



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA

INSTITUTO DE GEOFÍSICA

**CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS USANDO
ATRIBUTOS SÍSMICOS, ANÁLISIS MULTIATRIBUTOS
Y REDES NEURONALES**

TESIS

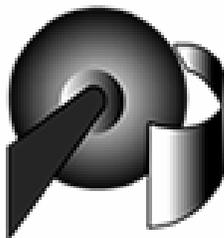
para obtener el grado en

MAESTRO EN CIENCIAS

PRESENTA

OLIMPIA SOLÉ SALGADO

TUTOR: DRA. ELSA LETICIA FLORES MÁRQUEZ



2008



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIA

Con mucho cariño, amor y gratitud a mis padres por ser la motivación para superarme cada día más y así poder luchar para que la vida nos depare un futuro mejor, sin ellos y sus enseñanzas no estaría aquí ni sería quien soy ahora.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Autónoma de México en particular al Posgrado en Ciencias de la Tierra por brindarme la oportunidad de crecer en el ámbito profesional.

A PEMEX Exploración y Producción por permitirme utilizar los datos para la realización de este trabajo.

A la compañía CMG por darme las facilidades y los medios para llevar a cabo este trabajo; agradezco a cada uno de mis compañeros que estuvieron ahí para ayudarme y apoyarme.

A la Dra. Elsa Leticia Flores Márquez, con gratitud por sus ideas que son tesoro invaluable y pilar en la construcción de mi tesis.

A mis sinodales:

Dr. Jorge Barrios Rivera, por su confianza en mí, su paciencia, su disposición para compartir tiempos y por sus sabias enseñanzas que me ilustraron para escalar un peldaño en mi carrera profesional

Dra. Rosa Maria Uribe Cifuentes, su cúmulo de experiencia es la cosecha realizada en el presente trabajo.

Dr. Oscar Campos Enríquez, agradezco sus comentarios y sugerencias que contribuyeron al mejoramiento de esta tesis.

Dr. Luís C. Ramírez Cruz, gracias, sus consejos y sugerencias son parte importante en las páginas de esta investigación.

Deseo agradecer igualmente a todas las personas que de alguna manera me dieron su apoyo, facilidades, consejos, ánimos, o que simplemente estuvieron presentes durante todo este tiempo.

**Caracterización De Yacimientos Naturalmente
Fracturados Usando Atributos Sísmicos,
Análisis Multiatributos Y Redes Neuronales**

Olimpia Solé Salgado

RESUMEN

En esta tesis se aplicó una metodología para la identificación y caracterización de un yacimiento naturalmente fracturado localizado en la Sonda de Campeche, basada en el uso de atributos sísmicos, que conjuntamente con los datos de núcleos de pozos disponibles permitió realizar un análisis de patrones direccionales de fracturamiento. También se llevó a cabo un análisis multiatributos y de redes neuronales con el fin de extrapolar propiedades, como la porosidad, hacia zonas donde la información de pozos es escasa.

Un aspecto fundamental en esta tesis es el uso de atributos geométricos para identificar las principales direcciones de fracturas; de las pruebas realizadas se determinó que los atributos que mejor definen la intensidad y orientación de las zonas fracturadas son: 1. Similitud (similarity), 2. Frecuencia instantánea (instantaneous frequency), 3. Dirección de buzamiento (dip azimuth), 4. Cambio de buzamiento (dip variance) y 5. Buzamiento instantáneo (instantaneous dip). Se obtuvieron mapas de estos atributos para cada uno de los cuatro niveles estratigráficos interpretados.

Se identificaron direcciones de fracturas reportadas en los pozos, tanto para fracturamiento abierto como para fracturamiento cerrado teniendo como base los mapas obtenidos del análisis de atributos sísmicos y los datos de núcleos de pozos disponibles.

