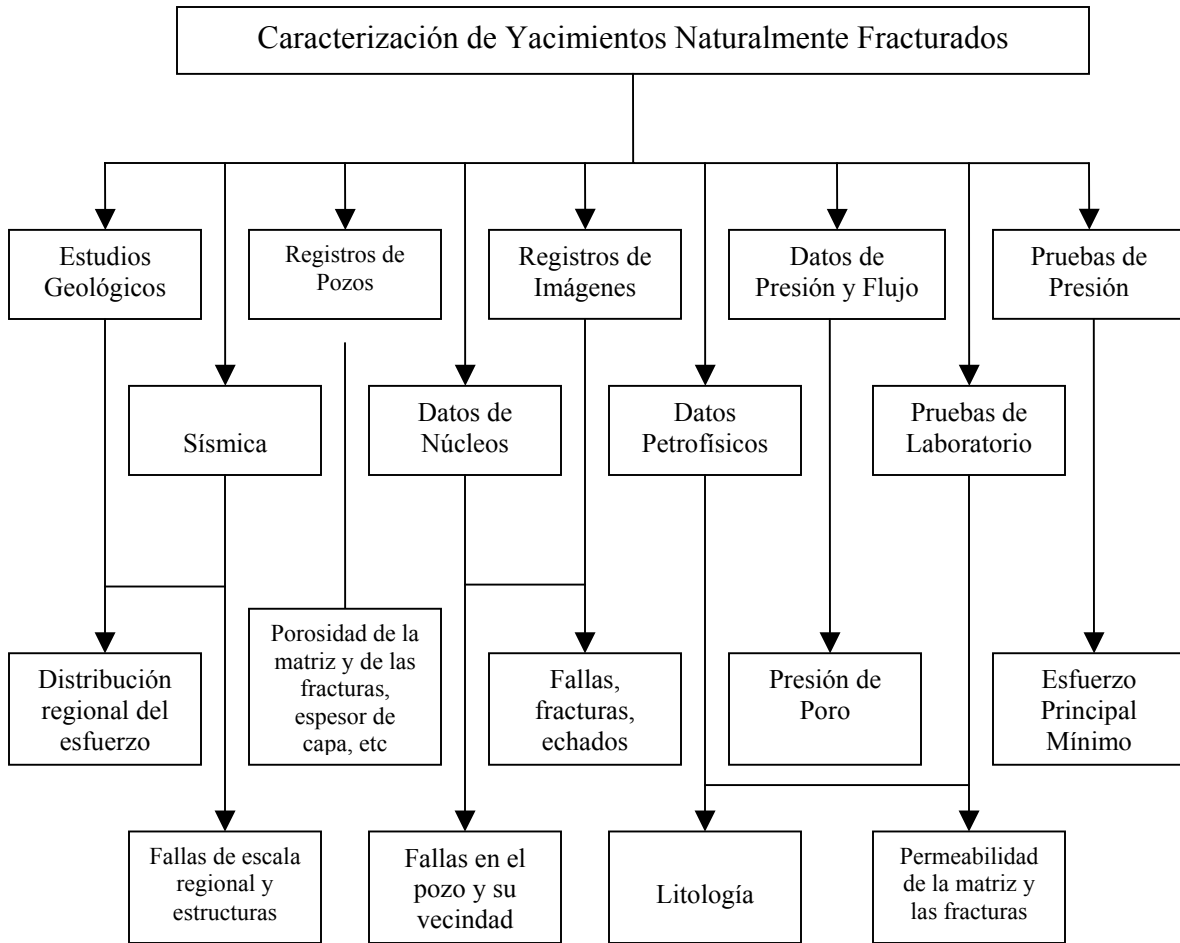


Fig. II.3. Integración de Diferentes Tipos de Datos para la Caracterización Integral de Yacimientos Naturalmente Fracturados (Modificado de Tran, N. H, 2004).

II.3.2 Origen del Sistema de Fracturas

El origen del sistema de fracturas se postula a partir de diferentes tipos de datos, como son: echado, morfología, rumbo, abundancia relativa, y las relaciones angulares entre conjuntos de fracturas.

La interpretación del origen del sistema de fracturamiento involucra un enfoque integrado de geología y mecánica de las rocas, ya que se asume que los patrones de fracturamiento dependen del estado local de esfuerzos al tiempo del fracturamiento, y que las rocas del subsuelo se fracturan en forma cuantitativamente similar a rocas equivalentes en pruebas de laboratorio, hechas en condiciones ambientales similares.

A continuación, en la tabla 2.1, se da un esquema de clasificación de fracturas naturales, (Nelson, 2001), que permite la separación de sistemas complicados de fracturas naturales en componentes sobre-impuestos de diferente origen.

Tabla 2.1
Clasificación Experimental y Natural de Fracturas
<i>Clasificación Experimental de Fracturas</i>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Fracturas de cizalla 2. Fracturas de extensión 3. Fracturas de tensión
<i>Clasificación de Fracturas Naturales</i>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Fracturas tectónicas (debidas a fuerzas de superficie) 2. Fracturas regionales (debidas a fuerzas de superficie o de cuerpo) 3. Fracturas contraccionales (debidas a fuerzas de cuerpo) 4. Fracturas relacionadas a la superficie (debidas a fuerzas de cuerpo)

En los experimentos de laboratorio, se observan tres tipos de fracturas a ángulos consistentes y predecibles, según las tres direcciones principales durante las pruebas de extensión, compresión y tensión. Todas las fracturas por rigidez en las rocas están incluidas en una de los tres tipos básicos: cizalla, extensión y tensión.

II.3.2.1 Fracturas por Cizalla

Las fracturas por cizalla tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. En la muestra de roca, se crean a un ángulo agudo con respecto a la dirección del esfuerzo compresivo máximo (σ_1), y a un ángulo obtuso con respecto a la dirección del esfuerzo compresivo mínimo (σ_3). Teóricamente, se pueden formar dos orientaciones de fracturas de cizalla en cada experimento, uno a cada lado y al mismo ángulo con respecto a σ_1 . En tales experimentos de laboratorio, estas fracturas se forman paralelas a σ_2 y con un ángulo obtuso con respecto a σ_3 (fig. II.4). Estas fracturas se forman cuando

los tres esfuerzos principales son compresivos. El ángulo agudo entre las fracturas de cizalla se llama ángulo conjugado y depende principalmente de:

1. Las propiedades mecánicas del material
2. La magnitud absoluta del esfuerzo principal mínimo (σ_3)
3. La magnitud del esfuerzo intermedio (σ_2), relativo a los esfuerzos máximo y mínimo, σ_1 y σ_2 (si σ_2 se aproxima a σ_1 , el ángulo entre σ_1 y el plano de fractura disminuye).

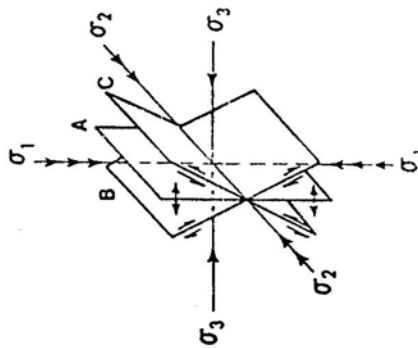


Fig. II.4. Planos de fractura potenciales desarrollados en pruebas de compresión en laboratorio. Se muestran las fracturas por extensión (A) y las fracturas por cizalla (B y C). (Nelson, 2001).

II.3.2.2 Fracturas por Extensión

Las fracturas por extensión tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura. Se forman paralelamente a σ_1 y σ_2 y perpendiculares a σ_3 (II.4). Estas fracturas también se forman cuando los tres esfuerzos principales son compresivos. En las pruebas de laboratorio, las fracturas por extensión se forman frecuentemente al mismo tiempo que las fracturas por cizalla.

II.3.2.3 Fracturas por Tensión

Las fracturas por tensión también tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de fractura, y se forman paralelas a σ_1 y σ_2 . estas fracturas son similares a las fracturas por extensión en el sentido de la orientación de σ_1 y el sentido de

desplazamiento, sin embargo, para formar las fracturas por tensión, al menos un esfuerzo principal (σ_3) debe ser negativo. Para formar una fractura por extensión, los tres esfuerzos principales deben ser positivos (compresivos). Es importante distinguir entre ambos tipos, ya que las rocas presentan mucho menos resistencia (entre 10 y 50 veces menos) al fracturamiento en pruebas de tensión que en pruebas de extensión. Esto es importante para la predicción matemática del fracturamiento. También es probable que este tipo de fracturas ocurra sólo en ambientes cercanos a la superficie, mientras que las fracturas por extensión pueden ocurrir más ampliamente.

Clasificación Geológica

Para esta clasificación, se asume que los patrones de fracturas naturales reflejan la misma geometría con respecto a las cargas aplicadas que las fracturas generadas en experimentos de laboratorio.

La clasificación geológica tiene ramificaciones muy importantes en el grado en que el sistema de fracturas se desarrolla en varias escalas de tamaños. Por ejemplo, las fracturas tectónicas relacionadas al plegamiento son determinantes, porque los mismos tipos y orientaciones de fracturas se ven en las fotografías aéreas del afloramiento, así como en muestras de mano del mismo, o en secciones delgadas tomadas de un núcleo. Por otro lado, las fracturas regionales no son determinantes porque usualmente sólo se pueden ver en un número determinado de escalas, por ejemplo, escalas de afloramiento. Una generalización de la determinación se puede ver en la siguiente tabla.

Tabla 2.2
Escalas de Desarrollo de Fracturas Naturales
para la Clasificación Geológica

<i>Órdenes de Tamaño Abarcadas</i>	
Fracturas Tectónicas	9-10 órdenes
Fracturas Regionales	5
Fracturas Contraccionales	2
Fracturas relacionadas a la superficie	4-5

(Tomada de Nelson, 2001).

II.3.2.4 Fracturas Tectónicas

Son aquellas cuyo origen puede ser atribuido con base en la orientación, distribución y morfología, a un evento tectónico local. Se forman debido a la aplicación de fuerzas de superficie y se forman en redes con relaciones espaciales específicas relacionadas al plegamiento y fallamiento.

Sistemas de Fracturas Relacionadas con Fallas

Por definición, los planos de falla son planos de movimiento de cizalla. La mayor parte de las fracturas desarrolladas en la vecindad de fallas son fracturas de cizalla paralelas a la falla, fracturas de cizalla conjugadas a la falla o fracturas de extensión que bisectan el ángulo agudo entre estas dos direcciones de cizalla (la zona de deslizamiento de falla es compleja, y tiene su propia morfología de deformación). Éstas tres orientaciones corresponden a las tres direcciones potenciales de fracturamiento durante experimentos de laboratorio y son relativas al estado local de esfuerzos que causa la falla. La falla es resultado del mismo estado de esfuerzos que causa las fracturas.

El conjunto de fracturas precede a la formación de la falla y actúa como una zona de proceso que condiciona la masa de roca para el eventual desplazamiento de la falla. Hay casos donde no ocurre un desplazamiento de gran escala, y solo se encuentra el conjunto de fallas predecesoras. En tales casos, la orientación misma del conjunto, así como la orientación interna de las fracturas, se necesitan para atribuirle un origen relativo a fallas. Esta relación fractura-falla ha sido notada y documentada por varios autores.

Debido a la relación fallamiento-fracturamiento, es posible determinar la dirección de los esfuerzos principales o cargas al tiempo de su formación. También, sabiendo la orientación de un plano de falla y las fracturas asociadas a él, el sentido de movimiento de la falla puede determinarse. La relación falla-fracturas existe a todas las escalas, de hecho, Friedman (1969), (citado por Nelson, 2001) pudo usar las orientaciones de fracturas microscópicas de núcleos orientados de el Saticory Field de California para determinar la orientación y el echado de la falla cercana. Un ejemplo de fracturas asociadas a fallas normales es el Sinai, en Egipto, que se muestra en la figura siguiente:

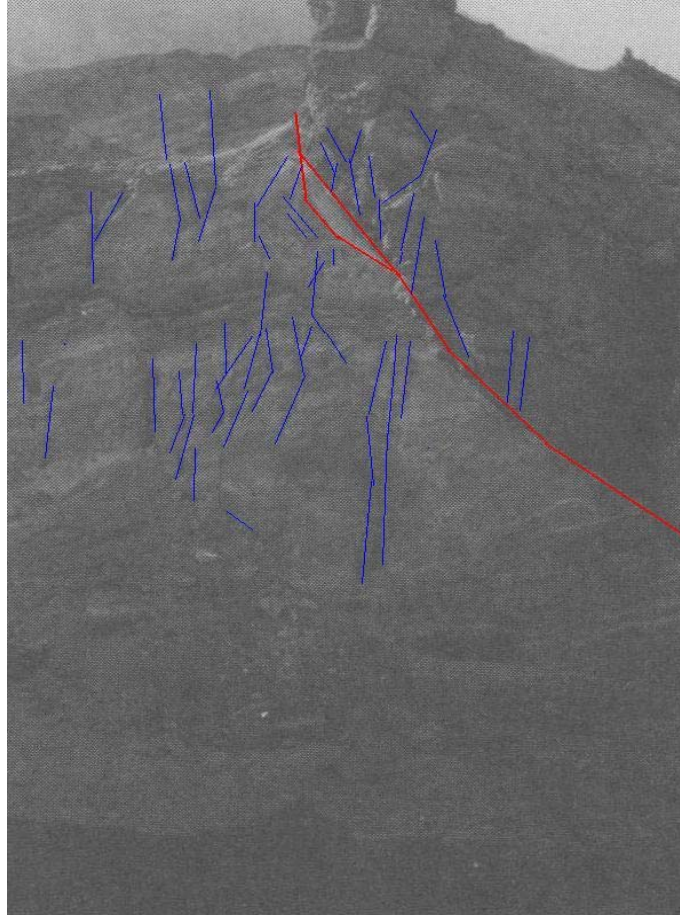


Fig. II.5. Falla normal en la sección clástica del Mioceno del Golfo de Suez. La falla baja hacia la derecha, y ocurre en el lado del Sinaí del Golfo. El ancho del aforamiento es de aproximadamente 30.5m. Note las fracturas conjugadas por tensión y cizalla del lado izquierdo de la falla, estas son anteriores al desplazamiento de la falla y están relacionadas al mismo estado de esfuerzos que causó la falla. (Modificada de Nelson, 2001).

En condiciones ideales, es posible determinar la orientación y sentido de desplazamiento de una falla cercana por el análisis de las fracturas, es difícil determinar la proximidad de la falla. La intensidad de fracturamiento asociada con las fallas parece ser función de la litología, distancia al plano de falla, cantidad de desplazamiento a lo largo de la falla, deformación total en la masa de roca, profundidad de enterramiento, y posiblemente el tipo de falla (de crecimiento, normal, etc.). El parámetro que dominará la intensidad de fracturamiento, varía de falla a falla.

Hay otras orientaciones de fracturas menos frecuentes de varias escalas asociadas con el fallamiento. Por ejemplo, un grupo de fracturas de tamaño de grano que se forma

en ángulo agudo con respecto al plano de falla, llamadas microfracturas de pluma, que están relacionadas con el desplazamiento a lo largo de la falla y el esfuerzo normal a lo largo del plano de falla. Estas fracturas son importantes para determinar el origen de las fallas y se examinan a nivel microscópico para determinar los planos de falla para el sentido de movimiento, su importancia en la producción de hidrocarburos es mínima.

Sistemas de Fracturas Relacionadas con el Plegamiento

La historia de esfuerzo y deformación durante el inicio y crecimiento de un pliegue en las rocas es muy complejo. Por lo tanto, los patrones de fracturas que se desarrollan durante el proceso también son complejos.

Mientras la posición e intensidad de los conjuntos de fracturas mencionados varía de acuerdo a la forma y el origen del pliegue, la mayoría de tales conjuntos se observan en todos los pliegues que se estudian a detalle. En otros pliegues, la distribución de la orientación tiende a ser más regular, la diferencia es que cada pliegue es único en su patrón de esfuerzos cuando ocurre el plegamiento. La distribución de varios elementos relacionados con el plegamiento y la geometría de las fracturas, que son utilizados en la estructura durante la deformación varía. Variaciones similares se ven frecuentemente a diferentes escalas.

Los afloramientos de patrones de fracturas en pliegues mostrados hasta ahora han hecho énfasis en los elementos que tienen expresiones conjugadas.

Tabla 2.3

Geometría de Fracturas en Pliegues

Conjunto	σ_1	σ_2	σ_3
Tipo			
I	Paralelo a la dirección del echado	Perpendicular a la estratificación	Paralelo a la estratificación
	Paralelo a la estratificación		
II	Perpendicular a la dirección del echado	Perpendicular a la estratificación	Paralelo a la estratificación

Paralelo al echado			
III	(a) Perpendicular a la estratificación	Paralelo al rumbo de la estratificación	Paralelo a la dirección del echado
	(b) Paralelo a la dirección del echado	Paralelo al rumbo de la estratificación	Perpendicular a la estratificación
IV	Paralelo a la estratificación	Paralelo al rumbo de la estratificación	Perpendicular a la estratificación
V	A un ángulo del plano de estratificación	Paralelo al rumbo de la estratificación	A un ángulo del plano de estratificación

- I asociado a curvamiento en la sección del rumbo
- II asociado a curvamiento en la sección del echado
- III asociado a curvamiento en la sección cruzada: a. extensional, b. compresional
- IV asociado a pliegues
- V asociado a curvamiento en planos de deslizamiento

Otros Sistemas Tectónicos de Fracturas

Las fracturas asociadas a domos fueron investigadas brevemente por Nakagama (1971), y Nelson (1975), (citados en Nelson, 2001). Se concluye que la distribución de las fracturas en domos estructurales es análoga a la de los pliegues. Esencialmente, los domos pueden tratarse como anticlinales equidimensionales que buzan a todas las direcciones. Por lo tanto, varios de los conjuntos de fracturas, que se definen con respecto a la dirección del rumbo y echado, se vuelven coincidentes en los domos.

II.3.2.5 Fracturas Regionales

Las fracturas regionales son aquellas que se desarrollan en grandes áreas de la corteza terrestre con relativamente poco cambio en la orientación, no muestran evidencia de distanciamiento a lo largo del plano de fractura, y son siempre perpendiculares a las superficies de estratificación. Las fracturas regionales se diferencian de las tectónicas en que las primeras se desarrollan en una geometría simple y consistente, tienen un espaciamiento relativamente grande y se desarrollan en un área extremadamente grande, cruzando y cortando estructuras locales. Estos sistemas de fracturas tienen (1) variaciones de orientación de sólo 15-20° en 130 Km; (2) el espaciamiento entre fracturas tiene un rango menos de 1/3 de metro a más de 20 metros; y (3) desarrollo consistente en áreas tan

grandes como las cuencas completas de Michigan y Uinta. Estas fracturas también han sido llamadas “junturas sistemáticas”, “junturas regionales” o simplemente “junturas” por una variedad de autores. El término más usado es el de “junturas sistemáticas”, y describe al sistema de fracturas más largo y continuo, como “sistemático” (usualmente a 90° de Azimut del primero) y al sistema más corto y discontinuo como el “no-sistemático”. Debido a que el sistema no-sistemático frecuentemente colinda o termina en el conjunto sistemático, se considera que este se formó algún tiempo después que el conjunto sistemático. Sin embargo, el defasamiento del tiempo pudo haber sido de milisegundos o muchos años.

Las fracturas regionales se desarrollan comúnmente en sistemas ortogonales y frecuentemente cambian rumbo suavemente de formación a formación. Price (1974), (citado en Nelson, (2001)), sugirió que las dos orientaciones ortogonales paralelas a los ejes mayor y menor de la cuenca en donde se formaron, son debidas a la historia de carga y descarga de la roca.

El origen de las fracturas regionales es obscuro. Se han propuesto varias teorías, que van de tectónica de placas a mareas terrestres (fatiga); sin embargo, ninguna ha probado ser conclusiva. Ahora, se considera que se deben a la aplicación de fuerzas externas o de superficie. Probablemente se desarrollan con respecto a movimientos verticales de la corteza, pero su distribución indica que la escala de los movimientos es mucho mayor en la extensión del área que cualquier cosa vista en estructuras locales.

Una propuesta que ha ganado terreno en los últimos diez años es la de Lorenz et al. (1993) (citado en Nelson, 2001). En su modelo, se piensa que las fracturas regionales están relacionadas con la carga tectónica en los bordes de la cuenca. Se cree que la compresión lateral de la cuenca, como en las cuencas entre montañas de las Rocallosas en E. U., crean fracturas por extensión dentro de la cuenca. Se postula que estas fracturas deben su orientación a la compresión o dirección de acortamiento del cinturón en el borde de la cuenca y a la variación de la geometría del cinturón. Se cree que las variaciones en la forma del bloque compresivo producen variaciones en el rumbo de las fracturas regionales dentro de la cuenca. Sin embargo varias características de las fracturas regionales alrededor del mundo no están incluidas en este modelo:

1. La intensidad de los sistemas regionales de fracturas no varía dramáticamente desde el margen de la cuenca al centro de la misma; y deberían decrecer notablemente en intensidad hacia el centro de la misma.
2. Hay muchas cuencas que tienen fracturas regionales bien desarrolladas que no tienen cinturones estructurales en sus bordes que causen fracturamiento; por ejemplo, la Cuenca Michigan.

Como una hipótesis alterna, las fracturas regionales se ven como parte de un proceso normal de compactación en la cuenca. Las fracturas son un artefacto de la pérdida de dimensión vertical de los sedimentos, y el patrón y azimut de las fracturas por extensión se dan por la geometría misma de la cuenca. Price (1966), (citado en Nelson, 2001), sostiene que las dos orientaciones perpendiculares de la mayoría de las fracturas regionales están rotadas a la forma de la cuenca. Como la mayoría de las cuencas son elípticas en algún grado, él apunta que la orientación del patrón ortogonal es paralelo al eje mayor de la cuenca y el otro paralelo al eje menor de la cuenca sedimentaria.

Se puede encontrar una analogía en la cuenca de lodo en el Sinaí occidental en Egipto. La figura II.3 muestra una cuenca de lodo de cerca de un metro de relieve de su parte superior al fondo de la casuela evaporítica. La arcilla se saturó con agua cuando esta cuenca comenzó como una pequeña piscina de agua. En el centro de la cuenca, la contracción creó fracturas de tensión con un patrón poligonal de distribución en la superficie. El centro de la cuenca era plana y se contraía igual en todas las direcciones. Sin embargo, como se ve en la fig. II.3, en los bordes de la cuenca, donde la arcilla superficial experimentó una pendiente (hacia el centro de la cuenca) el patrón poligonal de fracturas por tensión da lugar a un patrón ortogonal; dos direcciones de fracturas perpendiculares a la superficie con una en la dirección local del echado y otra en la dirección de rumbo local. Estas orientaciones mantienen esta relación geométrica alrededor de la cuenca, con una apuntando echado abajo al centro de la cuenca y la otra siguiendo los contornos de la superficie (direcciones sistemática y no sistemática, respectivamente). Debido a que en cuencas marinas y en cuencas entre montañas la forma de las cuencas está controlada por la deformación en los bordes, las fracturas tienen la misma relación con los bloques estructurales en el borde como la tienen con geometría

local de la cuenca. Sólo cuando se ven las fracturas en la cuenca de lodo o en la cuenca circular no tectonizada de Michigan que se puede ver el control de la geometría de la cuenca, en vez del control de los bordes de la cuenca. En este modelo, las fracturas regionales y las fuerzas de cuerpo pueden deberse a la compactación normal dentro de una cuenca que se está subsidiando. La roca pierde dimensión vertical y una pequeña cantidad de la dimensión lateral resultante también. De esta forma, las fuerzas que causan las fracturas son fuerzas de cuerpo, en vez de fuerzas de superficie, con resultados en la geometría de la cuenca y esfuerzos in-situ pre-existentes.

Sea cual sea el origen, aparentemente muchos factores controlan la orientación de las fracturas.

A escala más pequeña, es posible causar un cambio en la orientación de las fracturas de $\pm 20^\circ$ por las fuerzas anisotrópicas dentro y entre las formaciones. Tales fuerzas anisotrópicas pueden resultar de cuestiones sedimentarias primarias como la sedimentación cruzada o la orientación preferencial de los granos.

Los sistemas de fracturas regionales producen hidrocarburos en diferentes campos, y son los segundos en importancia, después de las fracturas tectónicas, en la producción de hidrocarburos. Se producen excelentes yacimientos fracturados cuando sistemas de fracturas tectónicos se superimponen a un fuerte sistema de fracturas regionales pre-existentes. Esta importancia relativa de las fracturas regionales probablemente se incrementará cuando las grandes trampas estratigráficas (fuera de estructuras) se vuelvan prevalecientes.