Se obtuvo un volumen de porosidad a partir de dos diferentes técnicas, regresión multilínea y PNN, identificando la distribución de la porosidad efectiva que fue representada en mapas para cada nivel de interés, los cuales muestran la distribución de esta propiedad respecto al sistema de fallas identificado en el análisis de atributos sísmicos.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
METODOLOGÍA.....	4
1. ANTECEDENTES.....	6
1.1. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	6
1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO	8
1.3. GEOLOGÍA REGIONAL DEL ÁREA DE ESTUDIO	9
1.4. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	13
1.5. TECNOLOGÍAS PARA MEDIR FRACTURAS	19
1.6. CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS DE ÁREA DEL ESTUDIO	22
2. MODELO GEOLÓGICO.....	28
2.1. INTERPRETACIÓN SÍSMICA – ESTRUCTURAL.....	29
2.2. CALIBRACIÓN SÍSMICA-POZO	29
2.3. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL.....	32
3. ATRIBUTOS SÍSMICOS	41
3.1. ASPECTOS GENERALES	41
3.2. INTERPRETACIÓN DE ATRIBUTOS SISMICOS.....	48
3.3. FRECUENCIA INSTANTÁNEA	49
3.4. SIMILITUD	51
3.5. DIRECCIÓN DE BUZAMIENTO	52
3.6. BUZAMIENTO INSTÁNTANEO	53
4. MODELADO DE PROPIEDADES.....	65
4.1. POROSIDAD SECUNDARIA.....	66
4.2. FLUJO DE TRABAJO	67
4.3. ANALISIS MULTIATRIBUTOS Y SU APLICACIÓN.....	69
4.4. REDES NEURONALES Y SU APLICACIÓN.....	78
4.5. APLICACIÓN DE LA RED NEURONAL A LOS DATOS SÍSMICOS E INTERPRETACIÓN.....	82
CONCLUSIONES.....	91
ANEXO A: ATRIBUTOS SISMICOS	93
A1.FRECUENCIA INSTANTÁNEA	94
A2. SIMILITUD	96
A3. DIRECCIÓN DE BUZAMIENTO	98
A4. BUZAMIENTO INSTANTÁNEO.....	100
APÉNDICES.....	102
A. TRAZA SÍSMICA COMPLEJA Y TRANSFORMADA DE HILBERT	103
B. TRANSFORMADA MULTIATRIBUTO USANDO REGRESIÓN LINEAL CON PASO HACIA ATRÁS.....	105
C. TRANSFORMADA MULTIATRIBUTO USANDO REDES NEURONALES PROBABILISTICA	108
REFERENCIAS.....	110