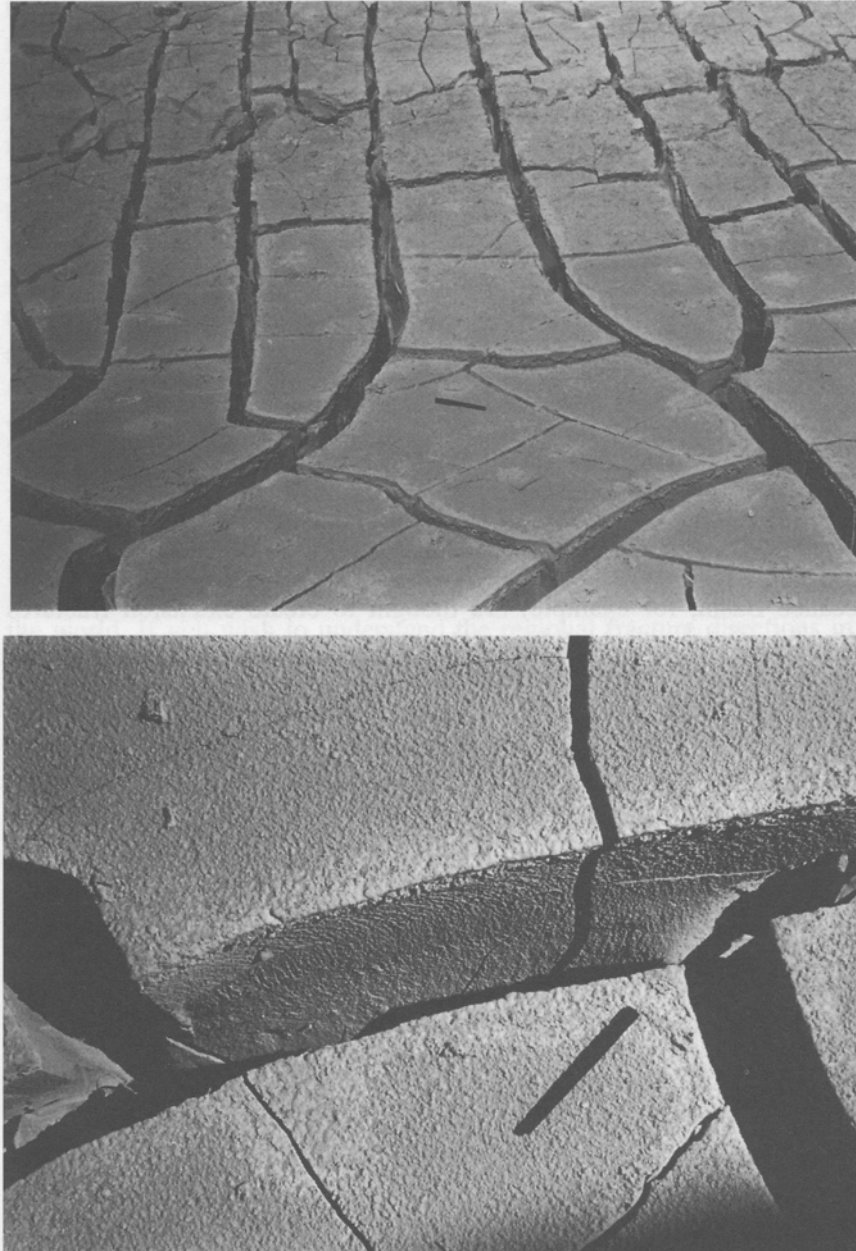


Fig. II.6. *Fracturas por encogimiento debidas a la disecación de una cuenca de lodo de un metro de espesor en el Sinaí occidental en Egipto. Nótese que en el centro de la cuenca las fracturas tienen un patrón poligonal, mientras que en el borde de la cuenca, las fracturas muestran un patrón sistemático/no sistemático ortogonal con el patrón sistemático en la dirección del echado, y el no sistemático en la dirección del rumbo. (Nelson, 2001).*

II.3.2.6 Fracturas Contraccionales

Esta clase es una colección de fracturas de tensión o extensión asociadas con la reducción de un volumen general en la roca. Estas fracturas son el resultado de:

- Disecación
- Sinéresis

- Gradientes Térmicos
- Cambios de fase mineral

La importancia de estas fracturas relacionadas a la reducción de volumen en la producción de hidrocarburos ha sido largamente revisada. Debido a que estas fracturas se inician por fuerzas internas (fuerzas de cuerpo) en vez de fuerzas externas (fuerzas de superficie), su distribución no necesariamente está restringida a las estructuras geológicas locales como las tectónicas. Aquí yace su gran importancia para la producción. Bajo las circunstancias diagenéticas y deposicionales adecuadas las fracturas contraccionales pueden ocurrir a través del yacimiento, independientemente del mecanismo de entrapamiento. Estas fracturas de hecho producen hidrocarburos y son especialmente importantes en la producción de gas en las secciones del Chase y el Coincil Grove del Panoma Field en Kansas y Oklahoma.

II.3.2.7 Fracturas Relacionadas a la Superficie

Esta clase diversa incluye fracturas desarrolladas durante el relajamiento, libramiento o almacenamiento de esfuerzo y deformación, creación de superficies libres o bordes sin soporte, y desgaste en general. Las fracturas relacionadas a la superficie se desarrollan frecuentemente debido a la aplicación de fuerzas de cuerpo. No ha sido probado que sean importantes en la producción de hidrocarburos, en otras que no sean superficies de desgaste (karst).

II.3.3. Forma de las Fracturas

El fracturamiento de las rocas es un proceso complejo que está en función de muchas variables, entre las que se encuentran: la litología (fig. II.7); el tamaño de grano (fig. II.8); el espesor de la capa; la porosidad y la permeabilidad (varios investigadores han encontrado que las fracturas aumentan cuando disminuye la porosidad y la permeabilidad de la matriz); las propiedades elásticas de las rocas; la temperatura (que aumenta la probabilidad de deformación plástica de las rocas); la presión de confinamiento y la presión de poro. Por lo tanto es posible clasificar las fracturas desde varios puntos de

vista. De acuerdo con Aguilera (1995), podemos clasificar la morfología de fracturas en los siguientes cuatro tipos.

II.3.3.1. Fracturas Abiertas. No están cementadas y no contienen ningún tipo de mineralización secundaria. La apertura de las fracturas es muy pequeña, probablemente del tamaño de un poro, pero la permeabilidad del yacimiento se incrementa significativamente perpendicularmente a la fractura.

II.3.3.2. Fracturas Deformadas. Aquí se incluyen las fracturas rellenas de gubia y las fracturas por deslizamiento. Estas fracturas son el resultado del deslizamiento a lo largo de un plano de fractura o de falla, que genera una superficie pulida o estriada que puede incrementar la permeabilidad paralelamente a la fractura, pero la reduce drásticamente en forma perpendicular. Por lo tanto, son causa de gran anisotropía.

II.3.3.3. Fracturas Rellenas de Minerales. Estas fracturas están cementadas por mineralización secundaria, por lo que pueden ser barreras formidables para la permeabilidad, aunque en algunos casos esta mineralización secundaria puede tener efectos positivos en la recuperación de hidrocarburos, ya que puede actuar como “agente propelente natural”, eliminando o disminuyendo el cierre de las fracturas conforme el yacimiento se agota. Comúnmente, los materiales cementantes son el cuarzo y la calcita.

II.3.3.4. Fracturas Vugulares. Proveen de porosidades y permeabilidades significativas. Pueden llevar al desarrollo de Karst, resultando en yacimientos muy prolíficos. Debido a la forma redondeada de los vúgulos, este tipo de fracturas probablemente no se cierra cuando el yacimiento se agota.

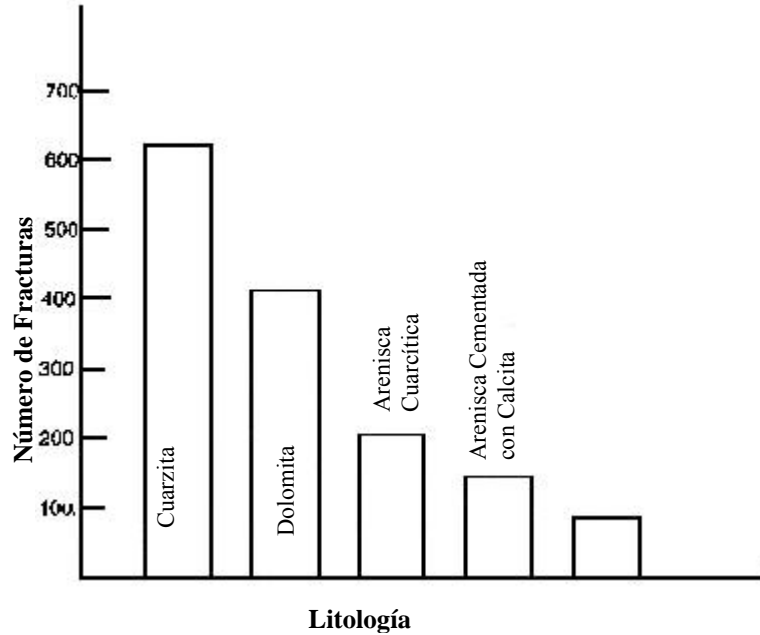


Fig. II.7 Promedio de Fracturas para Varios Tipos Comunes de Rocas, Deformadas Naturalmente en el Mismo Ambiente Físico. (Modificada de Aguilera, 1995).

Además de esta clasificación, las fracturas se pueden catalogar de acuerdo a otros criterios, por ejemplo, el geológico o el experimental. Nelson (1980) y Stearns (1975) usaron ambos. Desde el punto de vista experimental, podemos clasificarlas en: fracturas por cizalla, por extensión y por tensión. Desde el punto de vista geológico se pueden clasificar en tectónicas, regionales, contraccionales y superficiales (debidas a fuerzas de cuerpo). Las fracturas de origen tectónico son, históricamente hablando, las de mayor importancia en la producción de hidrocarburos, seguidas por las regionales y contraccionales. Las superficiales no tienen importancia desde el punto de vista de producción (Aguilera, 1995).

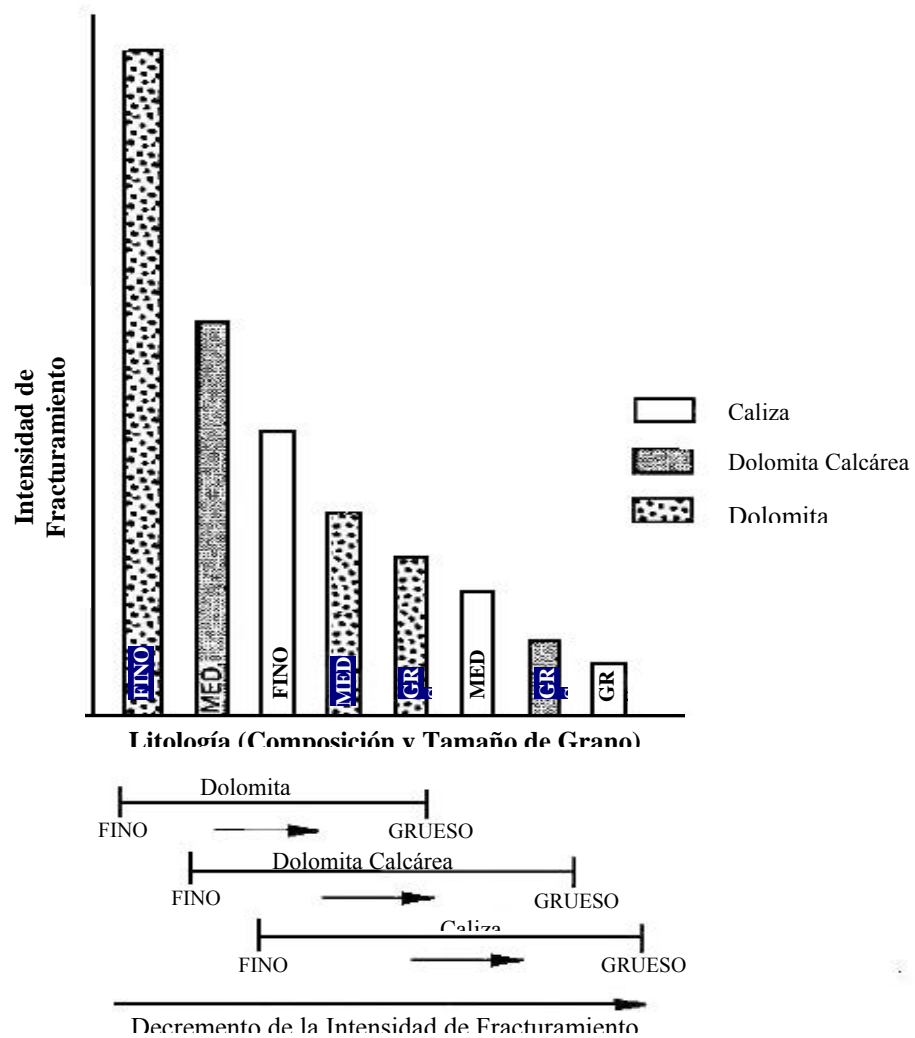


Fig. II.8. Intensidad de Fracturamiento como Función de la Composición y el Tamaño de Grano en Rocas Carbonatadas. Anticlinal Teton, Sawtooth, Montana (Aguilera, 1995).

II.3.4. Porosidad, Permeabilidad y Conectividad de las Fracturas

La porosidad de las fracturas es una porosidad secundaria, y es una propiedad que depende mucho de la escala que se considere, debido a que puede ser considerada como propiedad volumétrica o bien como propiedad puntual.

La porosidad de las fracturas (Φ_f), considerada como propiedad puntual, es igual al espacio vacío dentro de las fracturas, dividido entre el volumen total de la fractura. Por lo tanto, Φ_f es un número grande, a veces cercano al 100%.

La porosidad de las fracturas (Φ_2), considerada como propiedad volumétrica es igual al espacio vacío dentro de las fracturas, dividido entre el volumen total. Por lo tanto, Φ_2 es un número pequeño, generalmente menor al 1%.

La *permeabilidad* es una propiedad de los medios porosos, y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La primera también se conoce como permeabilidad de la matriz. La permeabilidad secundaria puede deberse a fracturas o a vórgulos. En un medio fracturado, la permeabilidad se refiere al efecto combinado de las fracturas y la matriz.

La *conectividad* de las fracturas se define formalmente como el número de fracturas que se intersectan en una unidad de área o volumen. Es importante identificar si las fracturas están bien conectadas o no, ya que esto afecta el flujo de los hidrocarburos, aunque en la práctica, es extremadamente difícil la determinación cuantitativa de la conectividad de las fracturas (Aguilera, 1995; Tran, 1996).

II.3.5. Densidad de Fracturamiento

La densidad y la intensidad de Fracturamiento están entre los más importantes para la descripción de los YNF, aunque algunas veces se usan indistintamente. En este texto, se usarán de la siguiente forma: La *Intensidad de Fracturamiento* se refiere al número de fracturas por unidad de área o de volumen. Éste concepto es útil desde el punto de vista cualitativo, pues indica zonas de alta o baja intensidad de fracturamiento, pero como las fracturas grandes o pequeñas juegan diferentes roles en el almacenamiento o movimiento de fluidos, necesitan ser distinguidas.

Por otra parte, la Densidad de Fracturamiento es la longitud total de fracturas por unidad de área; o bien el área total de fracturas por unidad de volumen. Este concepto da cuenta de las áreas más o menos fracturadas, tomando en cuenta su tamaño relativo (Tran, 1994).

II.3.6. Espaciamiento entre Fracturas

También se le conoce como tamaño de los bloques de la matriz (h_m). Algunas veces este espaciamiento se determina a partir de los registros de pozos y/o datos de prueba. En el caso de los datos de prueba se asume que las fracturas están uniformemente distribuidas a lo largo del área investigada durante la prueba.

Se ha desarrollado un método para determinar el espaciamiento de las fracturas basándose en datos de núcleos. El modelo geológico ha sido descrito por Tran (2001), donde las fracturas son perpendiculares a los estratos, paralelas entre sí y sistemáticamente espaciadas. El índice de fracturas (I_f) se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$I_f = \frac{T_i}{S_i} \dots\dots\dots(2.1)$$

Donde T_i es el espesor de la capa, en cm y

S_i es la distancia entre las fracturas

Para un espesor promedio (T_{avg}) y un diámetro de núcleo (D), es posible calcular la probabilidad de cualquier combinación de capas fracturadas o no fracturadas a partir del teorema del binomio:

$$(Q + P)^N = Q^N + NQ^{N-1}P + \frac{N(N-1)}{1 * 2} Q^{N-2}P^2 + \dots + \frac{N(N-1)(N-2)\dots(N-r+2)}{1 * 2 * \dots(r-1)} Q^{N-r+1} + P^{r-1} + P^N \dots\dots\dots(2.2)$$

donde:

Q es la probabilidad de interceptar una capa no fracturada = $1 - P$

P es la probabilidad de interceptar una capa fracturada = $1 - Q$

r es el número sucesivo de capas (todas las capas contienen fracturas verticales que pueden o no ser interceptadas por el núcleo)

N es el número total de capas interceptadas

La probabilidad, P , de interceptar una capa fracturada está dada por:

$$P = \frac{D}{S} = \frac{DI_f}{T_{avg}} \dots\dots\dots(2.3)$$

Donde S es la distancia entre las fracturas, D es el diámetro del núcleo, y I_f es el índice de fracturas dado por la ecuación (2.2).

III. CARACTERIZACIÓN DEL FRACTURAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS A PARTIR DE DATOS SÍSMICOS

Hay diversas fuentes de datos que cubren diferentes escalas para la caracterización de las fracturas en YNF (fig. III.1). Las fuentes de datos regionales incluyen la sísmica y el estudio de afloramientos, que pueden dar a conocer características mayores de las fracturas, como las fallas con grandes desplazamientos. También hay fuentes de escala local, como los núcleos y los registros de pozo y de imágenes. Cada herramienta provee una porción del conjunto de información necesaria para caracterizar el yacimiento, sin embargo, estos miembros del conjunto, por sí solos, no controlan la producción. Si así fuera, los modelos del yacimiento y la simulación del movimiento de fluidos serían perfectos. En este capítulo se abordará solamente la aportación de la sísmica a la caracterización de los YNF.

La señal sísmica grabada en un sismograma es función de características específicas de las rocas del subsuelo, entre las que están su densidad y sus propiedades elásticas. Ésta información es una de las fuentes más confiables para obtener los rasgos y las propiedades de las fracturas en las regiones entre pozos. Los datos sísmicos, de escala regional, después de ser interpretados, describen fallas y fracturas, la estructura y el espesor del yacimiento, la saturación de fluidos (Brown, 2001), la porosidad y la litología.

Entre las diferentes técnicas de la sísmica, están los Perfiles Sísmicos Verticales (VSP), que incluyen el perfilaje vertical a diferentes distancias, la ondícula compresional de reflexión (onda P) y ondas de cizalla (ondas S), que tienen la ventaja de tener una resolución mejorada que da información sobre las capas, fallas y fracturas en la vecindad del pozo. Esta información se puede correlacionar con la sísmica 2D o 3D para obtener propiedades petrofísicas del yacimiento, fuera de la vecindad del pozo (Tran, 1994).

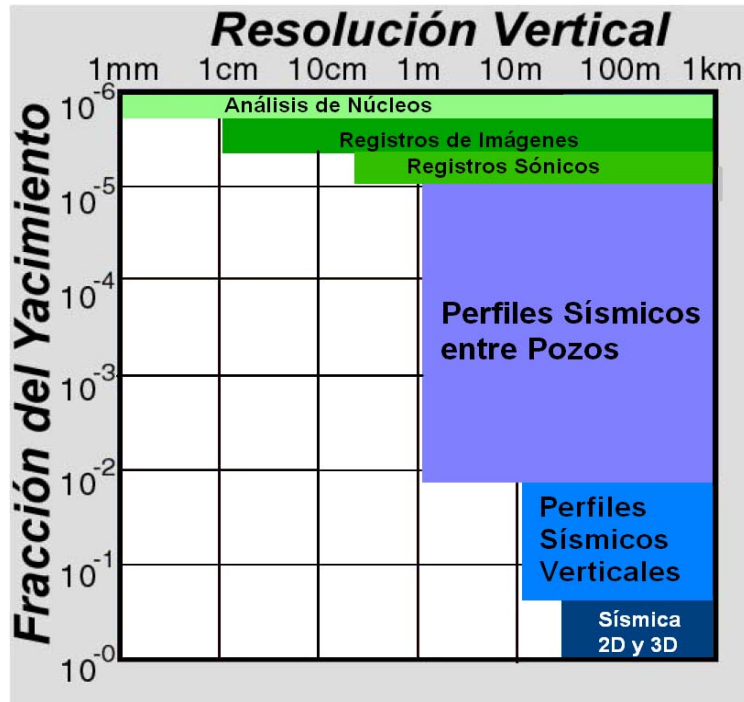


Fig. III.1. Fuentes de Datos de Campo con su Resolución Vertical vs. Fracción del Yacimiento. Modificada de Harris Jerry, 2001.

Actualmente, existen dos propuestas para el uso riguroso y efectivo de datos sísmicos para la caracterización de YNF. En el primer enfoque, los datos que se usan son post-apilado. Este enfoque usa primordialmente un marco computacional integrado, donde se utilizan atributos sísmicos 3D, junto con otra información geomecánica y geológica, para obtener modelos confiables de fracturas en 3D. El otro enfoque utiliza primordialmente datos sísmicos sin apilar e información geológica y de producción para obtener datos precisos de la orientación y densidad de fracturas. Ambas tecnologías ya han sido probadas en varias cuencas y ofrecen ventajas y desventajas (Shen y Ouenes, 2003), sin embargo, permanecen sin utilizarse en la mayoría de las compañías de gas y aceite, con la excepción de algunas que las han venido utilizando ampliamente para perforar pozos muy exitosos.

III.1 TÉCNICAS SÍSMICAS DE COHERENCIA APLICADAS EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Entre los atributos 3D más importantes aplicados al análisis de fallas y fracturas están los de coherencia o similitud, que han probado ser métodos efectivos para el mapeo de discontinuidades geológicas como fallas y particularidades estratigráficas. Eliminando la ondícula sísmica de los datos, la coherencia sísmica ofrece a los intérpretes una perspectiva diferente, exponiendo detalles sutiles no visibles en los datos sísmicos. Actualmente existen varios algoritmos para obtener los estimados de coherencia. Las primeras tres generaciones de ellos esán basados, respectivamente, en la cross-correlación, la semblanza y en la eigen descomposición de la matriz de covarianza de los datos.

III.1.1. Coherencia y Semblanza

La coherencia sísmica es una medida de los cambios laterales en la respuesta sísmica, causados por la variación en la estructura, la estratigrafía, la litología, la porosidad y la presencia de hidrocarburos. A diferencia de otras formas de interpretación, la coherencia opera sobre los datos mismos, evitándose así interpretaciones erróneas debidas al intérprete o a la selección automática de horizontes.

Descripción del Algoritmo

Las medidas de coherencia más utilizadas en geofísica para la detección de fracturas son los conceptos de correlación cruzada y semblanza. Ambas son medidas de la similitud que una señal tiene con otra.

La semblanza es la energía de la suma de los valores de las trazas divididos por la suma de la energía de las trazas. Su valor máximo también es 1.

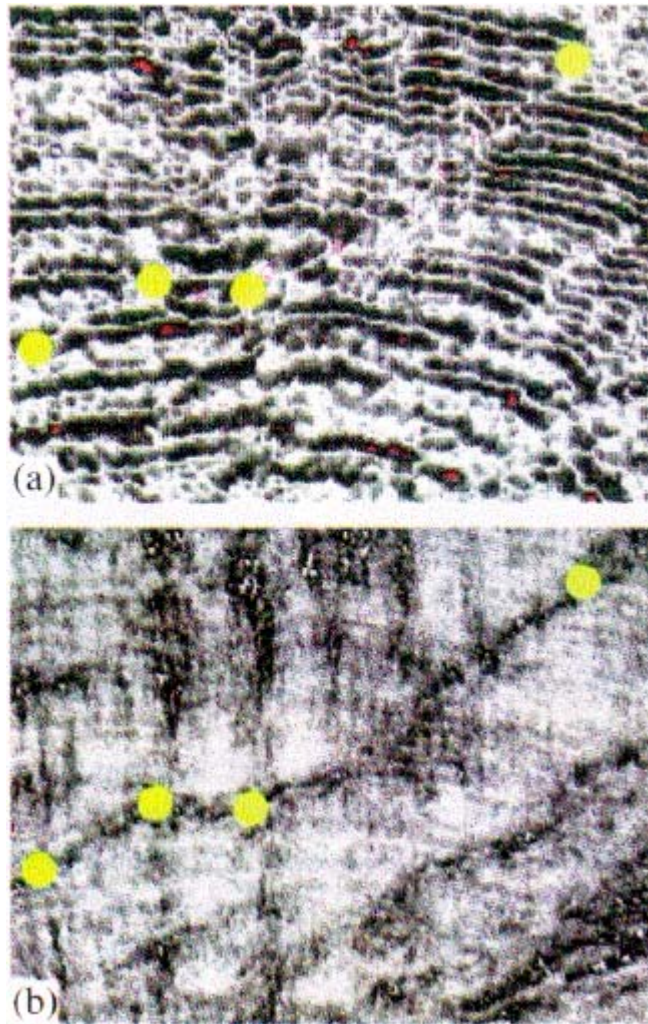


Fig. III.2. (a) La falla es difícil de ver cuando es paralela al echado (nótese los puntos de en medio). (b) La coherencia en la misma región. Las fallas se resaltan igualmente bien siendo paralelas o perpendiculares al echado. (Tomada de Bahorich y Farmer, 1995).

El primer algoritmo, propuesto por Bahorich y Farmer en 1995-1996, hace una correlación cruzada para cada traza con su traza vecina en la dirección de líneas y trazas, después combina ambos resultados después de normalizarlos con la energía. Ya que este método sólo ocupa tres trazas, es computacionalmente muy eficiente, pero puede carecer de solidez, especialmente cuando se trata con datos ruidosos. La segunda generación de algoritmos de coherencia (Chopra et al, 2005) usa una medida de semblanza involucrando varias trazas. Usar más trazas para el cálculo de la coherencia resulta en mayor estabilidad en el algoritmo. La tercera generación del algoritmo, es también un análisis multitraza, sin embargo, está basado en la eigen estructura de la matriz de covarianza formada por las trazas. Además, el algoritmo de eigen estructura incorpora varios filtros y esquemas de interpolación, para solucionar problemas como

pobre relación señal/ruido y aliasing (Gersztenko y Marfurt, 1999). En la figura 3.3 se muestran algunos ejemplos de los resultados de la aplicación de estos algoritmos, aplicados en un área cercana a la isla South Marshal, en el Golfo de México, localizada en la plataforma continental, al oeste y cerca del delta del Mississippi actual.

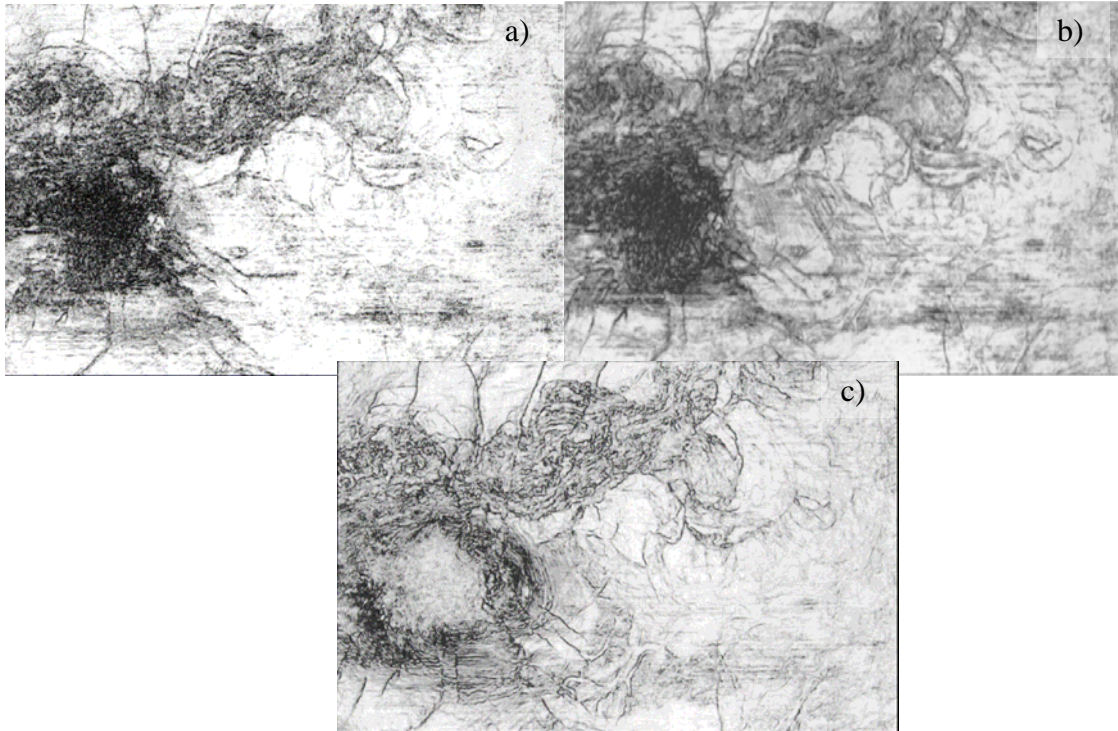


Fig. 3.3. Diferencias en la aplicación de diferentes algoritmos de coherencia: a) algoritmo de *crosscorrelación*; b) algoritmo de *semblanza*, c) algoritmo de *eigenvalores de la matriz de covarianza*.

La coherencia ha sido utilizada por varios autores, entre ellos Gautnier *et al* (2000) que usaron los datos sísmicos de varias formas. Primero, mapearon las fallas y se construyó un mapa de pseudo-deformaciones, basándose en la interpretación detallada de las fallas. Después, la amplitud y la coherencia se usaron como base en el flujo de trabajo para modelar las fracturas. En general, la coherencia puede usarse en diferentes técnicas que permiten una identificación precisa de las fallas, que es uno de los factores principales para el desarrollo de fracturas. A continuación se detallan algunas aplicaciones del cubo de coherencia para la interpretación de fallas y fracturas:

- **Fallas paralelas al echado.** Frecuentemente, las rebanadas de tiempo convencionales son útiles para ver fallas perpendiculares al echado, sin embargo, cuando estas son paralelas se vuelven más difíciles de detectar debido a que aparecen superpuestas a los alineamientos del depósito. El cálculo de coherencia suprime las características lateralmente consistentes, removiendo la

estratificación, por lo que el algoritmo de coherencia revela las fallas en todas las direcciones igualmente bien (Fig. III.2)

III.2. OTRAS TÉCNICAS SÍSMICAS CON DATOS APILADOS

III.2.1 Inversión

Una técnica que ha contribuido al análisis de datos sísmicos es la inversión, que consiste en obtener las impedancias acústicas a partir de amplitudes sísmicas post-apiladas. Hasta ahora, este análisis sísmico es el más ampliamente utilizado. Una vez que se tiene el volumen de impedancias, se usa para mejorar el modelado geológico y hasta el modelado directo de fracturas. Varios autores (como Ouenes, Hartley y Zellou), usaron este enfoque para agregar un volumen de impedancias al proceso de modelado de fracturas.

III.2.2 Curvatura. La geología estructural da una relación entre las fracturas y la curvatura. Aunque la relación entre fracturas abiertas, paleoestructura y el estado de esfuerzos actual no está bien entendida, algunos autores han usado medidas sísmicas de la curvatura del reflector para mapear características sutiles y predecir fracturas. El análisis del atributo curvatura (propiedad tridimensional de una superficie cuadrática que cuantifica el grado en que la superficie difiere de ser plana), ayuda a remover los efectos del echado regional y enfatiza características de pequeña escala que pueden estar relacionados con características depositacionales primarias o fallas de pequeña escala. La figura III.5 muestra una curvatura mínima de una reflexión cercana al basamento en una parte de la cuenca de San Juan. Se ve claramente una tendencia de insición, así como algunas fallas de tendencia noroeste-sureste. La figura III.4a muestra un mapa estructural en tiempo del Terciario superior cortado por un complejo de diques de canales. Las figuras III.4b y III.4c muestran la componente del echado en la curvatura sobrepuesta en una representación 3D del horizonte, con relieves sombreados para mejorar las peculiaridades. Nótese como cambiando el ángulo visual, el zoom y el ángulo de iluminación de la superficie, la definición de particularidades estratigráficas y estructurales se puede mejorar.

III.2.2.1 Estimados Volumétricos de Curvatura

Las pequeñas discontinuidades o fracturas son relativamente pequeñas y no visibles con la resolución sísmica. Sin embargo, la presencia de fracturas cerradas o abiertas está íntimamente relacionada con la curvatura del reflector (ya que la tensión a lo largo de las superficies se incrementa con la curvatura, dando lugar a fracturas). Hasta ahora, los estimados de curvatura se habían limitado al análisis de horizontes seleccionados, que previamente habían sido afectados por desviaciones inintencionadas o errores de selección durante la interpretación. El cálculo volumétrico de curvaturas implica primero, el estimado de reflexiones volumétricas de echado y azimut que represente el mejor echado simple para cada muestra en el volumen, seguido por el cálculo de curvatura de mediciones adyacentes de echado y azimut. El resultado es un volumen 3D completo de valores de curvatura a diferentes escalas de análisis (Chopra y Marfurt, 2005).

Fig. III.4. (a) Mapa estructural en tiempo de un complejo de canales-diques del Terciario. (b) componente del echado en la curvatura y (c) relieve sombreado sobrepuesto a una representación 3D del horizonte para realzar los rasgos. Nótese la definición mejorada de rasgos estructurales y estratigráficos comparada con el mapa de estructuras. Modificada de Chopra y Marfurt, 2005.

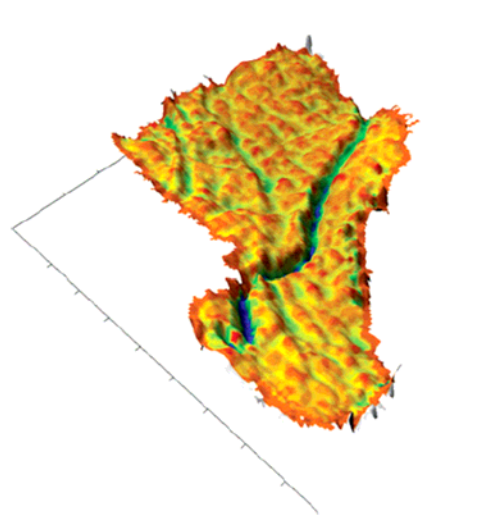
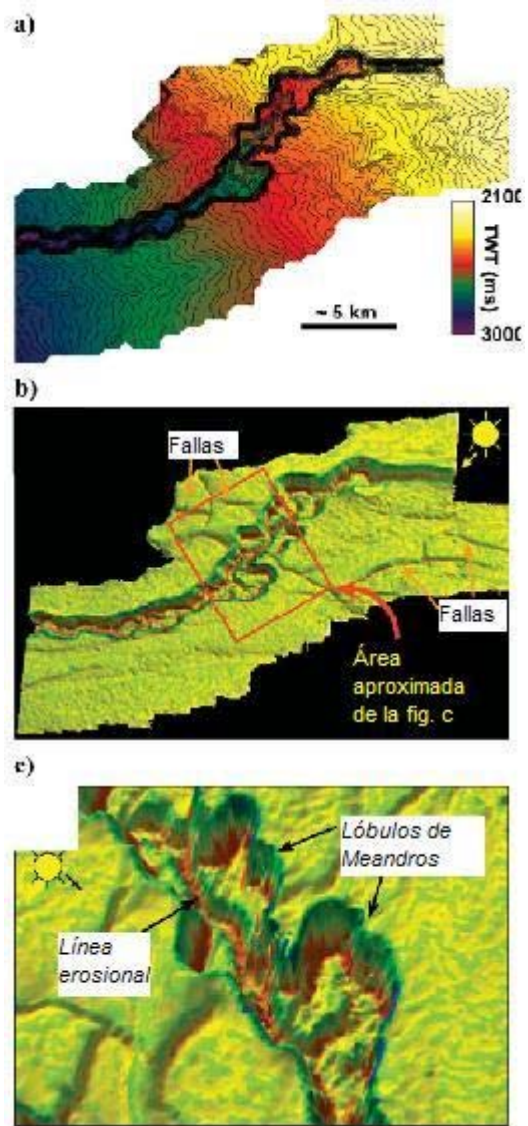


Fig. III.5. Esta figura muestra una clara tendencia de insición con dirección norte-sur, así como fallas curvilíneas de rumbo noroeste-sureste. Imagen obtenida con el atributo de curvatura mínima de un reflector cercano al basamento. El ancho de las marcas es de 1km, iluminación desde el suroeste. Tomada de Chopra y Marfurt, 2005.

III.2.3 Filtrado Orientado Estructuralmente

Recientemente, varios trabajadores han usado el estimado volumétrico de echado y azimut para mejorar la relación Señal/Ruido, preservando discontinuidades como fallas y discontinuidades estratigráficas. Según Chopra y Marfurt (2005), varios autores usan el algoritmo de difusión anisotrópica que alisa a lo largo de un echado y azimut sólo si no se detecta ninguna discontinuidad. Otros autores usan una técnica de análisis de multi-ventanas, suavizando en la ventana que contenga el punto de análisis que tenga la menor varianza. Una variante de esta técnica consiste en usar un filtro de componente principal en la ventana de análisis más coherente. Estos algoritmos de filtrado orientado estructuralmente (llamado alternativamente suavizado con conservación de bordes), mejoran no sólo la conducta de los autotrackers, sino también el resultado de la coherencia y otros atributos sensibles al cambio en la amplitud del reflector, forma de onda y echado.

Hay otra multitud de atributos sísmicos que pueden derivarse de los datos sísmicos, además de los mencionados arriba. Entre ellos están: intensidad de reflexión, azimut y amplitud, entre otros.

III.2.4 Análisis Espectral

El Análisis Espectral es un flujo de trabajo que utiliza los registros de pozos y la sísmica para materializar en imágenes las propiedades clave del yacimiento. A partir de esta herramienta se pueden obtener los agentes geológicos clave a partir de datos sísmicos y de registros, sin usar geoestadística. El flujo de trabajo consiste en varios pasos, de los cuales, el final es la descomposición espectral.

La descomposición espectral fue introducida como herramienta para representar y mapear espesores de capa y discontinuidades geológicas en grandes estudios de sísmica 3D. Esta técnica se ha utilizado para delinear facies y ambientes depositacionales, como canales de arenas. La descomposición espectral usualmente usa la Transformada Discreta de Fourier (DFT, por sus siglas en inglés) para generar imágenes de mono-frecuencias del ancho de banda sísmico. Sin embargo, el tipo y

amplitud de la ventana usada por la DFT produce limitaciones en la resolución de la salida. La transformada de la ondícula permite examinar a la señal sísmica en los dominios del tiempo y la frecuencia, simultáneamente. Se ha convertido en una herramienta popular para el análisis de señales no estacionarias, y ha desplazado a la Transformada de Fourier convencional en varias aplicaciones prácticas incluidas en aplicaciones de descomposición espectral.

Según Shen y Ouenes (2003), “cuando se usa una ondícula en vez de la Transformada de Fourier y se agregan pasos de pre-procesamiento que incluyen el uso de datos de registros previos a cualquier descomposición espectral, y finalmente aprovechándose de los procesos clave relacionados con la atenuación de señales sísmicas y su injerencia en las propiedades del yacimiento, uno puede producir varios atributos que revelen detalles íntimos de los yacimientos. Entre estos atributos, podemos encontrar: espesor del yacimiento, litología, porosidad, fallas sub-sísmicas, contenido de hidrocarburos y muchas otras propiedades del yacimiento relacionadas directamente con el fracturamiento. Ya que estos atributos están disponibles en todo el yacimiento, con buena resolución vertical, no se necesitan técnicas de geoestadística o de interpolación para derivar un volumen 3D de agentes de fracturamiento”.

Actualmente se sabe (debido a diversos estudios publicados al respecto) que el Análisis Espectral, junto con la inversión de alta resolución, proveen todos los agentes geológicos necesarios para el modelado de fracturas, con una precisión nunca alcanzada. “...En otras palabras, sólo con el uso de datos sísmicos apilados, combinados con procesos de análisis sísmicos eficientes (como la inversión y el análisis espectral) se podría proveer de todos los agentes para el modelado de fracturas” (*op. cit*). Si hay datos sin apilar disponibles, es posible usar el análisis de este tipo de datos para obtener atributos más directamente relacionados a las propiedades mecánicas de las rocas, que posteriormente mejorarían el modelado.

A pesar de las ventajas que estas técnicas ofrecen para inferir los agentes causantes de las fracturas, la geología y los límites del yacimiento, hay que recordar que ninguno de estos aspectos es un indicador directo de las fracturas en sí mismas. Ya que la presencia de fracturas en el yacimiento causa dispersión de ondas, se puede usar un enfoque diferente al usar datos sísmicos sin apilar.

III.3. MODELADO DE FRACTURAS USANDO DATOS SÍSMICOS SIN APILAR

Cada traza sísmica graba las ondas reflejadas que viajaron del punto de disparo al receptor. Un Punto Medio es un punto equidistante de la fuente y del receptor. Ya que hay varios receptores en un arreglo, también hay varios Puntos Medios a diferentes distancias de la fuente, con diferentes ángulos de incidencia. Cuando se procesan los datos sísmicos, cada *gather* contiene los Puntos Medios de varios pares fuente-receptor que tienen diferente azimutes y diferente ángulo de incidencia. Cuando se examina un *gather* donde las trazas sin apilar se grafican contra distancias crecientes a la fuente, se pueden observar variaciones en la amplitud como función de la distancia. Esta es la observación clave en el análisis azimutal ya que cuando se consideran datos sísmicos sin apilar, uno puede demostrar, teórica y prácticamente, que para YNF simples como los mostrados en la figura 7, que la amplitud graficada contra el ángulo de incidencia muestra una separación para diferentes azimutes (fig. III.7). Esta es la observación clave usada en el análisis AVO para la detección de fracturas.

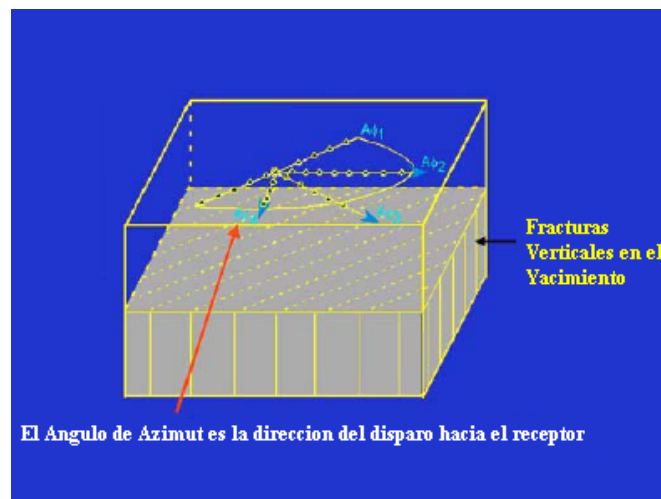


Fig. III.6. Yacimiento Conceptual Simple Utilizado para el Análisis Azimutal. Modificado de Shen y Ouenes, 2003.

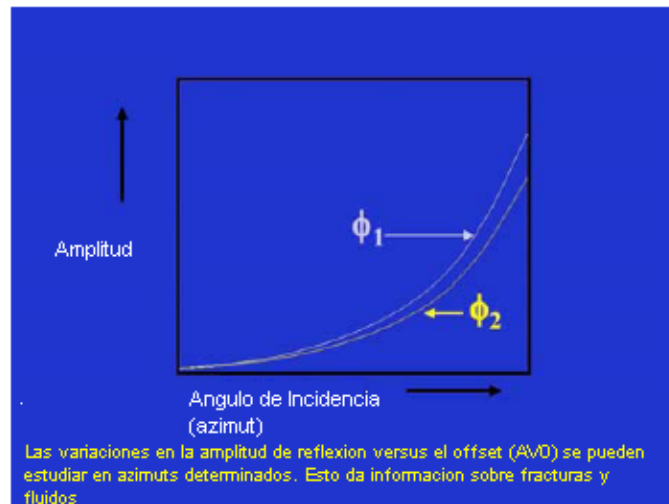


Fig. III.7. Separación para diferentes azimuts.
(Modificado de Shen y Ouenes, 2003).

III.3.1 Fracturas y Anisotropía

Las fracturas alineadas verticalmente causan variaciones azimutales en las propiedades sísmicas y aunque usualmente se presentan en diferentes direcciones, las fracturas subverticales son comunes y más fácilmente detectables sísmicamente, y por lo tanto pueden proveer de pistas para la distribución de las fracturas en el campo. El modelo más simple de un medio fracturado verticalmente es el transversalmente isotrópico con eje horizontal de simetría (TIH). Trabajos pioneros en el campo teórico han analizado las velocidades y atenuaciones de la onda S y la onda P en medios transversalmente isotrópicos (TI). Estudios recientes de atenuación incluyen la anisotropía de la permeabilidad. La variación de la amplitud de la onda P con el azimut y el offset (AVOA) es una nueva herramienta para estudios de anisotropía azimutal.

La onda de cizalla S_I se polariza paralelamente a las fracturas; este fenómeno se ha usado extensivamente para la caracterización de YNF. Los modelos de fractura llevan a la relación cuantitativa de que la densidad de fracturamiento es aproximadamente igual a la anisotropía de la velocidad de la onda de cizalla.

El decremento de la velocidad de la onda P en fracturas es un fenómeno bien conocido. Algunos autores, como Garotta, mostraron que las diferencias azimutales de tiempos de arribo en offset lejanos se correlacionan con la orientación del fracturamiento. Variaciones espaciales en la anisotropía de la velocidad también se detectaron en este estudio. Otros investigadores registraron diferencias de la variación

de la amplitud con el offset (AVO), relacionadas con fracturas rellenas de gas. Ahí, las respuestas de AVO medidas en líneas perpendiculares al rumbo de fracturas rellenas de gas fueron de casi un orden de magnitud mayores a las medidas de AVO registradas en la dirección paralela. Estos resultados son consistentes con estudios que muestran diferencias en el gradiente de AVO de la onda P en la intersección de líneas paralelas y perpendiculares.

Aunque las ondas P no son tan sensibles a las fracturas como las ondas S, los métodos con ondas P ofrecen, sin embargo, muchas ventajas, las más importantes de las cuales son el bajo costo y la alta calidad de los datos. Además, las reflexiones de la onda P responden fuertemente a las propiedades de la roca y también al material que satura los poros o las fracturas, mientras que las reflexiones de las ondas S-S contienen información principalmente acerca de la roca, y son solo débilmente afectadas por la naturaleza del fluido de los poros. Por lo tanto, los estudios que contienen sólo datos de onda P, incluyen la evaluación de la presencia de gas así como el azimut de las fracturas y la densidad de fracturamiento relativa (Grimm, Lynn, et al., 1999).

III.3.2 Teoría de la Respuesta Sísmica a las Fracturas

La teoría detrás del procesamiento de ANMO (Anisotropía de la Velocidad) y AVAZ (Amplitud versus Azimut) es muy simple: la mayoría de los algoritmos geofísicos de procesamiento asumen que todas las fracturas son aproximadamente verticales, y están orientadas en una sola dirección dominante (fig. III.7). El máximo efecto sísmico detectable se da cuando la dirección de la ondícula es perpendicular a las fracturas abiertas, cruzando con velocidad mínima las fracturas abiertas, posiblemente llenas de fluidos. Las direcciones máxima y mínima de la influencia de las fracturas en la velocidad de las ondas P y S puede determinarse y usarse para indicar la orientación dominante de fracturas.

La diferencia entre el efecto máximo y mínimo da alguna medida de la intensidad del fracturamiento. El mismo proceso puede aplicarse en volúmenes de datos donde el cambio en V_p y V_s como función del azimut se mide como el cambio en velocidades de apilamiento (NMO azimutal) o el cambio en los coeficientes de reflexión (AVO azimutal).

De acuerdo con Shen y Ounes (2003) varios equipos, a partir de Camprin (1986), han tratado de usar la observación antes citada para detectar fracturas. Sin

embargo, esta área ha representado muchos retos en el campo científico teórico. Para superar las complejidades, como en cualquier otra disciplina, se han hecho simplificaciones para alcanzar soluciones. Desafortunadamente, basándose en estas acepciones se han perforado pozos secos, ya que la realidad geológica compleja de los YNF no fue incorporada en el modelado cuando este se simplificó demasiado.