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Metodología.....	5
Figura 1.1. Localización de la Sonda de Campeche, mostrando el campo de estudio y otros campos principales de hidrocarburos (modificada de PEMEX, 2007).	8
Figura 1.2. Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche. Nomenclatura: Roca Generadora (RG, óvalos rojos), Roca Almacén (Y, cuadros amarillos), Roca Sello (S, cuadros verdes) (modificada de Barrios y Audemard, 2007).	10
Figura 1.3. Modelo clásico depositacional de rampas carbonatadas (tomado de Chernikoff <i>et al.</i> , 2006).	11
Figura 1.4. Etapas de evolución estructural en el área regional (tomada de Chernikoff <i>et al.</i> , 2006).	17
Figura 1.5. Fases de evacuación de la sal (tomada de Barrios y Audemard, 2007).	18
Figura 1.6. Tecnologías para medir fracturas (tomada de Barrios, 2000).	20
Figura 1.7. Cobertura de los métodos sísmicos (tomada de Harris y Langan, 2001).	21
Figura 1.8. Mapa de la cuenca del sureste. Las zonas rosas representan la sal actual y las líneas azules corresponden a las secciones sísmicas regionales mostradas en la Figura 1.9.	22
Figura 1.9. Secciones sísmicas regionales, la imagen superior corresponde a la sección con dirección NE, perpendicular a la línea de costa, y la inferior a la sección con dirección NW, paralela a la línea de costa.	23
Figura 1.10. Dimensiones del cubo sísmico.	24
Figura 1.11. Sección sísmica en tiempo (segundos, s), traza 2152 mostrada en el mapa de Figura 1.10.	25
Figura 1.12. Sección sísmica en tiempo (segundos, s), línea 2382 mostrada en el mapa de Figura 1.10.	26
Figura 1.13. Espectro de frecuencia de la sísmica.	27
Figura 2.1. Sismograma sintético del pozo Bol-1. Panel 1: Escala Tiempo-Profundidad, 2: Velocidad, 3: Registro Sónico, 4: Densidad, 5: Impedancia Acústica, 6: Coeficientes de Reflexión 7: Sintético, 8: Traza extraída del pozo, 9: Sintético con polaridad negativa y 10: trayectoria del pozo y cimas estratigráficas.	30
Figura 2.2. Sismograma sintético del pozo Bol-201. Panel 1: Escala Tiempo-Profundidad, 2: Velocidad, 3: Registro Sónico, 4: Densidad, 5: Impedancia Acústica, 6: Coeficientes de Reflexión 7: Sintético, 8: Traza extraída del pozo, 9: Sintético con polaridad negativa y 10: trayectoria del pozo y cimas estratigráficas.	31
Figura 2.3. Sismograma sintético del pozo Chem-1a. Panel 1: Escala Tiempo-Profundidad, 2: Velocidad, 3: Registro Sónico, 4: Densidad, 5: Impedancia Acústica, 6: Coeficientes de Reflexión 7: Sintético, 8: Traza extraída del pozo, 9: Sintético con polaridad negativa y 10: trayectoria del pozo y cimas estratigráficas.	32
Figura 2.4. Mapa estructural en tiempo (segundos, s) de la cima del Jurásico Superior-Kimeridgiano.	33
Figura 2.5. Mapa Estructural en tiempo (segundos, s) de la cima del Jurásico Superior-Kimeridgiano.	34
Figura 2.6. Sección sísmica arbitraria, en tiempo (segundos, s), que pasa por los pozos Chem-1A (derecha) y Bol-1 (izquierda). Se pueden distinguir los horizontes sísmicos KS, KM, JST y JSK.	35
Figura 2.7. Pliegue estructural al sur del área de estudio.....	37
Figura 2.8. Mapas estructurales en tiempo (milisegundos, ms) a la cima del KS (superior) y KM (inferior).	38
Figura 2.9. Mapas estructurales en tiempo (milisegundos, ms) a la cima del JST (superior) y JSK (inferior).	39
Figura 2.10. Vistas tridimensionales de las cimas del JST (superior) y JSK (inferior).	40
Figura 3.1. Características principales de los atributos instantáneos (tomada de AAPG, 2003).	43