La mayoría del trabajo realizado en el análisis azimutal, relativo a la detección de fracturas está plagado de acepciones no realistas, las más comunes son:

1. Las fracturas son verticales
2. Las fracturas están rellenas 100% con el mismo fluido
3. El yacimiento es homogéneo, en áreas donde no hay fracturas
4. La estructura del yacimiento es casi plana

Como estas simplificaciones no son reales para la mayoría de los yacimientos, los modelos que las utilizan tienden a producir densidades de fracturamiento imprecisas. Estas simplificaciones se hacen para limitar las fuentes de anisotropía en los datos; el problema es cómo distinguir entre la anisotropía causada por las propias fracturas y la anisotropía “indeseable” creada por el contenido de gas, la heterogeneidad y la estructura del yacimiento. Debido a la inhabilidad de distinguir entre la anisotropía creada por las fracturas y la anisotropía indeseable propia de las características del yacimiento, muchos autores han optado por simplemente ignorar la última.

Entre estas simplificaciones, hay tres que tienen consecuencias serias adversas en el modelado de fracturas. La primera se refiere a considerar que las fracturas son verticales. Debido a razones mecánicas básicas, la mayoría de los yacimientos tienden a producir fracturas de cizalla con ángulos de echado diferentes al vertical. Es realmente muy raro encontrar fracturas verticales. Esta simplificación teórica no realista, produce limitaciones prácticas, ya que la aplicación de tal teoría demanda estudios sísmicos donde estén disponibles offsets muy grandes, lo que no está disponible en la mayoría de los datos.

La segunda acepción para simplificar los datos se refiere a la homogeneidad del yacimiento que rodea a las fracturas, ya que a pesar del esfuerzo de años para modelar heterogeneidades del yacimiento, todavía se usa un yacimiento homogéneo. Como la mayoría de los yacimientos fracturados ocurren en sistemas heterogéneos complejos, donde facies, porosidad, permeabilidad y cualquier otra propiedad cambia verticalmente

y alrededor, usar esta simplificación puede llevar a sorpresas inesperadas. Un buen ejemplo de estas sorpresas puede encontrarse en Gray y Todorovic-Marinic, donde los autores anotan que "... los resultados AVAZ, que supuestamente indicarían la presencia de fracturas, indican de hecho la presencia de arenas en este yacimiento". En otras palabras, las excesivas simplificaciones que no toman en cuenta la heterogeneidad del yacimiento en el análisis azimutal resultan en características geológicas diferentes a las fracturas que debían ser modeladas en el análisis azimutal.

La tercera simplificación consiste en considerar que las fracturas están llenas del mismo tipo de fluido, o sea, líquido o gas. Desafortunadamente, la mayoría de las fracturas presentes en un YNF contienen ambos tipos de fluidos. Debido a la enorme diferencia de densidades entre ellos, la elipse de anisotropía podría ser afectada dramáticamente por el gas, dando como resultado valores de fracturas incorrectos. El efecto de contenido de fluidos puede ser muchas veces más importante, incluso, que el efecto de las propiedades elásticas del yacimiento.

Sin embargo, tales simplificaciones han sido desechadas por un gran número de trabajos actuales, haciéndose posible una mejora sustancial en el análisis azimutal.

El enfoque usado actualmente se basa en cuatro pasos principales y en una colección de tecnologías de modelado sísmico. El primer paso es el modelado físico de rocas, donde el contenido de fluidos es tomado en consideración, en vez de asumir que las fracturas están 100% llenas del mismo tipo de fluido. Este paso crítico requiere del uso de las velocidades de las ondas P y S, la densidad de la roca e información geológica relacionada. En general, las velocidades de la onda P y S, así como la densidad, están disponibles de los datos de registros. Si la velocidad de la onda S no está disponible, se usa el modelo físico de la roca para estimarla, a partir del contenido de lutitas y la porosidad disponibles. Una vez que el modelo físico de la roca del YNF se construyó, se aplica de forma escalonada un método de diferencias finitas para modelar la propagación de la onda en yacimientos fracturados y para obtener respuestas precisas en el AVO azimutal. Los modelos derivados proveen una indicación de cómo los contenidos de fluidos y la densidad de fracturas influyen la respuesta sísmica azimutal y las relaciones entre la anisotropía sísmica y la orientación de las fracturas.

El segundo paso consiste en modelar la heterogeneidad del yacimiento. Un conjunto de herramientas de modelado sísmico hace esta tarea fácil y da una descripción precisa del yacimiento. Ya que la sísmica preapilada está disponible, la impedancia de las ondas P y S se obtienen usando la inversión de la impedancia elástica. Las

impedancias de las ondas P y S indican las diferencias entre las litologías del yacimiento fracturado y la de las capas suprayacentes y las variaciones laterales de las propiedades de las rocas dentro del yacimiento. Además de la inversión elástica, el análisis espectral y la inversión de alta resolución proveen un modelo muy preciso de la heterogeneidad del yacimiento, que se toma en cuenta en la interpretación de la orientación de las fracturas y la densidad del siguiente paso.

Una vez que se conoce la heterogeneidad del yacimiento, se puede iniciar el análisis azimutal usando los atributos sísmicos apropiados para identificar la orientación de las fracturas. Para caracterizar la densidad de fractura, el uso de la amplitud en sí misma, podría ser engañosa, por lo que se recomiendan otros atributos sísmicos relativos a la atenuación de la onda, que son más eficientes.

El tercer y último paso consiste en integrar los diferentes modelos de densidad de fracturamiento y saturación de fluidos con datos de producción para planear la perforación de pozos futuros o para crear modelos de porosidad y permeabilidad de fracturas. El análisis azimutal lleva a la construcción de un modelo de densidad de fracturas que provee en cada *bin* la densidad de fracturamiento efectiva así como la orientación dominante de las fracturas en ese bin. Ya que se usa el modelado físico de rocas, la saturación de hidrocarburos en las fracturas abiertas se vuelve disponible y la perforación de nuevos pozos se hace mucho más simple, ya que los parámetros más importantes del yacimiento, la densidad de fracturas y la saturación de hidrocarburos están disponibles.

Cuando simplemente se buscan localizaciones para perforación, las técnicas de mapeo de fracturas descritas arriba son suficientes para las etapas iniciales del desarrollo del campo. Cuando se planean estrategias de desarrollo a largo plazo, se necesitan crear modelos del yacimiento que incluyan la permeabilidad y porosidad independientes de la naturaleza de las fracturas del yacimiento (que podrían ser de porosidad simple, doble o triple). Después de mapear muchos yacimientos fracturados y probar la validez de los modelos con perforaciones, es posible enfocarse en el problema de la permeabilidad de las fracturas.

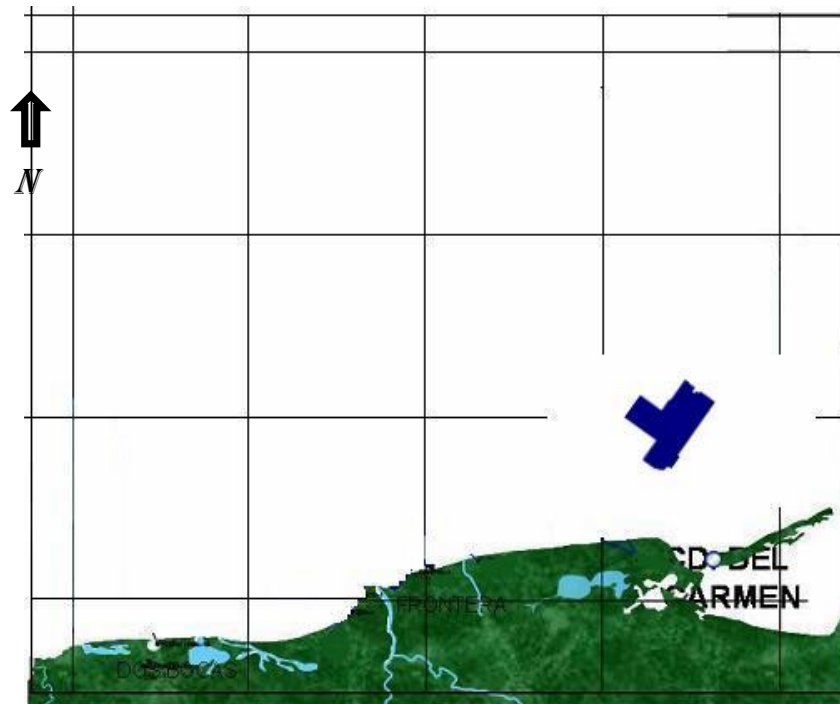
IV. CUBO DE COHERENCIA APLICADO AL MAPEO DE FRACTURAMIENTO

En los capítulos anteriores, se revisaron varios métodos sísmicos disponibles para la detección de fracturas. A continuación, se introduce un ejemplo del uso del cubo de coherencia, aplicado a datos sísmicos 3D del Golfo de México, utilizando la plataforma de software SeisWorks 3D, Power View y Geoprobe de Landmark.

En este capítulo se describen los procesos que se deben seguir y parámetros que se deben usar en un cubo de datos sísmicos 3D para visualizar las fallas a nivel regional.

IV.1 ANTECEDENTES

IV.1.1 Ubicación



*Fig. IV.1. Ubicación de la zona de estudio en el Golfo de México.
Las figuras no están a escala. Comunicación personal, Coordinación de Plays
Establecidos, PEMEX.*

IV.1.2 Marco Geológico Regional

El marco geológico regional está influenciado por los eventos que constituyen el Golfo de México en esta zona: La Plataforma de Yucatán y la Sierra de Chiapas, los cuales sufrieron diferentes eventos geológicos relacionados a la apertura del Golfo. La fig. 2 muestra un resumen de ellos.

La Plataforma de Yucatán es un extenso banco carbonatado cuyo desarrollo se inició en el Mesozoico y continúa hasta la actualidad. Dicha plataforma se extiende hasta el escarpe de Campeche, en el que se encuentran grandes cuerpos de sal deformados que están replegados sobre su porción occidental y cubiertos por sedimentos Mesozoicos y Terciarios.

La Sierra de Chiapas es el resultado de la interacción entre la placa Del Caribe y la de Norteamérica a través del sistema de fallas Motagua/Polochic, la cual conforma diferentes estilos estructurales que rigen en la Sonda de Campeche y por ende que afectan el área de estudio.

Desde el inicio del Jurásico, hacia el oriente de la Sonda de Campeche se tuvo la presencia de una Paleoplataforma (Plataforma de Yucatán) y un paleo continente (Sierra de Chiapas) al suroeste. Estos elementos fueron la fuente de aporte de los sedimentos depositados durante el Mesozoico tardío y todo el Terciario en la zona de estudio.

En el contexto estructural, la interacción de la Placa del Caribe con la de Norteamérica, generó en el Oligoceno esfuerzos transpresivos que plegaron la secuencia sedimentaria en forma de anticlinales alargados orientados NW – SE en la Región Marina, dando lugar al “Evento Chiapaneco”. Como resultado de este evento, la sal plegada se inyectó a niveles superiores donde fue sepultada y posteriormente reactivada, siendo expulsada formando cuencas de desalojo de sal.

En resumen, en la Sonda de Campeche existen tres estilos estructurales:

- El primero, debido a esfuerzos de distensión realizados durante el Jurásico y que generó fallas normales con sensible dirección norte sur en toda la región.
- Otro ocasionado por esfuerzos de compresión llevados a cabo durante el Cretácico que provocó el fallamiento inverso.

- El tercero, registrado durante el Oligoceno-Mioceno, que ocasionó deformaciones intensas con sensible dirección NW-SE, cubriendo en ocasiones los estilos anteriores y produciendo empujes salinos que inyectaron la sal a niveles superiores formando fallas radiales y fracturamiento en bloques.

Eventos Tectónicos Sedimentarios

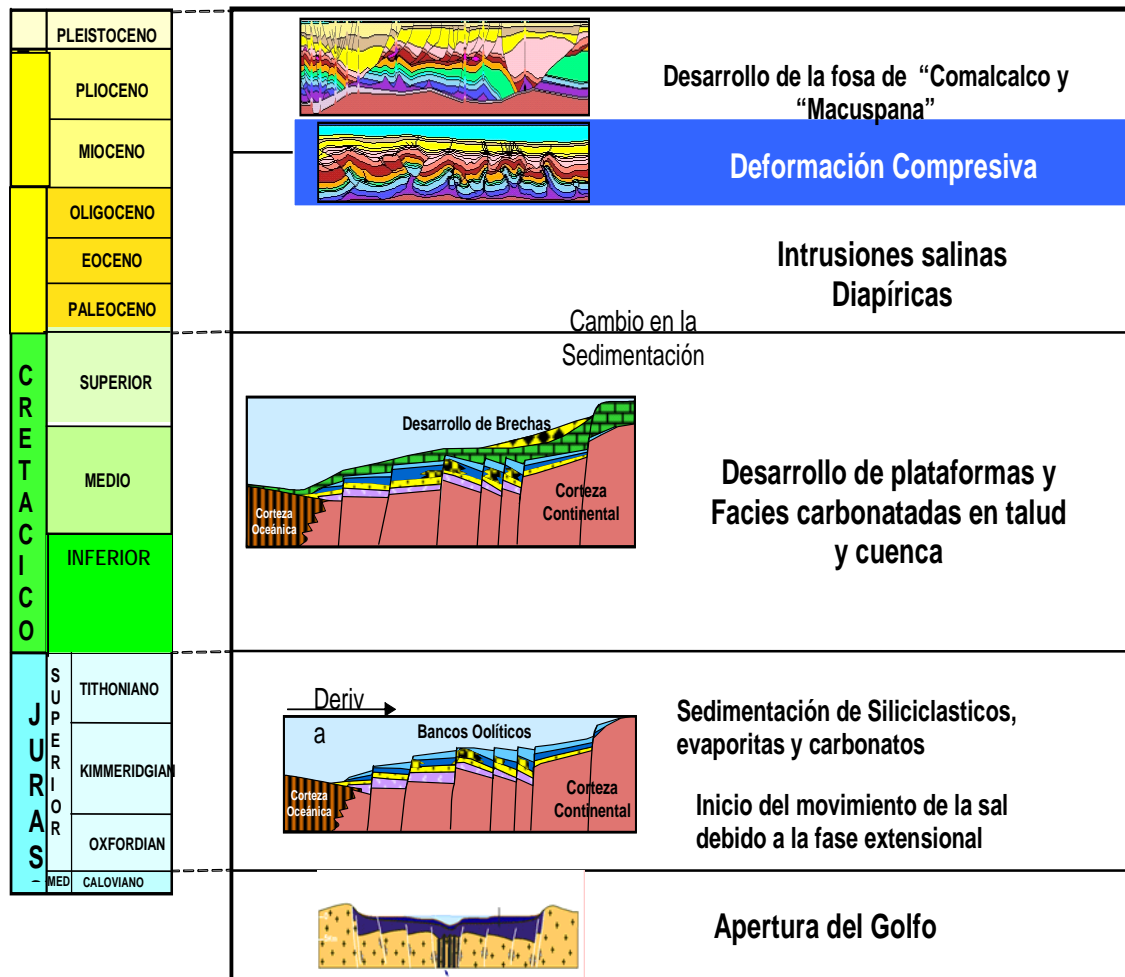


Fig IV.2. Modelo estructural que muestra los principales eventos geológicos relacionados con la distensión del Golfo de México. Comunicación Personal, Coordinación de Plays Establecidos, PEMEX

Como culminación de este ciclo tectónico durante el Mioceno-Plioceno, ocurrieron esfuerzos distensivos que dieron lugar a un sistema de fallas lítricas que delimitan la continuidad hacia el mar de las cuencas de Macuspana y Comalcalco. Esto generó una topografía muy irregular que condicionó los depósitos que constituyen los yacimientos del

Terciario Tardío. Dicha topografía dio lugar a la clasificación de La Sonda de Campeche en seis Provincias Morfoestructurales: Antigua Plataforma de Yucatán, Zona de Talud, Fosa de Macuspana, Pilar de Akal, Fosa de Le-Acach, Zona de Domos salinos (Ángeles-Aquino, 1983) y dentro de las cuales está ubicada nuestra área en estudio.

Estas provincias se describen brevemente a continuación y se ilustran en la fig. 3

- *Antigua Plataforma de Yucatán.*-Se localiza en la porción oriental de la Sonda de Campeche. La constituyen principalmente carbonatos de plataforma.
- *Zona de Talud.*-Es la zona de transición entre la cuenca y la antigua plataforma de Yucatán. La constituyen principalmente brechas de talud.
- *Fosa de Macuspana.*- Es la prolongación de la Cuenca de Macuspana al mar, está constituida por sal y rellenos terrígenos del Terciario Tardío.
- *Pilar de Akal.*- Se localiza en la porción central de la Sonda de Campeche. Esta provincia es la principal productora de hidrocarburos en el Mesozoico.
- *Fosa de Le-Acach.*-Es la prolongación de la Cuenca de Comalcalco hacia el mar, la constituyen principalmente rellenos terrígenos del Terciario Tardío.
- *Zona de Domos.*- Se localiza en la porción occidental de la Sonda de Campeche y está constituida principalmente por domos e intrusiones salinas.

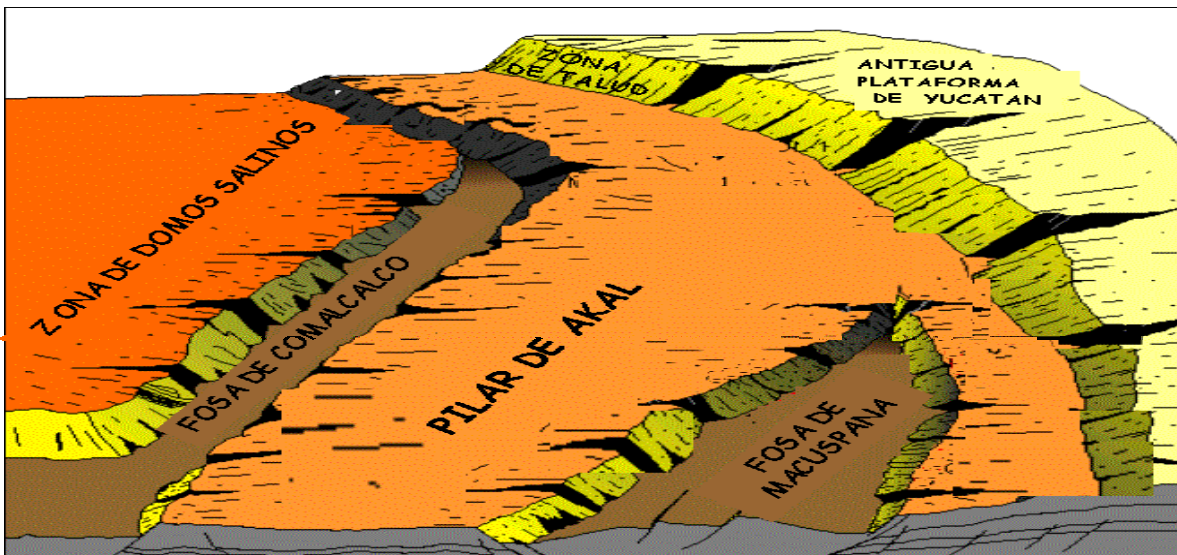


Fig. IV.3. Esquema que ilustra las provincias morfoestructurales en que se divide la Sonda de Campeche.

IV.1.3 Estratigrafía

Los depósitos que constituyen la columna sedimentaria desde el Terciario al Mesozoico Tardío en la Sonda de Campeche son principalmente carbonatos y terrígenos, los primeros están presentes principalmente en el Mesozoico y los segundos en el Terciario. Se menciona aparte la sal, que constituye el depósito más antiguo en la Sonda de Campeche.

En la fig. 4 se muestran las unidades cronoestratigráficas presentes en el área de estudio, de la más antigua a la más reciente, marcándose los horizontes que se estudiaron con el atributo de similitud. A continuación se hace una descripción sedimentológica breve de las unidades estudiadas con el atributo de coherencia.

Oxfordiano

Consiste en rocas areniscas, esta serie sedimentaria está arcillosas y silicificadas.

Kimmeridgiano

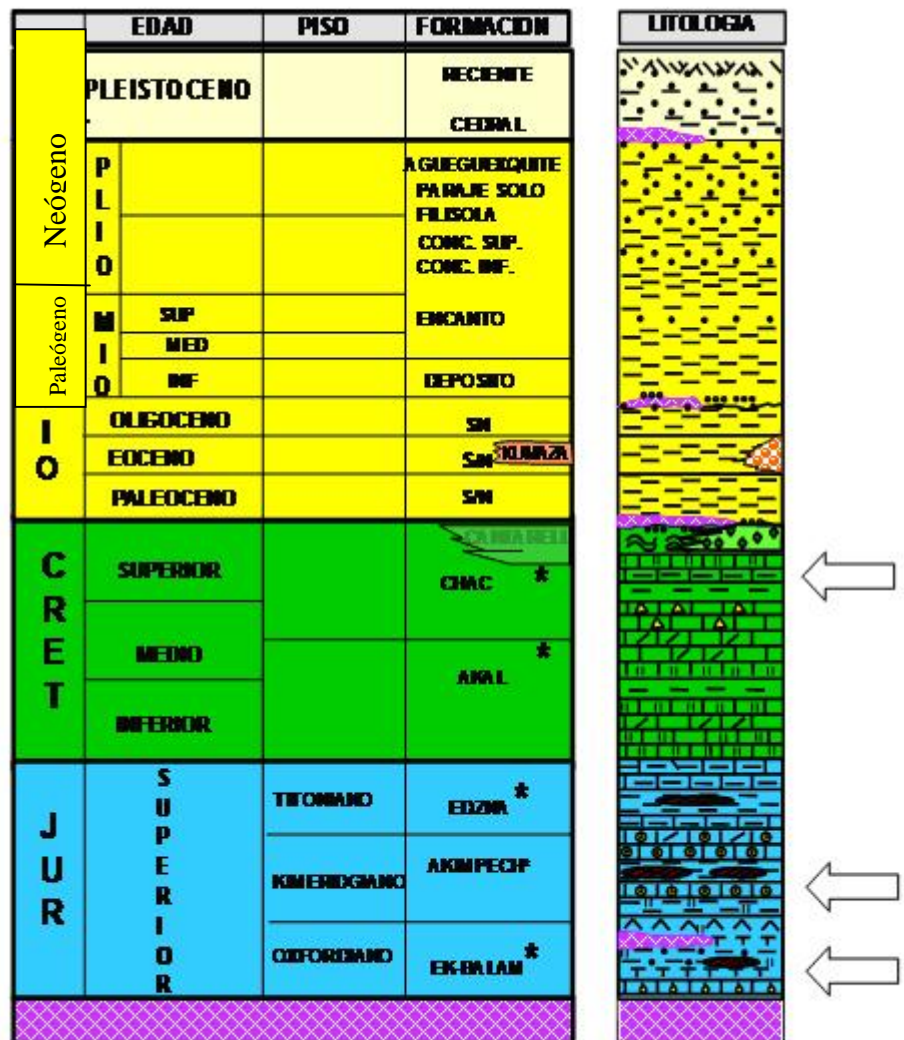
Esta formación se encuentra en una secuencia cíclica de carbonatos.

Cretácico

El Cretácico está caracterizado por depósitos de aguas profundas con alta porosidad que producen petróleo.

Cretácico Superior - Paleoceno

Entre los límites del Cretácico superior y el Paleoceno se encuentra una unidad constituida por dolomías y carbonatos.



(Ángeles, 1983)

que es desde el punto de vista económico petrolero la más importante en toda la zona.

marina y posiblemente en el país, ya que la máxima producción de hidrocarburos provienen de este cuerpo calcáreo, por su carácter discordante, su distribución cronoestratigráfica es muy irregular, sin embargo, se considera que gran parte de ella se encuentra enmarcada en el Cretácico Superior y en la porción Nororiental de la Sonda de Campeche. Se encuentra controlada por varios pozos con un espesor promedio de 150 a 180 m. Está constituida por flujos de detritus carbonatados provenientes de la plataforma, caracterizada generalmente por wackeston de exoclastos tamaño Rudita, cada uno de los cuales son:

Dolomía microcristalina color café.

Wackestone de miliólidos color gris claro.

Wackestone de bioclastos color crema.

Wackestone de carpetas de algas gris y gris crema olivo.

Wackestone de litoclastos e intraclastos.

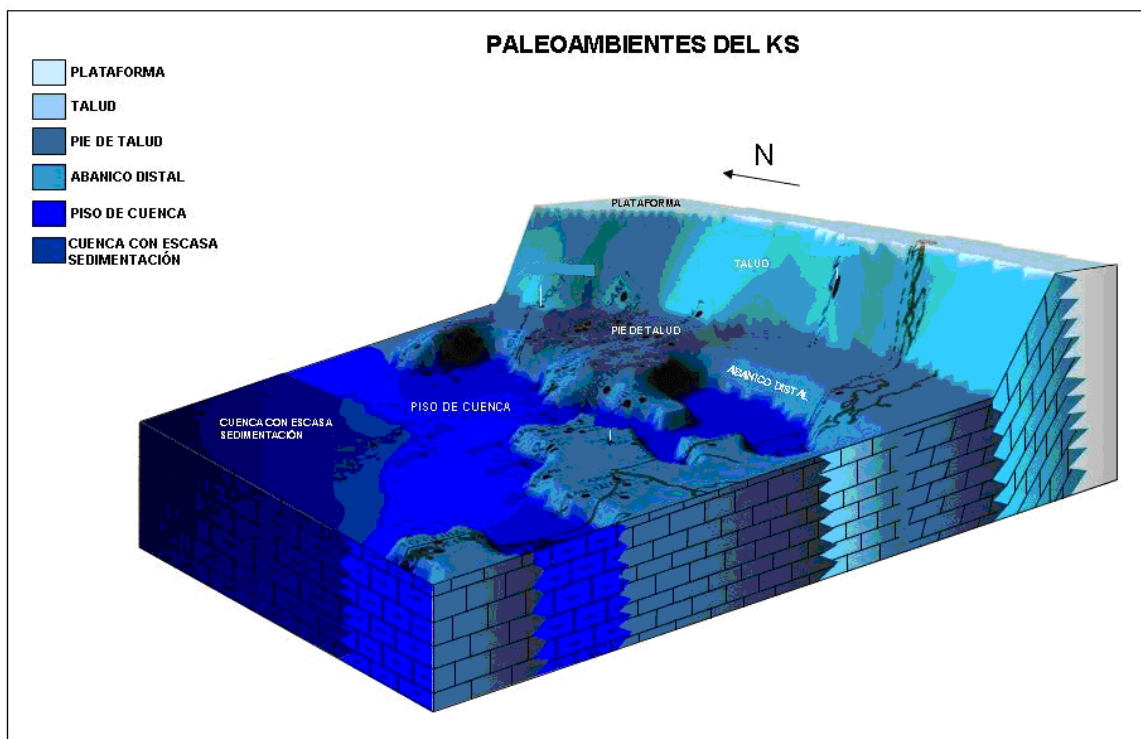


Fig. IV. 5. Paleoambientes del Cretácico Superior en la zona estudiada. (Coordinación de Plays Establecidos, PEMEX).

Todos ellos en una matriz calcáreo-bentonítica dolomitizada total o parcialmente, se observan estructuras sedimentarias tales como líneas estilolíticas, carpetas de algas, microlaminaciones, perturbación mecánica, fracturas selladas por calcita. Como accesorios

presenta pirita diseminada, bentonita, pedernal claro y oscuro, anhidrita y calcita, tiene impregnación de aceite ligero, pesado y residual. El proceso diagenético predominante es la dolomitización, es importante indicar que en los exoclastos se encuentran generalmente fauna de aguas someras y en la matriz fauna planctónica de cuenca (Globotruncánidos, Hedebergéllidos, tintínidos, etc).

IV.1.4 Evolución Estructural

La Sonda de Campeche puede ser considerada como un área clásica de tectónica salina. Se caracteriza por una evolución estructural heterogénea y una compleja historia de movimiento de sal.

- Fase Rift. Jurásico Inferior-Medio. Adelgazamiento y subsidencia de la corteza continental conforme el Bloque de Yucatán rota con respecto a Norteamérica. Entrada inminente de aguas marinas bajo condiciones ideales para la precipitación y acumulación de evaporitas.
- Fase deriva (Drift). Jurásico Superior-Cretácico Inferior. Deformación temprana de la sal, formación de almohadas de sal; sistema de fallas normales periféricas bordeando la plataforma de Yucatán (fallas con despegue en la sal y formación de Salt rollers). El fallamiento se efectúa por tectónica gravitacional con desplazamiento hacia el centro de la cuenca y está íntimamente ligado con la formación de las almohadas de sal. Es probable que en esta fase se hayan formado rafts incipientes los cuales se reactivarían durante la fase extensional del Plio-Pleistoceno.
- Fase Contraccional. Mioceno-Pleistoceno. Evento contraccional debido probablemente al movimiento del Bloque Chortis. Formación de pliegues y sobrecorrimientos con despegue en la sal y emplazamiento somero de la sal a través de fallas inversas. La dirección de la deformación parece ser SSW-NNE. Conjuntamente con la deformación compresiva (transversal al sentido de desplazamiento de las fallas normales de la fase anterior) ocurrieron procesos de diapirismo y evacuación de las unidades evaporíticas. En gran parte del área, las fallas normales de la fase anterior se ven re-deformadas y son “ocultadas” por la compresión.

- Fase Extensional. Plio-Pleistoceno. Potentes depósitos de sedimentos acumulados sintectónicamente a partir de la actividad de importantes fallas normales. En algunas de estas fallas el desplazamiento se transfiere en profundidad a través de una serie de rampas y despegues menores hasta alcanzar un despegue en las unidades evaporíticas autóctonas del Jurásico. En otros casos las depresiones estructurales son producto de Tectónica de Raft caracterizada por la segmentación y desplazamiento del sustrato mesozoico-paleógeno. Como resultado de esto último, se formaron las Cuencas de Macuspana y Comalcalco, en las cuales las unidades estratigráficas más antiguas están ausentes y, debido a ello, el relleno sedimentario sintectónico descansa directamente sobre soldaduras producidas por la evacuación de la sal autóctona. Al igual que en el Jurásico, el fallamiento se efectúa por tectónica gravitacional con desplazamiento hacia el centro de la cuenca. La extensión acumulada en las cuencas antes mencionadas, se distribuye hacia la porción central de la cuenca con la formación de estructuras contraccionales y la evacuación de cuerpos laminares de sal alóctona.

IV.2 METODOLOGÍA

En un cubo de datos sísmicos 3D, muestreada cada 4 ms y con buena relación señal ruido, se eligió un área para realizar pruebas de parámetros de coherencia. El área comprende 440 líneas; 1000 trazas y de los 3000 a los 5500 ms (fig. IV.6).

Además de calcular la similitud en el cubo de pruebas anteriormente mencionado, también se calculó sobre los horizontes JSK y KS, de manera que se tuviese la interpretación del fracturamiento sobre horizontes específicos previamente interpretados. Posteriormente, se procedió a aplicar tales parámetros al cubo completo de sísmica original, sísmica filtrada y sísmica con blanqueo de frecuencias.

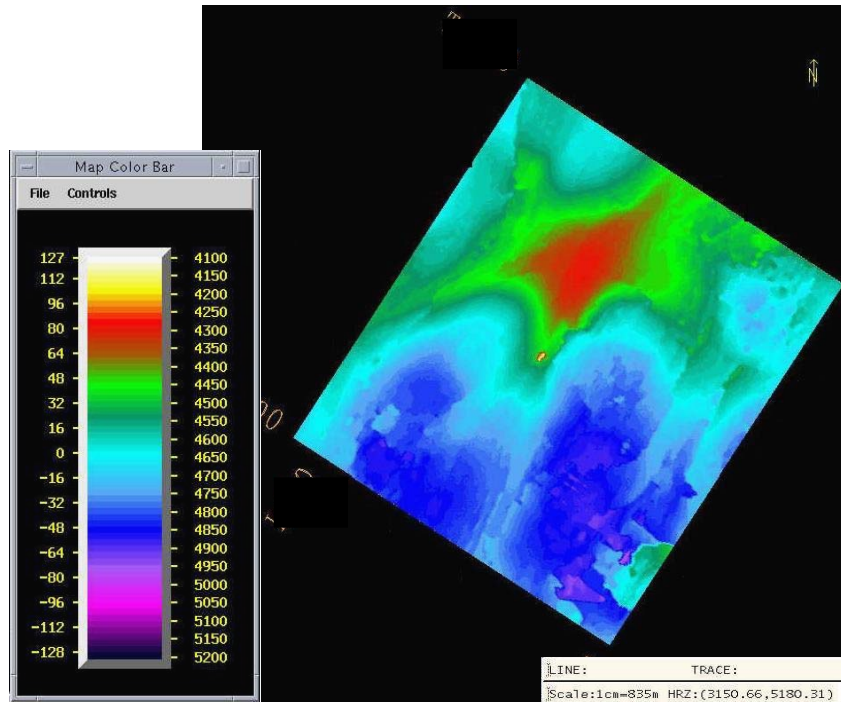


Fig. IV.6. Área de pruebas de coherencia.

IV.2.1 Efecto de la Ventana de Análisis Vertical

La ventana de análisis puede variar entre 0 ms (multiplicación de una sola muestra) a la longitud de la traza completa.

Las ventanas más pequeñas dan una medida muy sensible de la disimilitud de las trazas, pero son propensas a resaltar los efectos del ruido. Las ventanas más amplias reducen el efecto del ruido, pero debido al alto grado de promediado estadístico, pueden enmascarar disimilaridades más sutiles.

En las siguiente figura se observa el efecto de la variación de la ventana de Análisis Vertical, que se alternó entre 40, 60 y 120 ms.

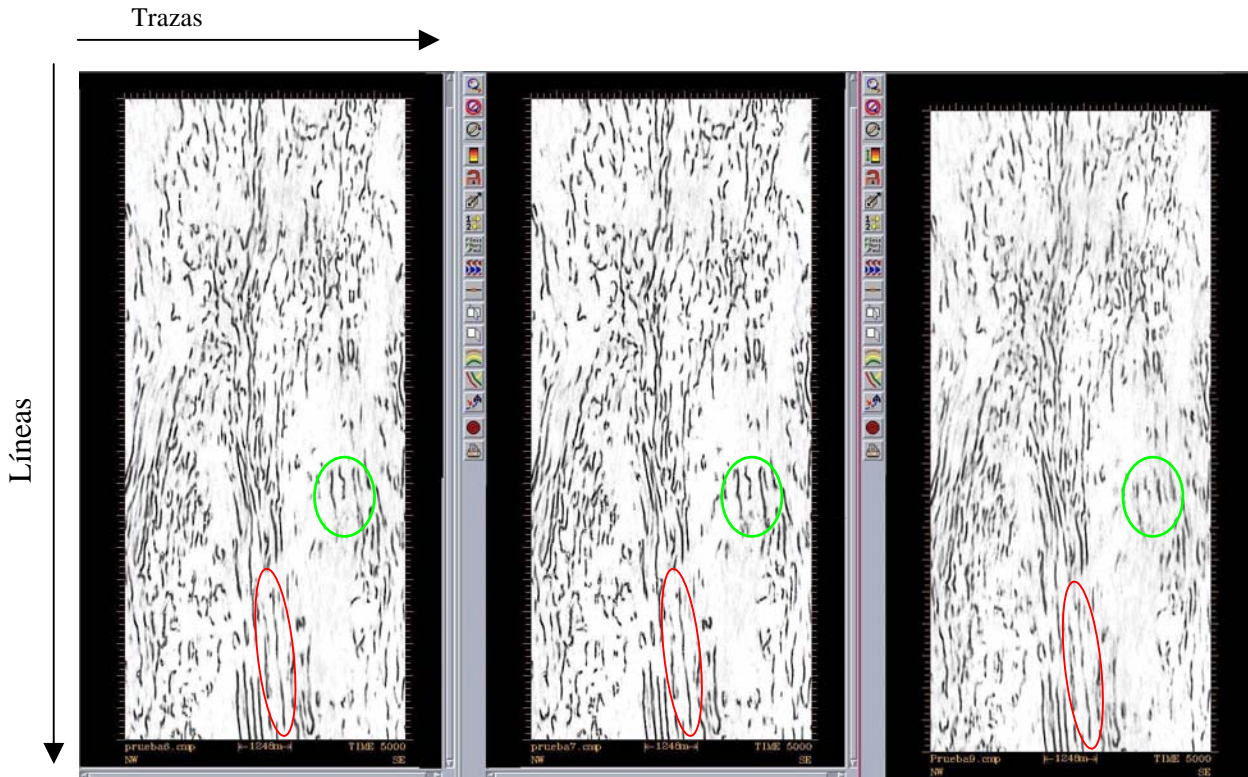


Fig. IV.7. Efecto de la variación de la ventana de análisis vertical. De izquierda a derecha, 60ms, 50 ms y 120 ms. Rebanada de tiempo a 5000 ms.

IV.2.2 Efecto de las Opciones de Echado

- Sin Restricciones

La fórmula para calcular los valores de semblanza es la siguiente:

$$S(t,d) = \frac{\sum_{k=t-N/2}^{k=t+N/2} (G_k + H_{k+d})^2}{2 \left(\sum_{k=t-N/2}^{k=t+N/2} [G_k + H_{k+d}^2] \right)} \dots\dots\dots(4.1)$$

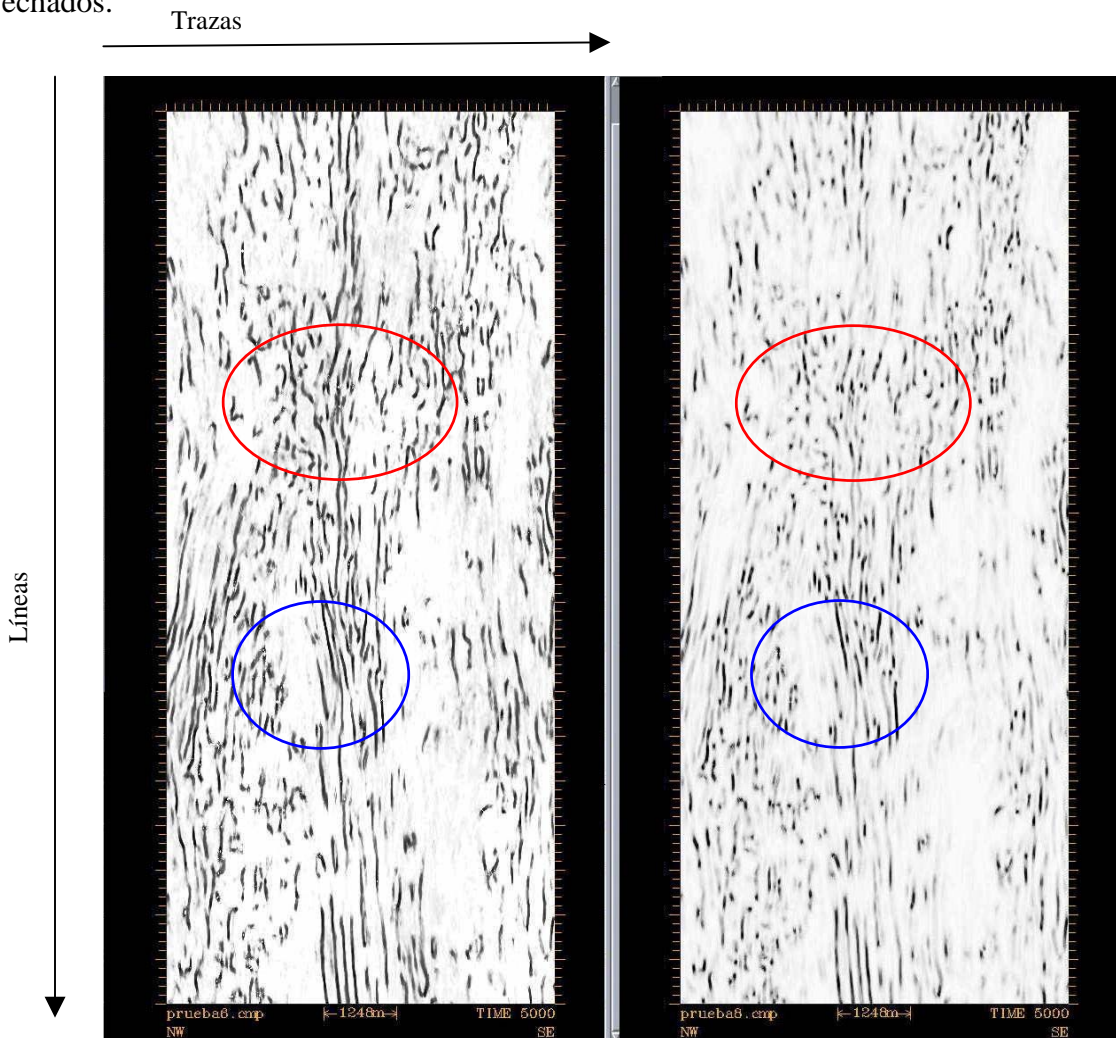
Donde S es el valor de la semblanza calculada para cualquier par de trazas, G y H, para el tiempo t y el echado d. N es el número de muestras en la ventana de comparación. Este cálculo se repite para cada echado posible dentro de los límites de comparación fijados, y el valor de semblanza más alto obtenido es retenido para una selección posterior de la traza objetivo.

- Restringido A Dos Direcciones

Esta opción remueve el echado antes de calcular la semblanza a lo largo de direcciones de planos o búsquedas de echado.

El echado de una línea se calcula encontrando el valor máximo de semblanza de ocho ventanas de trazas adyacentes sobre un rango de cambio de muestras. El tiempo para la disimilaridad máxima se calcula con una interpolación parabólica de los valores de semblanza cercanos al máximo.

El mismo proceso se hace para el echado de las trazas. Los índices de muestra, (posiblemente fraccionales) para cada traza relativa a la muestra central se pueden calcular usando la ecuación de un plano. La ventana de datos de la traza central puede compararse directamente, usando semblanza, con las partes correspondientes de las trazas adyacentes y los resultados se almacenan para la selección de la traza objetivo. La misma opción se aplica para la opción de *Sin Restricciones de Echado* de arriba, excepto que el valor del echado d en $S(t, d)$ ha sido determinado para cada traza por el proceso de búsqueda de echados.



IV.2.3 I *Fig. IV.8. Efecto de la variación de las opciones de echado. Izquierda, sin restricciones; derecha, echado restringido, ventana de análisis vertical de 40 ms.*

Este parámetro se fija para que sea equivalente al máximo echado geológico (en ms/traza) que es esperado entre trazas adyacentes. Si no se quiere que el echado se tome en cuenta, se introduce un valor igual a cero.

Esta opción cambia la ventana de semblanza arriba y abajo, dentro del límite de tiempo fijado, mientras busca por la mejor semejanza entre cada traza adyacente. Su propósito es eliminar la influencia del echado en las medidas de similaridad de traza a traza.

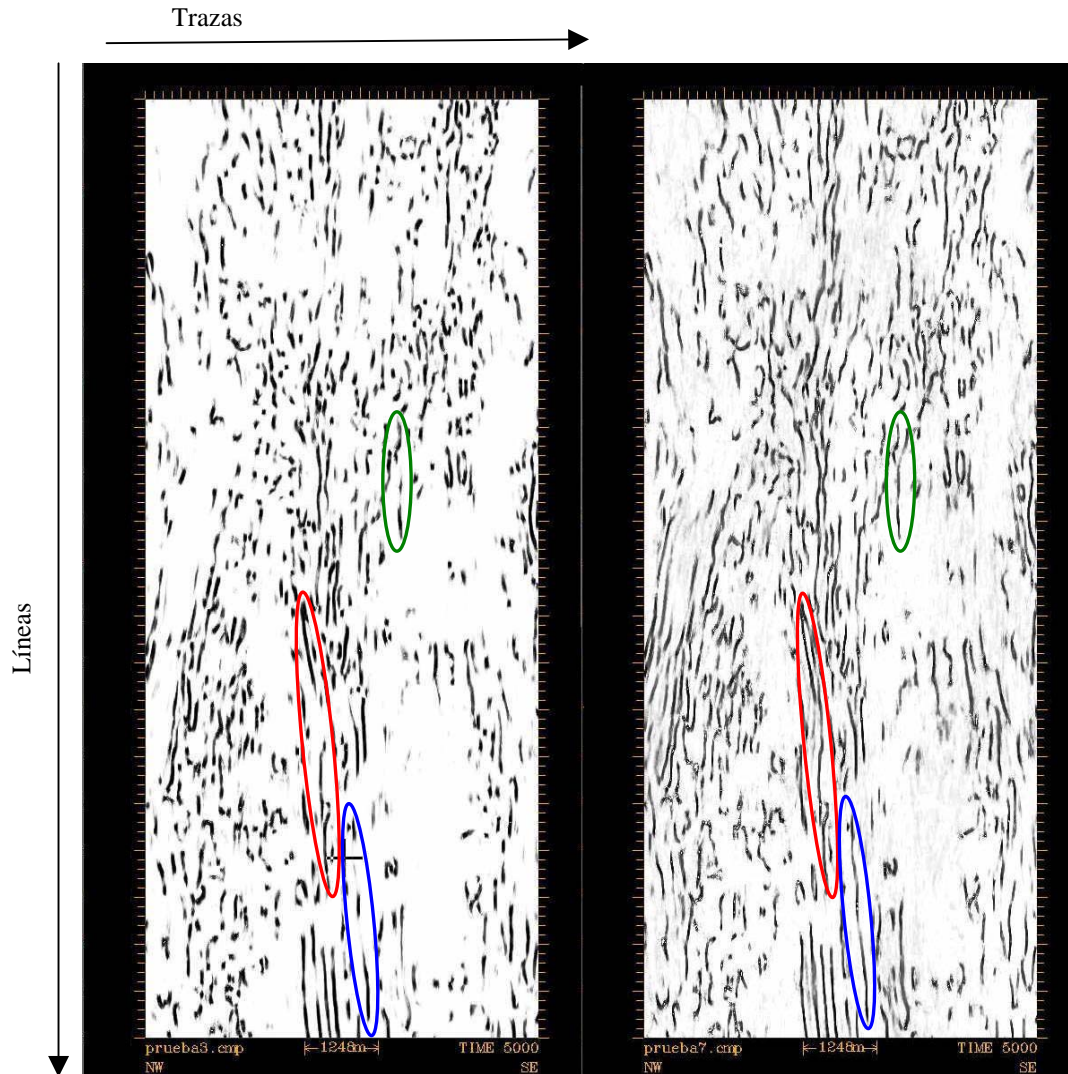


Fig. IV.9 Efecto de la variación del máximo echado buscado. En la figura de la izquierda, 10 ms/traza. En la de la derecha, 8 ms/traza. La continuidad de las estructuras en la figura de la derecha sugiere que esta es la mejor opción.

IV.2.4 Efecto del Número de Trazas Utilizado

Esta opción determina el número y arreglo de trazas adyacentes que se tomarán en cuenta para el análisis de coherencia. Las opciones varían para comparar desde una traza, hasta 8. El análisis sólo se realizó con 4 y 8 trazas.

- Cruz (4 trazas). Compara la traza actual con las cuatro trazas adyacentes en la dirección de trazas y líneas.
- Estrella (8 trazas). Compara la traza actual con las 8 trazas circundantes.

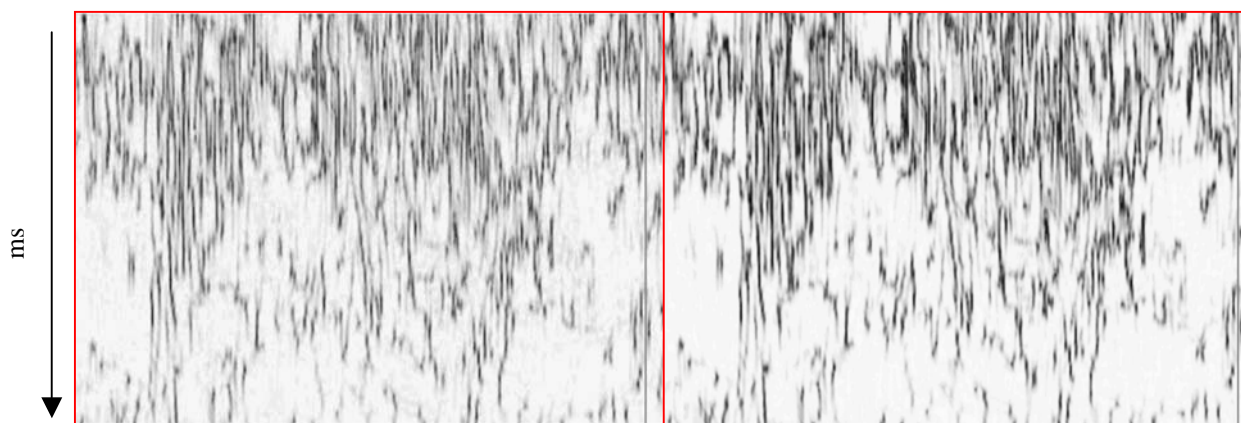


Fig. IV.10. Efecto del número de trazas usado para los cálculos de coherencia. A la izquierda, 4 trazas. A la derecha, 8 trazas.

IV.2.5 Efecto de las Opciones de Mejoramiento

- **Mediana.** La mediana o media evalúa todas las amplitudes dentro del rango especificado. El rango se determina y se asigna a la muestra central. Esta opción es buena para la detección de disimilaridades porque tiende a remover spikes aislados mientras preserva bordes que tienen extensión lateral. En otras palabras, fallas y bordes estratigráficos deben ser realzados; el ruido, reducido.
- **Pesado.** El promedio pesado de la amplitud se calcula para todas las amplitudes dentro del rango especificado y se asigna a la muestra central.

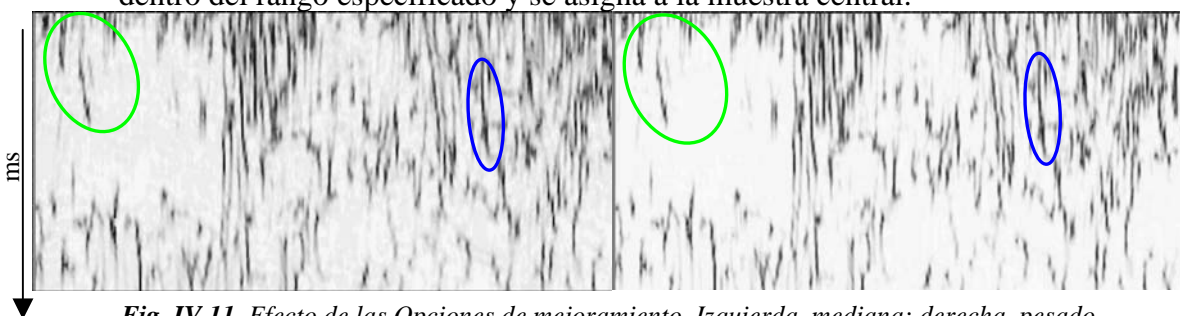


Fig. IV.11. Efecto de las Opciones de mejoramiento. Izquierda, mediana; derecha, pesado. Nótese la nitidez que aporta la opción de pesado.

IV.2.6 Coherencia Aplicada a Sísmicos Originales, con Blanqueo de Frecuencias y Filtrados

Se aplicó el cubo de coherencia a la sísmica original, filtrada y con blanqueo espectral. Se observaron diferencias notables en las líneas y trazas observadas.

Coherencia Aplicada al Cubo Sísmico de Datos Originales

Después de realizar las pruebas anteriores y de determinar los parámetros idóneos, se aplicaron tales parámetros al cubo completo de sísmica, obteniéndose los siguientes resultados.

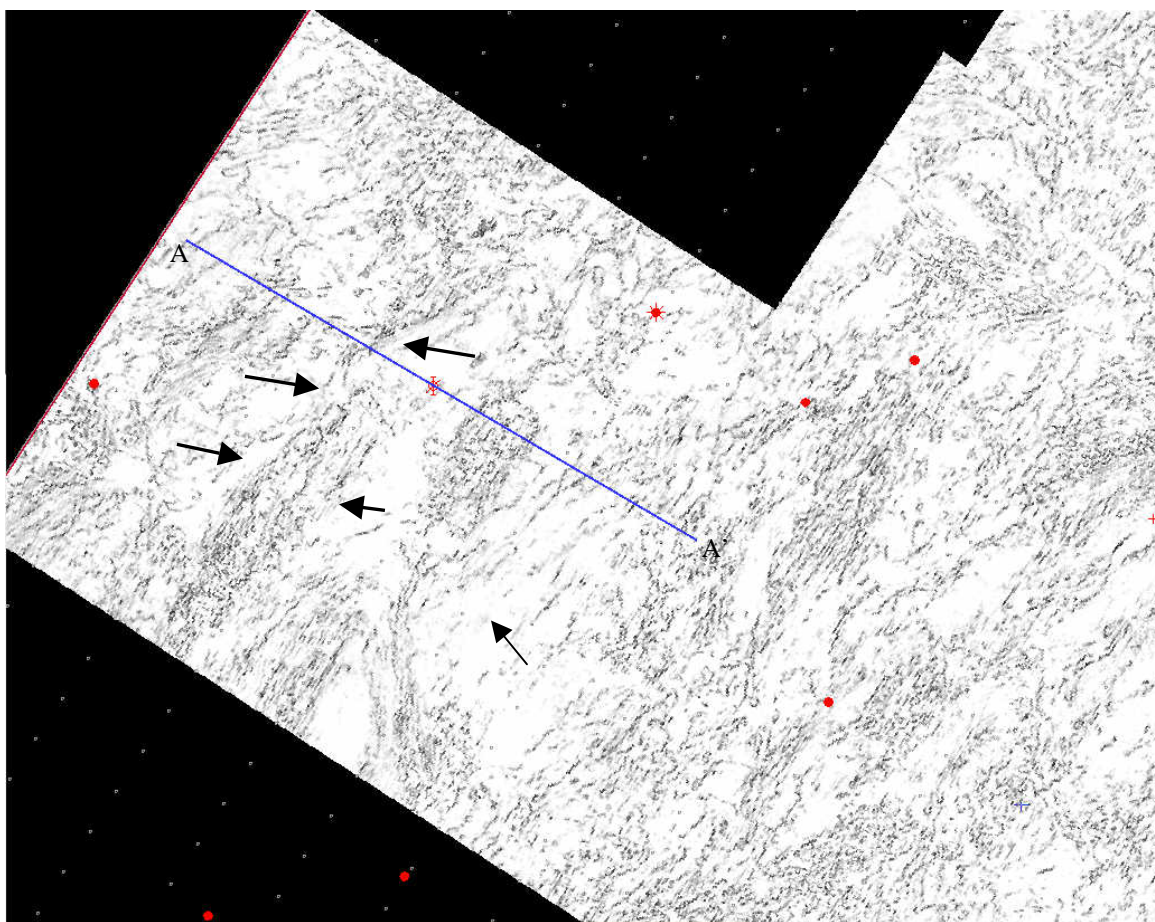


Fig. IV.12 Rebanada de Tiempo a 3200 ms. Coherencia calculada sobre los datos sísmicos originales. En la figura siguiente se observa la sección A-A'.

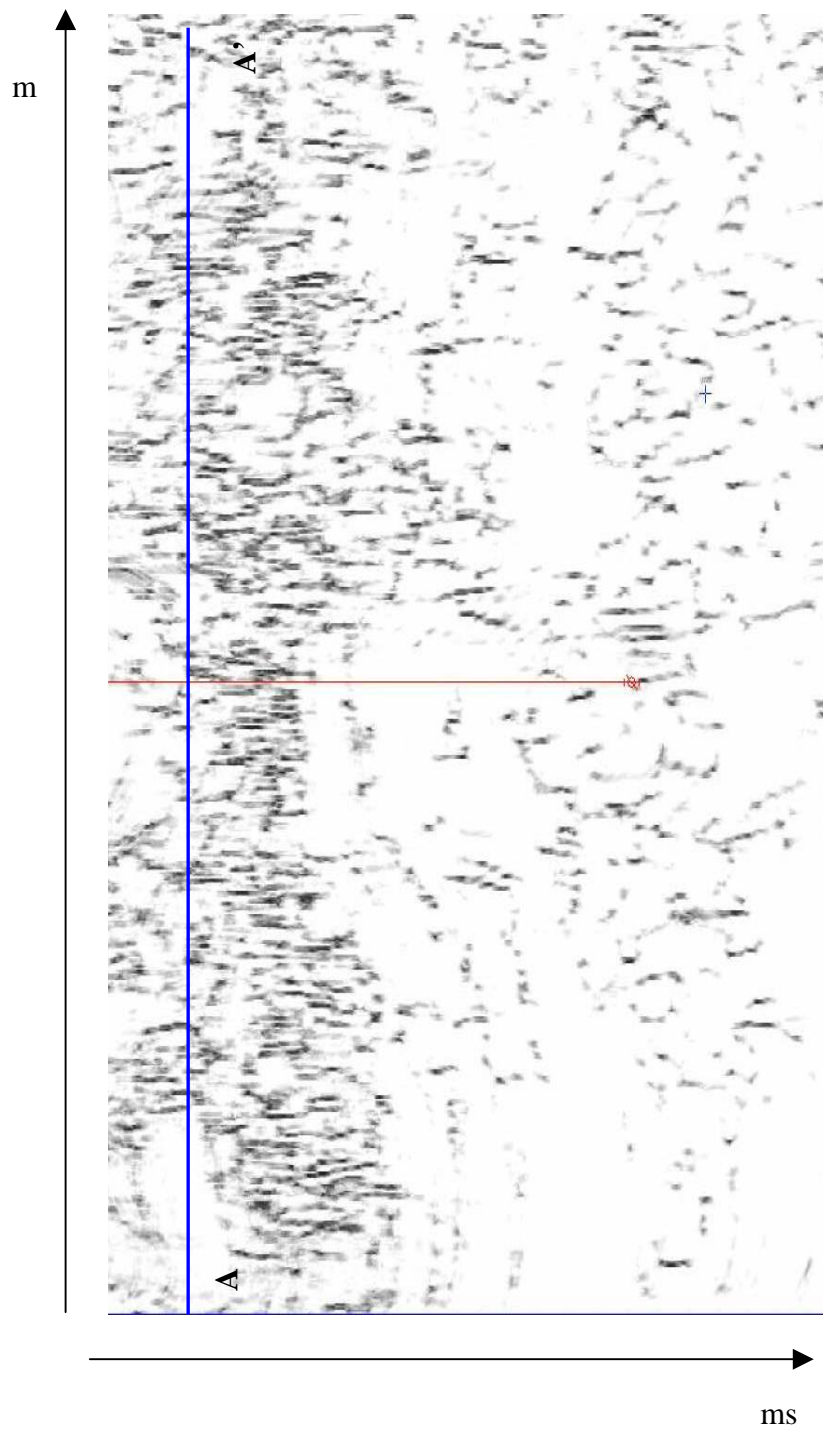


Fig. IV.13. Sección sísmica con el atributo de coherencia, calculado en la sísmica original (sin procesos). La línea azul corresponde a la ubicación de la rebanada de tiempo a los 3200 ms.

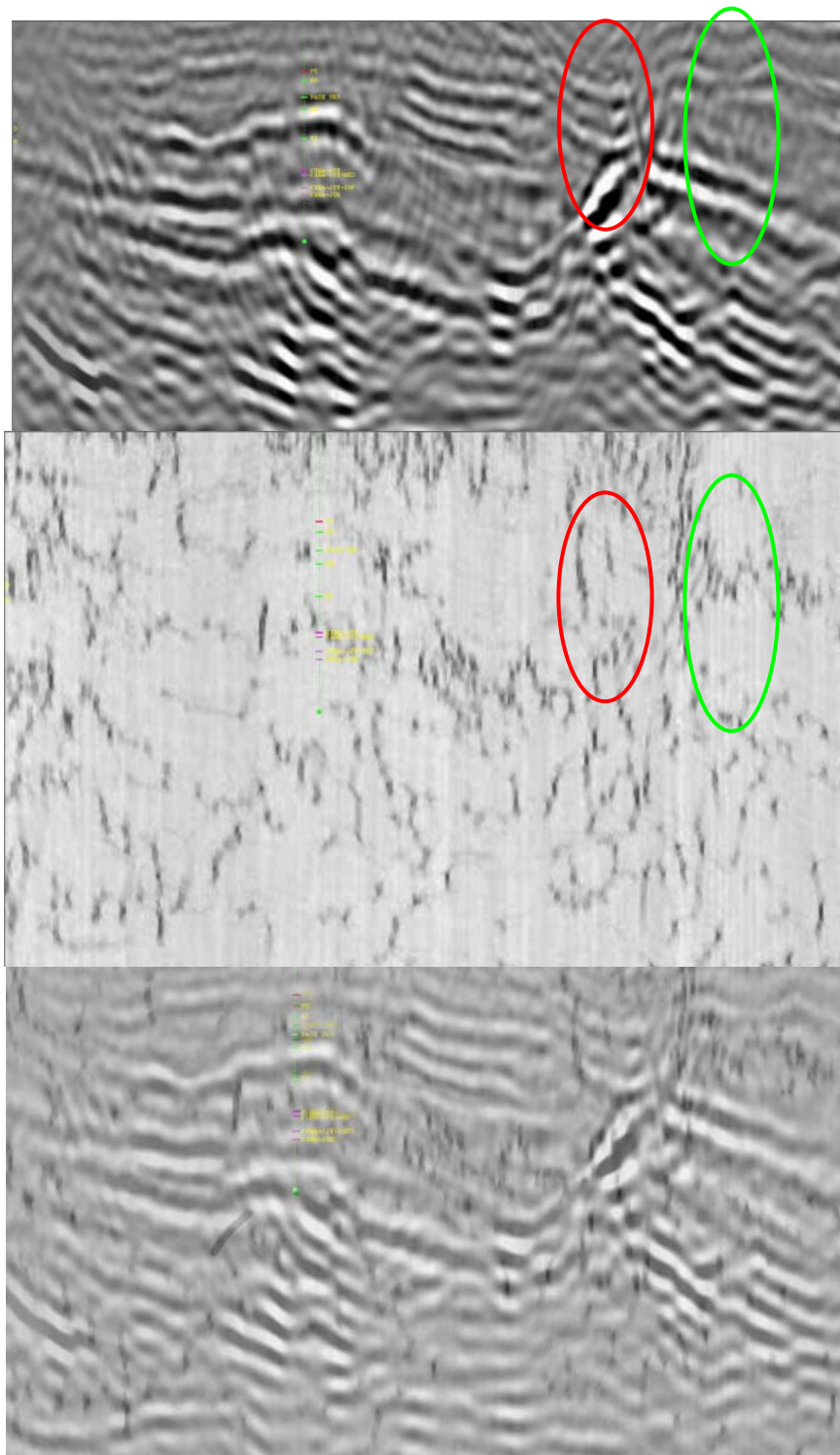


Fig. IV.14. Figura de arriba .Sección sísmica en amplitud. En medio, el atributo de coherencia aplicada a esa misma sección. Abajo, solapamiento de ambas. En las dos figuras de arriba, encerradas en elipses, se muestran estructuras verticales, probablemente fallas, resaltadas con el atributo.

Coherencia Aplicada al Cubo Sísmico con Blanqueo de Frecuencias

A la sísmica original, se le aplicó un blanqueo de frecuencias o blanqueo espectral, proceso que permitió recuperar la frecuencia pico de 10 Hz. (fig. IV.15). Posteriormente, se volvieron a aplicar los parámetros de similitud establecidos, los resultados se muestran en las figuras subsiguientes.

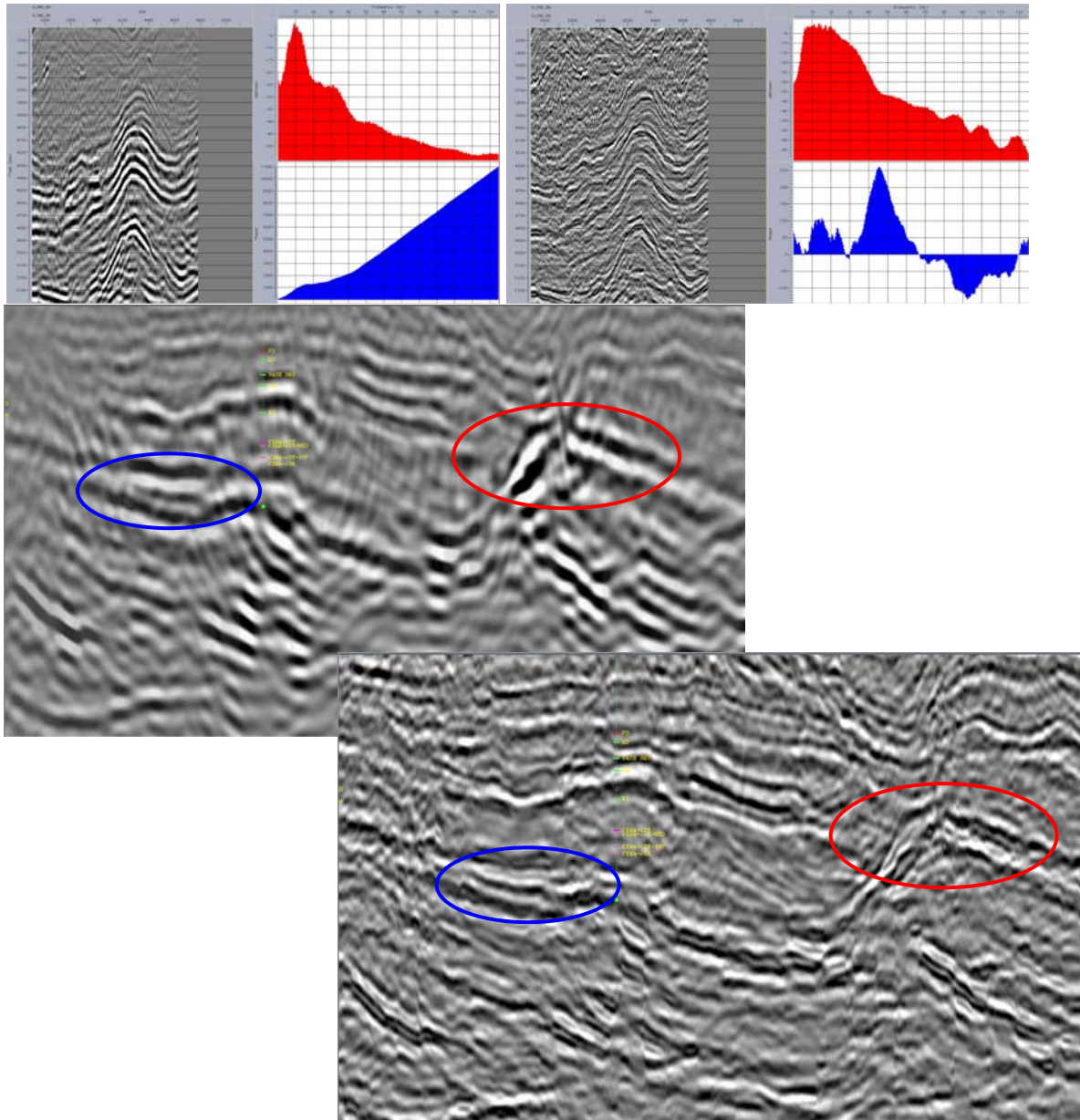
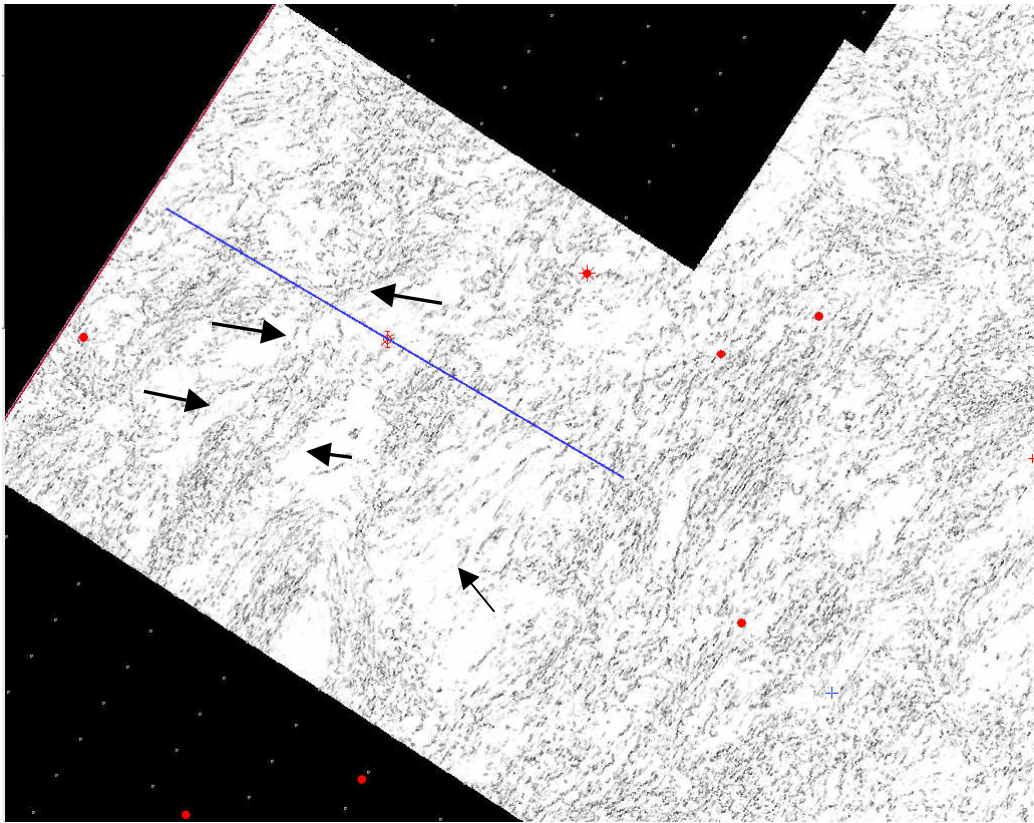


Fig. IV.15. La figura de arriba muestra el análisis de frecuencias aplicado a la sísmica, antes (izquierda) y después (derecha) del proceso de blanqueo espectral. En figura de en medio se muestra una traza con la sísmica original, en la de abajo, la misma traza después de aplicar el proceso. Nótese el aumento en la resolución, debida a la recuperación de frecuencias altas.



*Fig. IV.16. Rebanada de Tiempo a 3200 ms. Coherencia calculada sobre los datos sísmicos con blanqueo espectral. Cómparese con la figura IV.12, donde se observa la misma rebanada de sísmica, pero sin el proceso de blanqueo espectral. El alineamiento general se conserva, pero los rasgos aparecen menos resaltados, enmascarados por el proceso.
En la figura siguiente se observa la sección A-A'.*

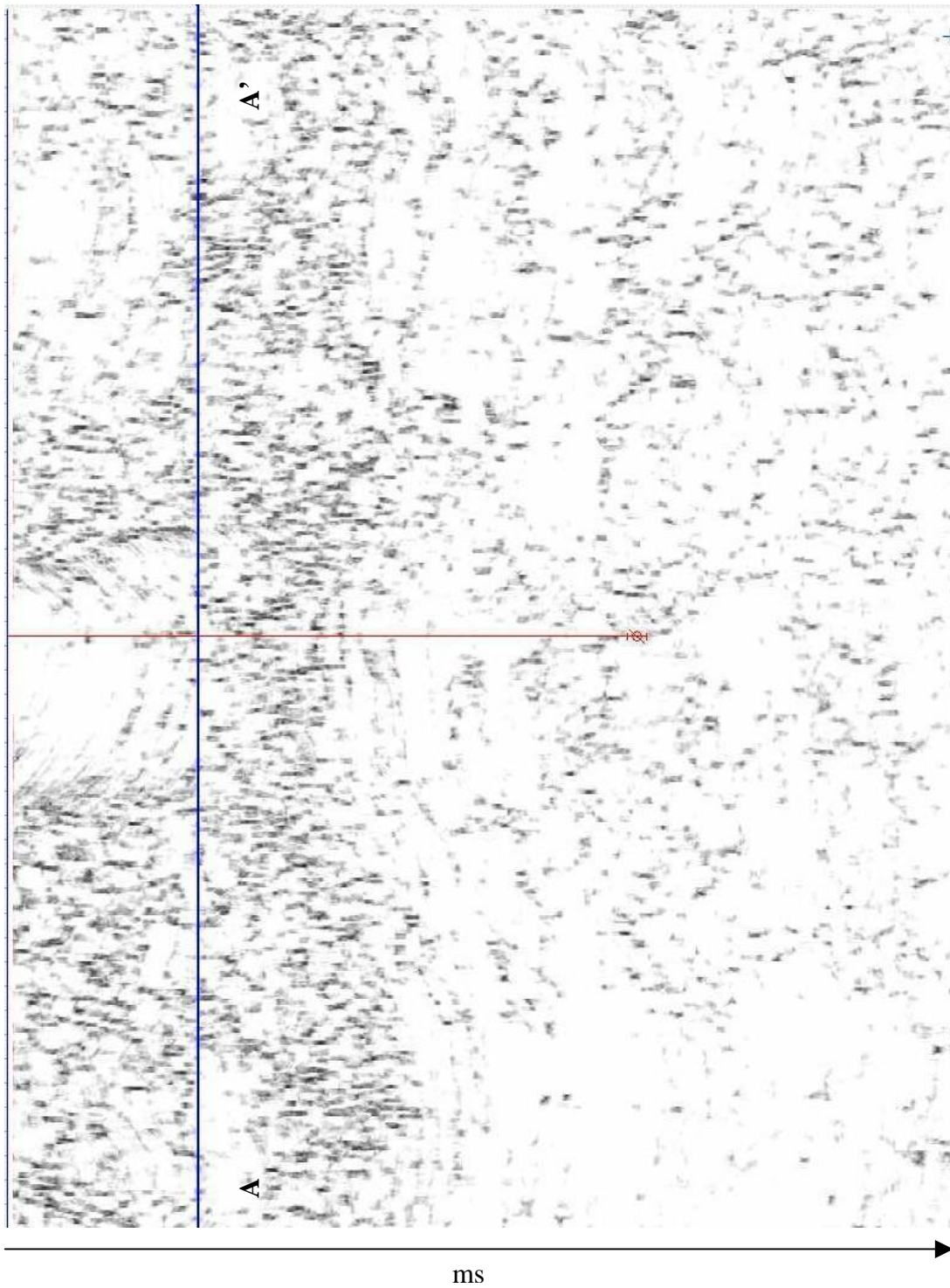


Fig. IV.17. Sección A-A'. Coherencia calculada en datos sísmicos con blanqueo espectral. La sección va de los 3000 a los 5500 ms. Compárese con la figura IV.13. Los rasgos verticales son enmascarados por el proceso de blanqueo espectral.

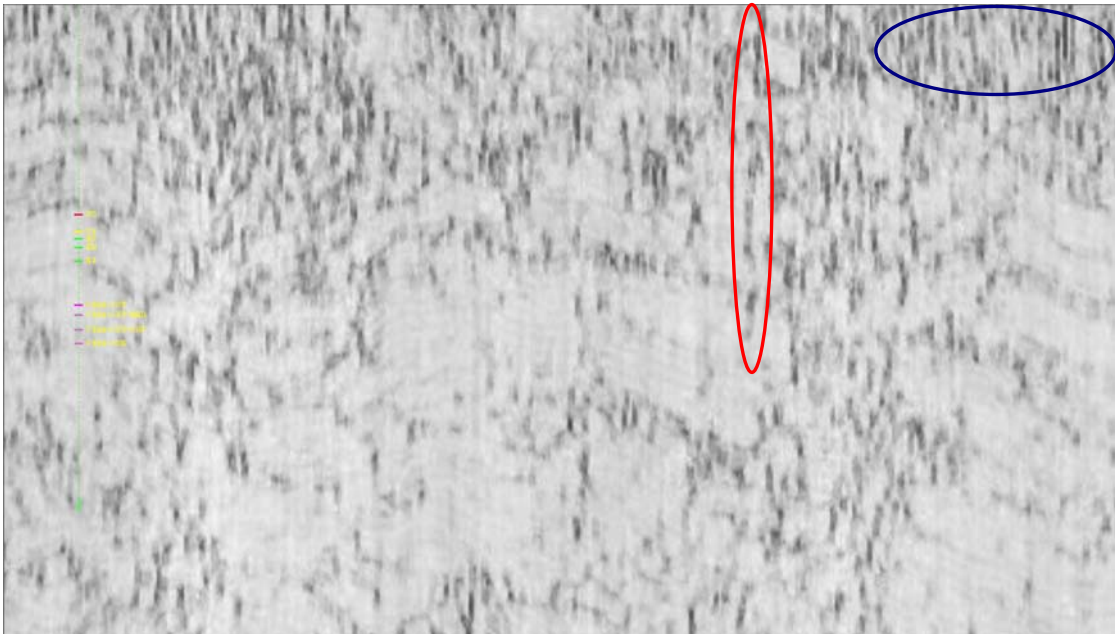
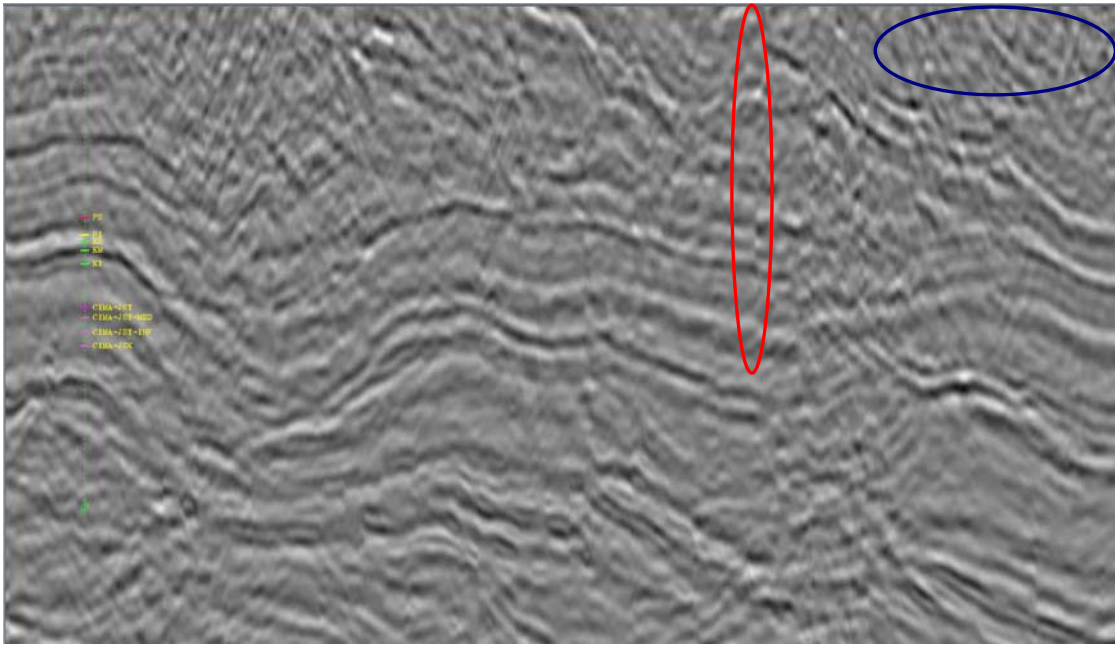


Fig. IV.18. Secciones sísmicas con blanqueo espectral (arriba) y su respectiva coherencia (abajo). Compárese con la figuras IV.14 y IV.22. Con este proceso, aunque la sísmica parece recuperar mayor resolución, el cálculo del atributo de coherencia se ve afectado negativamente, ya que los rasgos verticales se enmascaran.

Coherencia Aplicada al Cubo Sísmico con Filtrado Pasabajas

A la sísmica original, se le aplicó un filtro de Ormsby con las frecuencias de corte en 2, 4, 8 y 16 [Hz]. Ver la fig. 4.17. Posteriormente se aplicó el atributo de coherencia, con los parámetros seleccionados en las pruebas previas. A continuación se muestran los resultados.

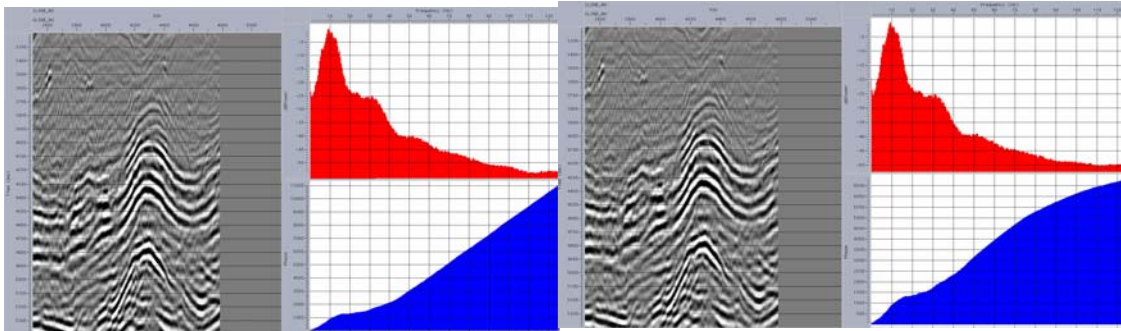


Fig.IV. 19. Se muestra el resultado de la aplicación del filtro pasa bandas de Ormsby, con frecuencias de corte de 2-4-8 y 16. A la derecha, los datos originales, a la izquierda, los datos filtrados.

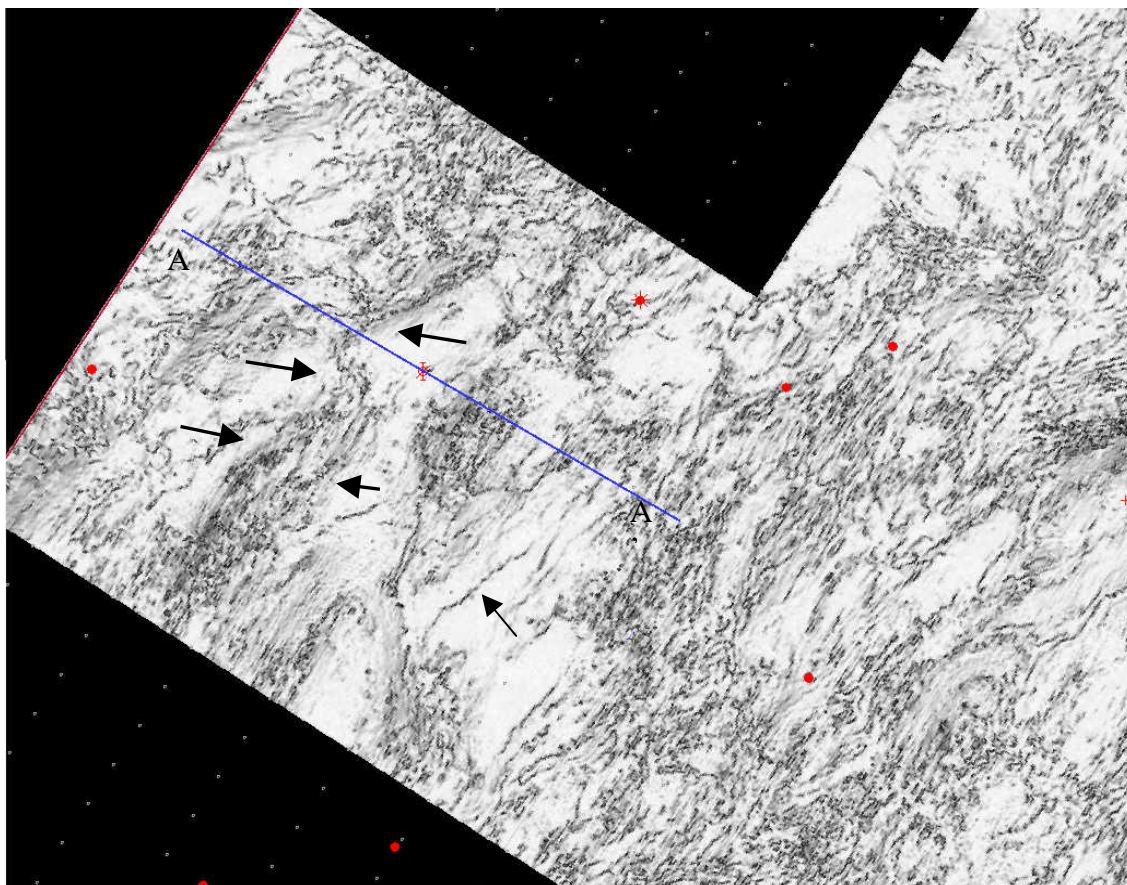


Fig. IV.20. Rebanada de Tiempo a 3200 ms. Coherencia calculada sobre los datos sísmicos filtrados. Compárese con las figuras IV. 12 y IV.16: Las discontinuidades se resaltan con la aplicación del filtro, los rasgos aparecen más continuos y visibles.

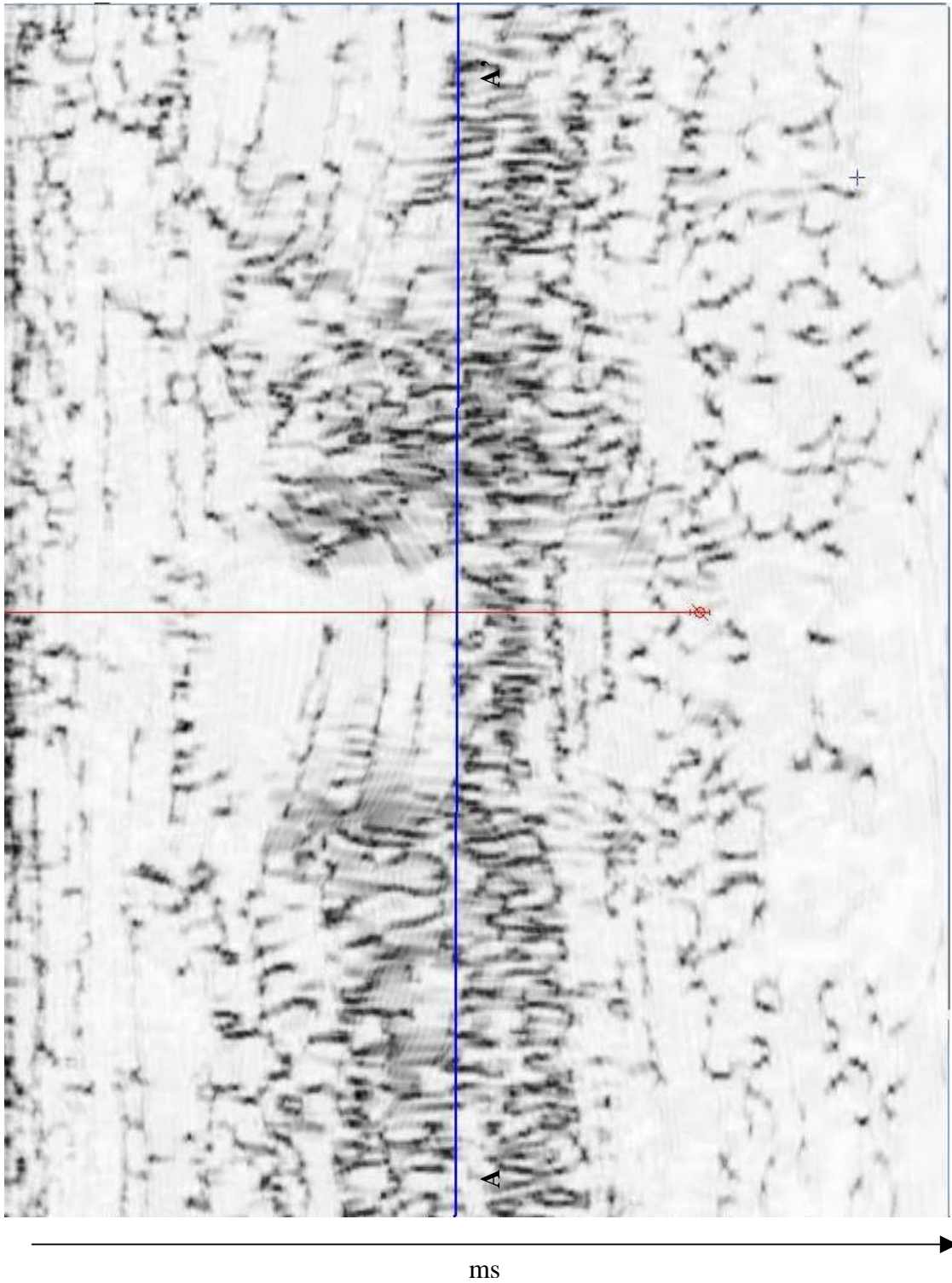


Fig. IV.21. Sección A-A'. Coherencia aplicada en datos sísmicos filtrados. Compárese con las secciones sísmicas de las figuras IV.13 y IV.17, sección de los 0 a los 6500 ms. Las discontinuidades vistas en sección también se resaltan con la aplicación del filtro.

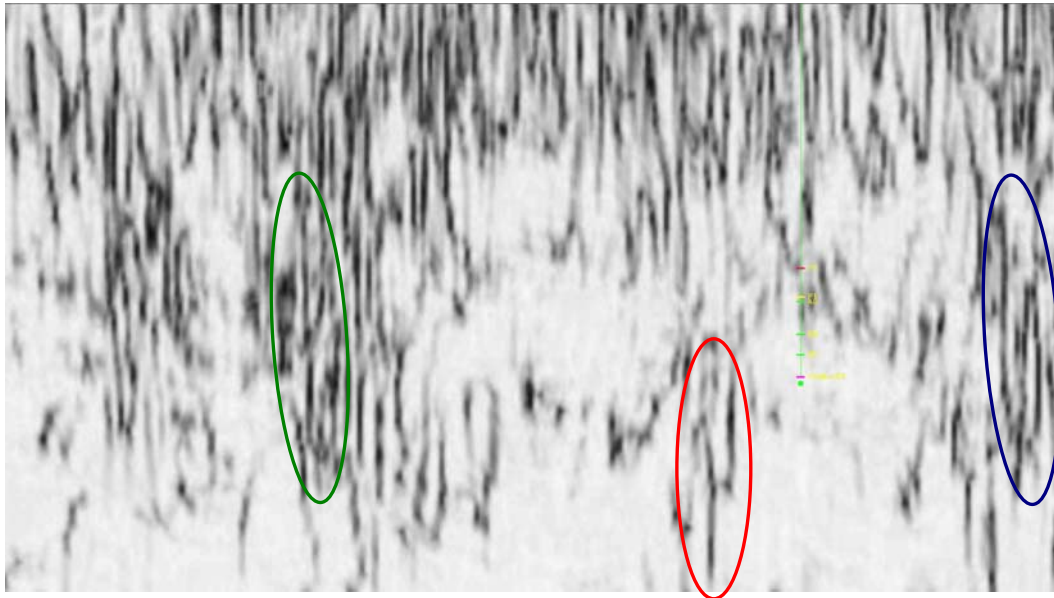
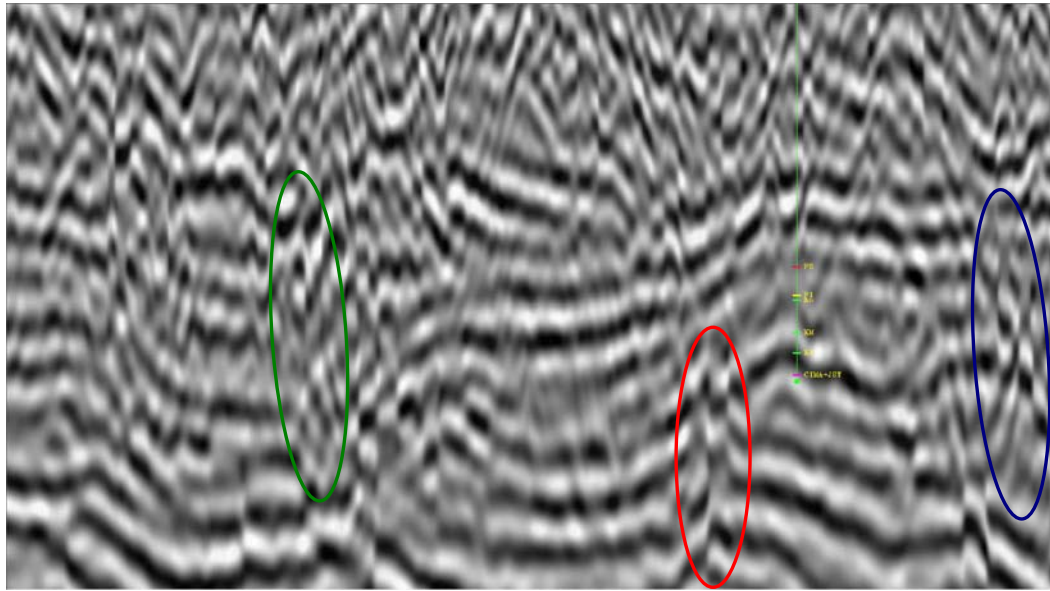


Fig. IV.22. Ejemplos de estructuras en la sísmica filtrada y su correspondiente similitud. Compárese esta figura a la IV.15 y la IV.18. Nótese como se resaltan las discontinuidades verticales con respecto a las figuras anteriores, donde se mostraba el dato sísmico original y el procesado con blanqueo espectral.

IV.3 RESULTADOS

Después de las pruebas anteriores, se concluyó que los parámetros óptimos para la visualización de las fracturas en este cubo son las siguientes:

- Ventana de Análisis Vertical de 50 ms
- Echado sin restricciones
- Echado máximo: 8 ms/traza
- Sísmica filtrada con pasabandas (fig. IV.23)

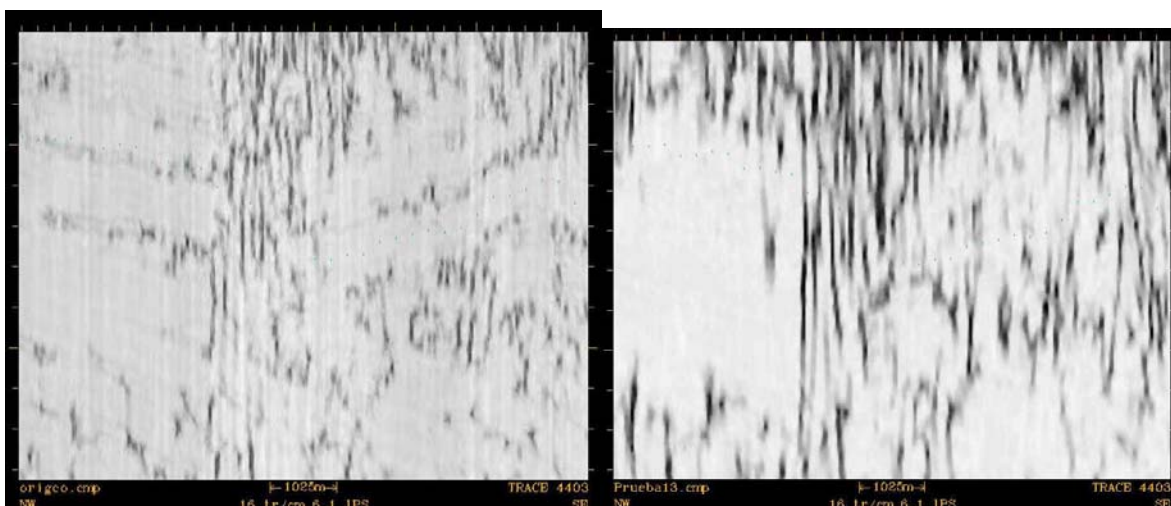


Fig. IV.23. La figura muestra una comparación de trazas con el atributo de coherencia calculada en sísmica original (izquierda) y sísmica filtrada (derecha). Las estructuras son mucho más nítidas en la coherencia calculada en la sísmica filtrada.

IV.3.1 Horizontes JSK y KS

Una vez establecidos los parámetros, se aplicaron a dos horizontes previamente interpretados: el Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y el Cretácico Superior (KS), con fin de observar el fracturamiento e importancia cualitativa en la producción de hidrocarburos en plays previamente establecidos. Los resultados fueron claros: las fracturas tienen mucho más efecto en la producción en el Cretácico Superior que en el Jurásico Superior, que está mucho menos fracturado. A continuación se muestran tales horizontes y su respectiva coherencia.

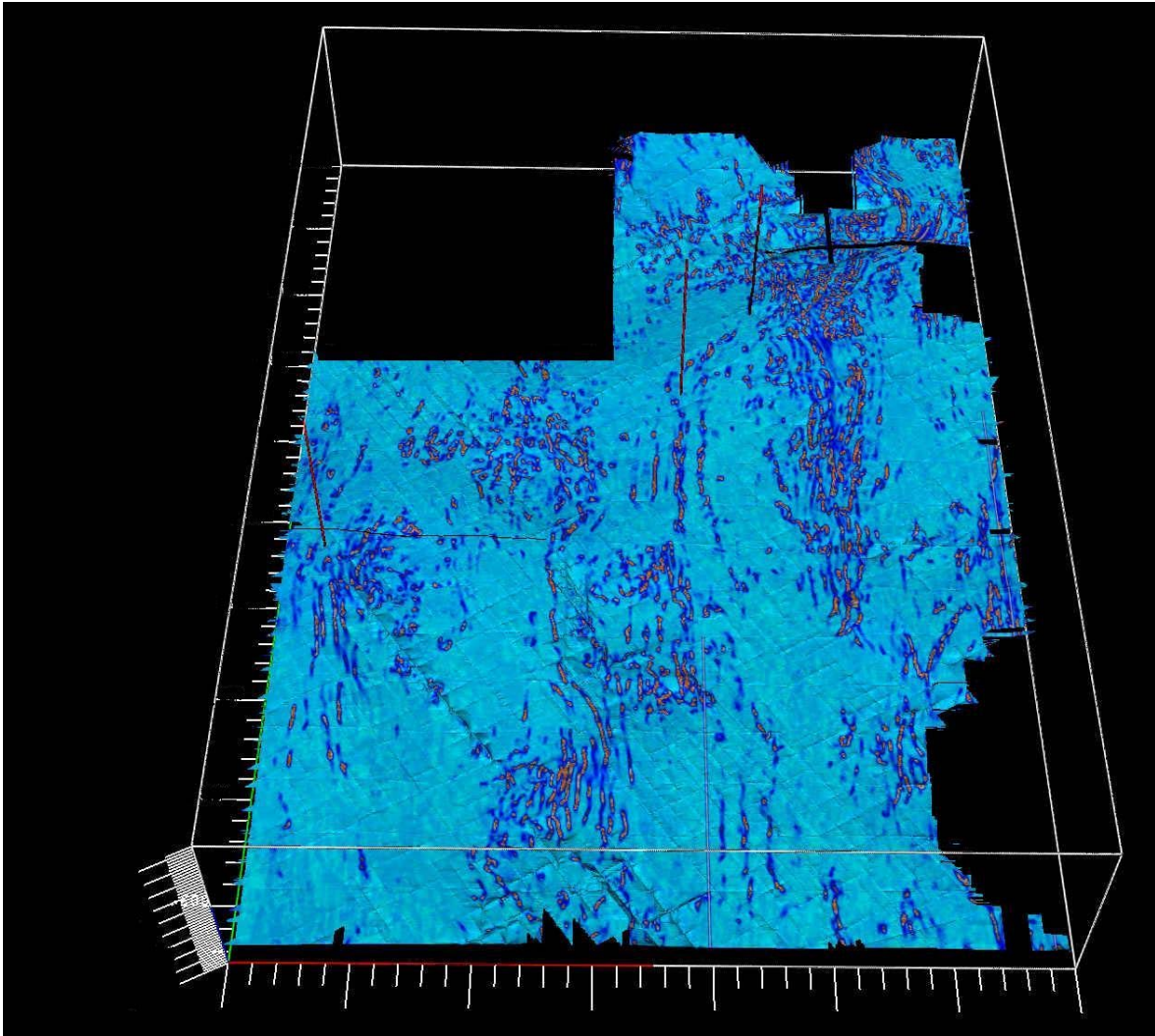


Fig. IV.24. Al horizonte interpretado del Jurásico Superior Kimeridgiano se le aplicó el atributo de coherencia. Nótese la alineación de las fracturas (NE-SW) consistente con el esfuerzo máximo en el Golfo de México (ver los antecedentes).

IV.3.2 Cambio del Fracturamiento con la Profundidad en milisegundos

A continuación se muestra el cambio del fracturamiento, correspondiente al cambio de profundidad y litología en una zona del cubo estudiado.

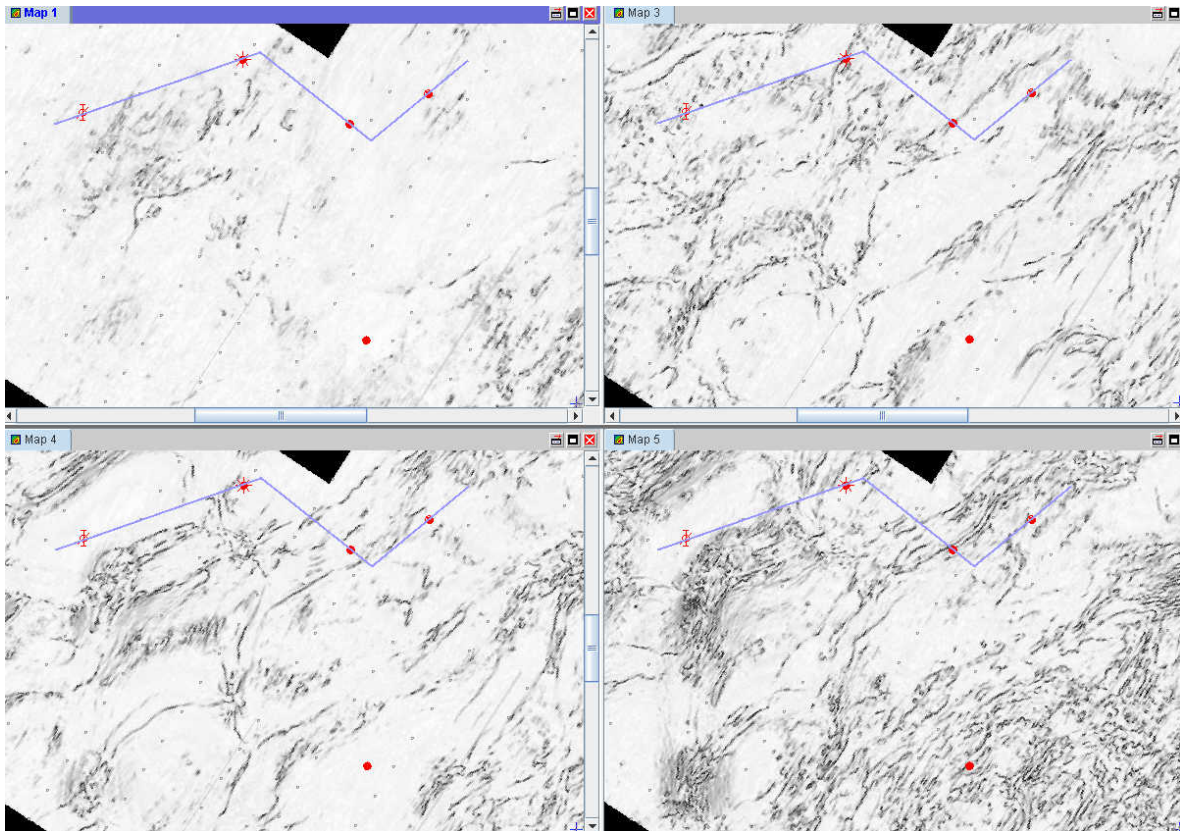


Fig. IV.25. Cambio del fracturamiento con la profundidad. Esquina superior izquierda, 600 ms. En sentido de las manecillas del reloj, 1000, 1500 y 2000 ms. Profundidades correspondientes al Paleógeno y Neógeno, nótese que a mayor profundidad, aumentan las discontinuidades.

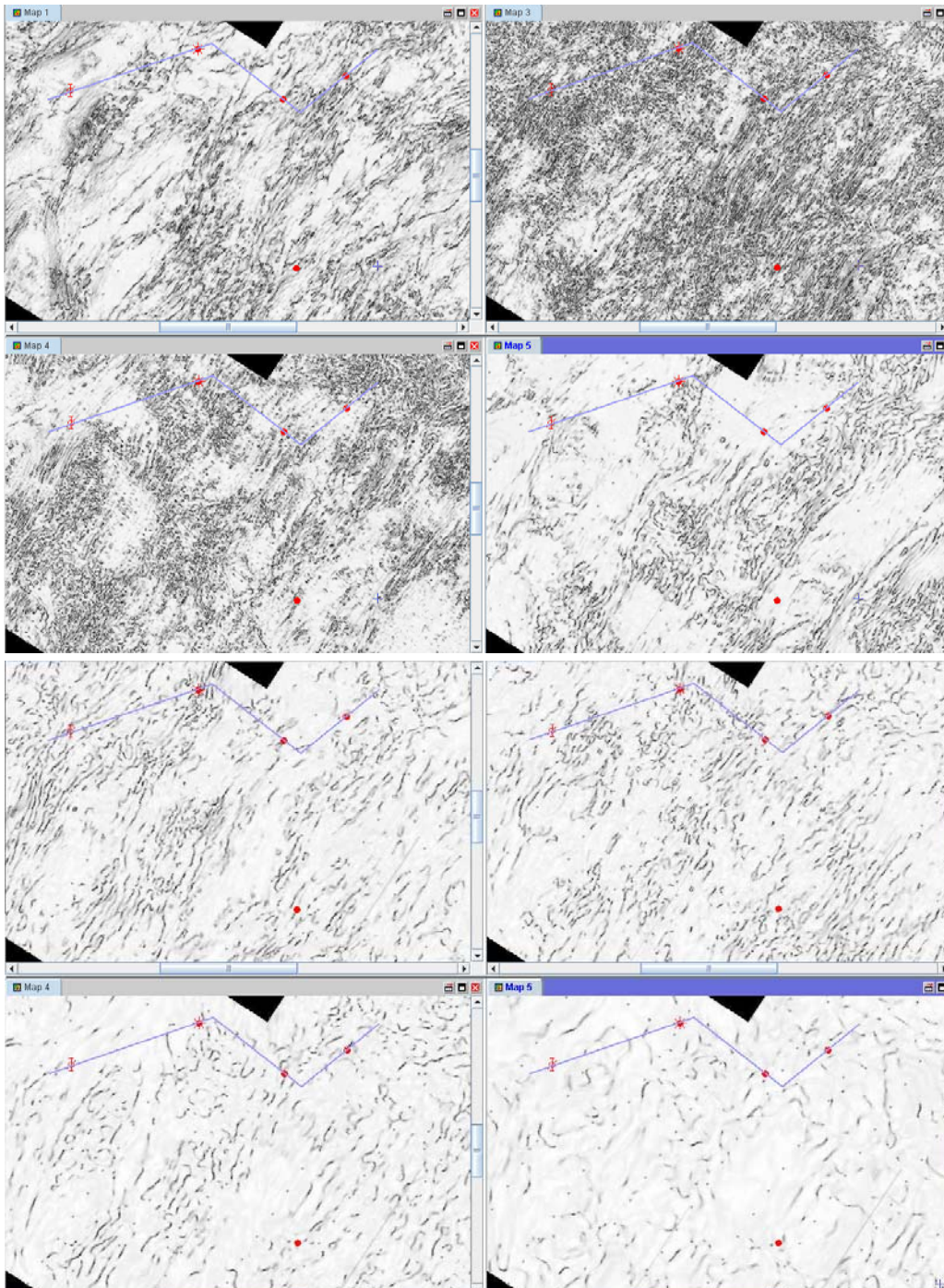


Fig. IV.26. Figura superior, esquina superior izquierda, 2500 ms. En sentido de las manecillas del reloj, 3000, 3500 y 4000 ms. En la figura inferior, también en las manecillas del reloj, 4500, 5000, 5500 y 5900 ms.

IV.3.3 Ejemplos de Pozos Perforados

En esta sección, se muestran algunos de los pozos perforados en la zona. Posteriormente se comparan un pozo productor y uno no productor. Sin duda alguna, son muchos los factores que afectan la productividad de los pozos, sin embargo, en tales figuras se observa claramente que las fracturas fueron en este caso, un factor determinante que contribuyeron (o no) a que el pozo fuera productor.

Ejemplo 1. Pozo No Productor

En la figura siguiente se muestra el ejemplo de un pozo no productor, visto desde diferentes perspectivas que permiten apreciar mejor la estructura en la que se encuentra tal pozo.

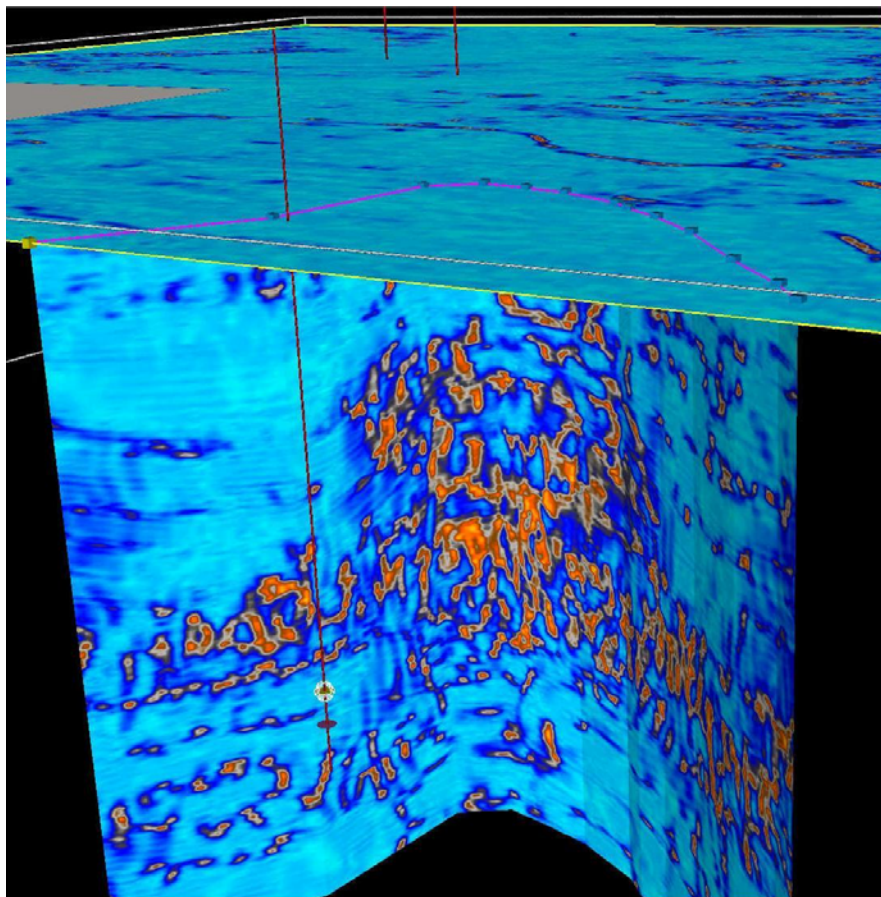


Fig. IV.27. Figura en 3D que muestra un pozo no productor y la distribución de fracturas y fallas en el yacimiento. Como se puede ver, el yacimiento es Naturalmente Fracturado, y las fracturas juegan un papel importante en la circulación de fluidos. La mayor distribución de fracturas está a la derecha del yacimiento.

Ejemplo 2. Pozo Productor

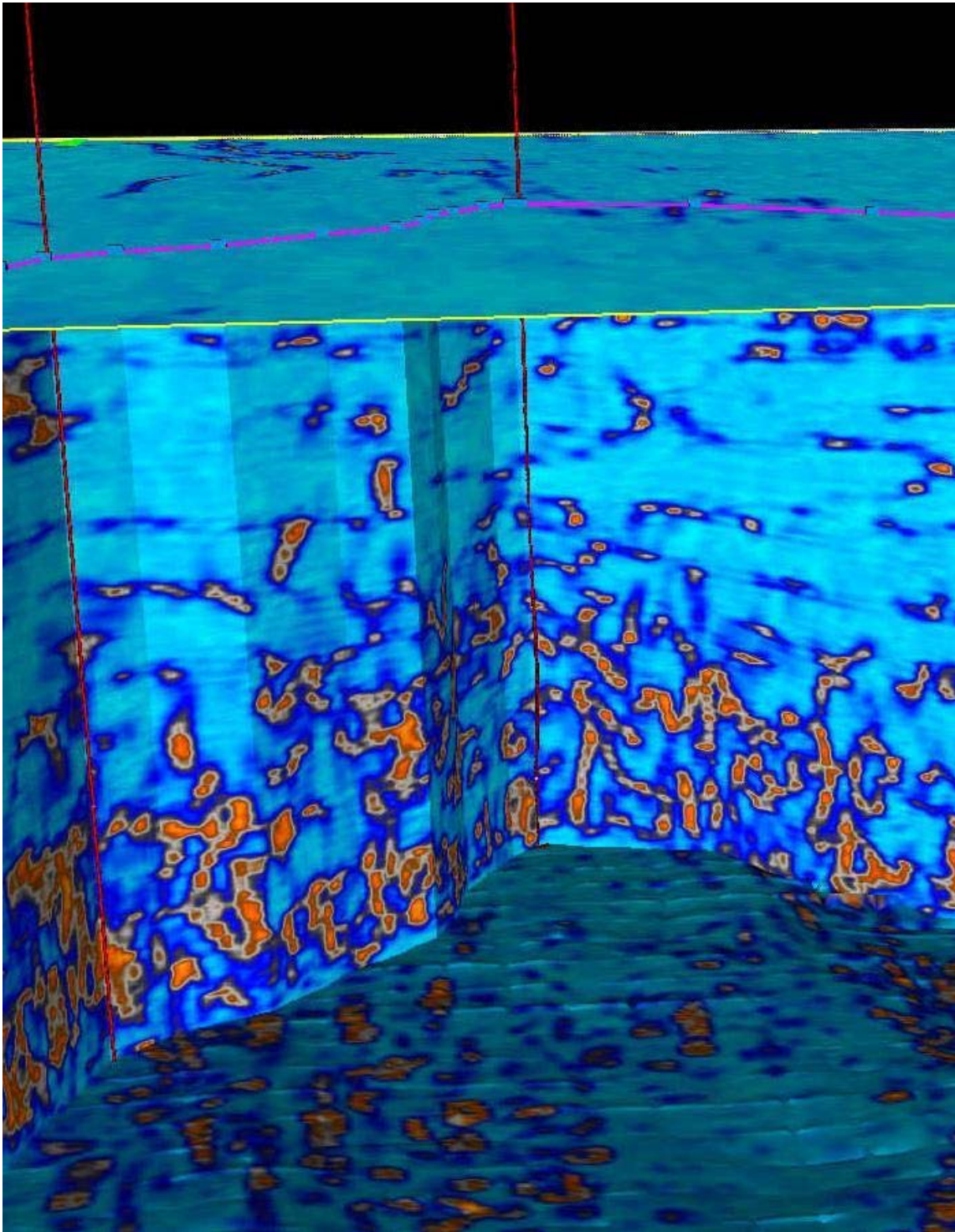


Fig. IV.28. Figura en 3D que muestra un pozo productor y la distribución de fracturas y fallas en el yacimiento. Como se puede ver, el yacimiento es Naturalmente Fracturado, y las fracturas juegan un papel importante en la circulación de fluidos.

V. CONCLUSIONES

La sísmica 3D es una herramienta de exploración cada vez más importante que provee de imágenes de detalles estructurales y estratigráficos del subsuelo. Las técnicas de coherencia han contribuido a un mayor uso de la sísmica 3D, permitiendo a los intérpretes visualizar la Geología a partir de los datos. Algunos de los beneficios que se obtienen cuando se usa esta metodología, son los siguientes:

- 1) Acelera el proceso de interpretación, comenzando el proceso de análisis estructural y estratigráfico antes de que empiece la selección detallada de los horizontes, incluso en cubos en bruto de datos apilados.
- 2) Analiza cuidadosamente características estructurales en el volumen completo de datos, incluyendo zonas que son someras, profundas, o adyacentes a la zona primaria de interés.
- 3) Identifica e interpreta características sutiles que no son representadas en máximos, mínimos o ceros.
- 4) Analiza características que son internas o paralelas a las cimas y valles de la formación de interés.

Por otro lado, la falta de coherencia asociada a los datos puede deberse tanto a factores geológicos como:

- Fallas casi verticales o fallas de bajo ángulo.
- Contrastes en el carácter sísmico debidos a cambios litológicos o estratigráficos
- Capas con echado abrupto
- Falta del reflector (por ejemplo, sal)
- Datos de pobre calidad

Las fallas verticales detectables o las distorsiones del campo de ondas producirán, generalmente zonas delgadas claramente identificables de poca coherencia. Igualmente, los cambios abruptos en el carácter sísmico debidos a cambios litológicos o estratigráficos (como canales de arenas) también producirán zonas con valores bajos de similitud.

Contrastes estratigráficos graduales, como los asociados a secuencias transgresivas, producirán regiones amplias de valores moderados de coherencia. Eventos con ángulo de echado grande, donde no se aplique la corrección por echado, producirán regiones amplias de baja similitud. Finalmente, trazas corruptas, “sonrisas” de migración y la huella de adquisición pueden generar también regiones localizadas de baja similitud.

Claramente, la caracterización de fracturas naturales es de importancia creciente, en tanto que la industria se adentra en yacimientos más complejos, profundos y no convencionales. Sin embargo, en muchos casos las fracturas son difíciles o imposibles de caracterizar adecuadamente, usando la tecnología disponible actualmente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ÁNGELES-AQUINO F.J., Vizcarra-Valenzuela C., Puerto-Zapata C., Leon-Tapia C., Fuentes-Lopez U., “*Monografía Petrolera de la Zona Marina*,” Superintendencia General de Exploracion, Petróleos Mexicanos, 110 pgs. AMGP, 1983.
2. AGUILERA, R., “*Geologic and Engeneering Aspects of Naturally Fractured Reservoirs*”. Canadian Society of Exploration Geophysicist Recorder. February, 2003. pp. 45-49
3. AGUILERA, R.: “*Naturally Fractured Reservoirs*”, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1995), 521 p.
4. ANRAKU, T., Namikawa, T., Herring, T., Jenkins, I., Price, N., and Trythall R., “*Schocastic Fracture Modelling of the Yufutsu Field*”, SPE Paper 59400, 2000.
5. BAHORICH, Mike y Steve Farmer, “*3-D Seismic Discontinuity For Faults And Stratigraphic Features: The Coherence Cube*”. The Leading Edge 1053. Octubre, 1995.
6. BROWN, R. L., M. Wiggins y A. Gupta, “*Seismic Determination of Saturation In Fractured Reservoirs*”: SPE Paper 62278, 2001.
7. CHOPRA, Satinder y Kurt J. Marfurt, “*Seismic Attributes — A Historical Perspective*”. Geophysics, Vol. 70, No. 5 (September-October 2005); P. 3SO–28SO.
8. GAISER, James, “*PS-Wave Azimuthal Anisotropy: Benefits for Fractured Reservoir*”. AAPG Search and Discovery Article 40120, 20004.
9. GANZER, L.J., “*Simulating Fractured Reservoirs Using Adaptive Dual Continuum*”. SPE Paper 75233, 2001.
10. GAUTHIER, B. D. M., García, M., and Daniel, J. M., “*Integrated Fractured Reservoir Characterization: A Case Studied in North Africa Field*” Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation and Engineering, 2002 5(4), pp. 284-294.
11. GAUTHIER, B., Zellou, A., Toublanc, A., Garcia, and J.M Daniel, “*Integrated Fractured Reservoir Characterization: a Case Study in a North Africa Field*”, SPE paper 65118, 2000.
12. GERSZTENKORN, Adam y Kurt J. Marfurt “*Eigenstructure-based Coherence Computations As An Aid To 3-D Structural And Stratigraphic Mapping*” Geophysics, Vol. 64, No. 5 (September-October 1999); P. 1468–1479.
13. GRIMM, Robert E., Heloise B. Lynn, C. R. Batesz, D. R. Phillips, K. M. Simonzz, and Wallace E. Beckham, “*Detection and analysis of naturally fractured gas reservoirs: Multiazimuth seismic surveys in the Wind River basin, Wyoming*”, Geophysics, vol. 64, no. 4 (july-august 1999); p. 1277–1292.
14. HEFFER, K. J., King, P. R. y Jones A.D.W., “*Fracturing Modelling as Part of Integrated Reservoir Characterization*” SPE Paper 53347, 1999.
15. LANDMARK. *Postack ESP Reference Manual*. Landmark Graphics Corporation, 2001.

16. NELSON, R. A., “*Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*”, 2ed., Gulf Professional Publishing, USA, 2001. 332pp.
17. NELSON, R. A., “*Our Fractured Reservoir Scorecard; Where are We, and Where Do We Want To Be?*”
18. OUNES, A., Richardson, S., Weiss, W.: “*Fractured Reservoir Characterization and Performance Forecasting Using Geomechanics and Artificial Intelligence*”, SPE Paper 30572, 1995
19. OUNES, Ahmed, “*Practical Application of Fuzzy Logic and Neural Networks to Fractured Reservoir Characterization*”, Computers and Geosciences, Shahab Mohagegh (Ed.) v. 26, no 7
20. OUNES, Ahmed, M. Zellou, Gary Robinson, Dave Balogh, Udo Araktingi, Prism Seismic, “*Seismically Driven Improved Fractured Reservoir Characterization*” SPE Paper 92031, 2004.
21. PARNEY, R. Cladouhos, T., La Pointe, P., Derhowitz, W., and Curran, B. “*Fracture and Production Data Integration Using Discrete Fracture Network Models for Carbonate Reservoir Management*”, SPE Paper 60306, 2003.
22. SHEN, F. y Ounes, A., “*Sismically Driven Integrated Fracture Modelling*”, SPE Paper 84460, 2003.
23. TRAN, N. H. “*Characterization and Modeling of Naturally Fractured Reservoirs*”, Thesis
24. ZELLOU, A., Ounes, A., Banik, A., “*Improved Naturally Fractured Reservoir Characterization Using Neural Networks, Geomechanics and 3-D Seismic*”, SPE paper 30722, 1995.