Figura 3.2. Atributo de frecuencia instantánea (Hz) para el Cretácico Medio (KM).	50
Figura 3.3. Atributo de similitud para el Cretácico Superior (KS).	51
Figura 3.4. Atributo de dirección de buzamiento (grados) para el Cretácico Medio (KM).	52
Figura 3.5. Atributo de buzamiento instantáneo para el Jurásico Superior-Kimeridgiano (JSK).	53
Figura 3.6. Alineaciones de fracturamiento abierto en el nivel Cretácico Superior.	55
Figura 3.7. Alineaciones de fracturamiento abierto en el nivel Cretácico Superior.	56
Figura 3.8. Alineaciones de fracturamiento cerrado en el nivel Cretácico Superior.	57
Figura 3.9. Alineaciones de fracturamiento cerrado en el nivel Cretácico Superior.	58
Figura 3.10. Alineaciones totales sobre el Cretácico Superior (imagen superior) y fracturamiento abierto (imagen inferior).....	59
Figura 3.11. Alineaciones secundarias reportadas como fracturamiento abierto Bol-1	61
Figura 3.12. Alineaciones secundarias reportadas como fracturamiento abierto Bol-21.	62
Figura 3.13. Alineaciones secundarias reportadas como fracturamiento abierto Bol-1.	62
Figura 3.14. Alineaciones secundarias, fracturamiento parcialmente abierto Bol-1 y 21.	63
Figura 3.15. Comparación entre alineaciones abiertas para el KS y JSK.	64
Figura 4.1. Flujo de trabajo Emerge™.	68
Figura 4.2. El análisis multiatributos correlaciona cada muestra del registro objetivo con las muestras correspondientes a los atributos sísmicos (tomada de Hampson <i>et al.</i> , 2001).	69
Figura 4.3. Datos del pozo registro objetivo: (rojo), traza sísmica (negro) y traza de los atributos externos (azul). Las líneas rojas muestran la ventana de análisis.	71
Figura 4.4. Cada muestra objetivo es calculada usando un promedio pesado de un grupo de muestras para cada atributo (tomada de Hampson <i>et al.</i> , 2001).	72
Figura 4.5. Gráfico cruzado de la predicción del error.	74
Figura 4.6. Entrenamiento de la regresión de atributos múltiple con la mayor correlación y el menor error posible.	75
Figura 4.7. Gráfico cruzado entre la porosidad de registro y la calculada.	76
Figura 4.8. Validación de la regresión de atributos múltiple con la mayor correlación y el menor error posible.	77
Figura 4.9. Entrenamiento de la Red Neuronal (tomada de Hampson, 1999).....	79
Figura 4.10. Gráfico cruzado entre la porosidad de registro y la calculada.	79
Figura 4.11. Ejemplo de la red neuronal que predice la porosidad.	80
Figura 4.12. Validación de la red neuronal que predice la porosidad.	81
Figura 4.13. Cubo de Porosidad (fracción)	82
Figura 4.14a. Mapa generado a partir del cubo de volumen de porosidad (fracción) correspondiente al nivel KS.	83
Figura 4.14b. Mapa generado a partir del cubo de volumen de porosidad (fracción) correspondiente al nivel KM.	84
Figura 4.14c. Mapa generado a partir del cubo de volumen de porosidad (fracción) correspondiente al nivel JST.	85
Figura 4.14d. Mapa generado a partir del cubo de volumen de porosidad (fracción) correspondiente al nivel JSK.	86
Figura 4.15. Mapas de porosidad (fracción) mezclado con el atributo de buzamiento instantáneo para el nivel KS y KM.	88
Figura 4.16. Mapas de porosidad (fracción) mezclado con el atributo de buzamiento instantáneo para el nivel JST y JSK.	89
Figura A.1. Atributo de frecuencia instantánea para los niveles KS y KM.	94
Figura A.2. Atributo de frecuencia instantánea para los niveles JST y JSK.	95
Figura A.3. Atributo de similitud para los niveles KS y KM.	96
Figura A.4. Atributo de similitud para los niveles JST y JSK.	97
Figura A.5. Atributo de dirección de buzamiento para los niveles KS y KM.	98
Figura A.6. Atributo de dirección de buzamiento para los niveles JST y JSK.	99
Figura A.7. Atributo de buzamiento instantáneo para los niveles KS y KM.	100
Figura A.8. Atributo de buzamiento instantáneo para los niveles JST y JSK.	101
Figura A1.1. Traza compleja (tomada de AAPG, 2003).....	104

INTRODUCCIÓN

El continuo y acelerado desarrollo de los métodos de adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, ha permitido un incremento tanto de las reservas como de la tasa de producción de los yacimientos petroleros. Gracias a esto se ha logrado que en la última década la exploración y caracterización de yacimientos en estructuras complejas y con características especiales, como fracturamiento, desarrolle nuevas tecnologías capaces de construir un modelo adecuado del subsuelo y de determinar las propiedades específicas del mismo, como son: la orientación y densidad de fracturas, porosidad, permeabilidad, presencia y saturación de fluidos, etc. (Savasta *et al.*, 2000).

Dentro de los rasgos geológicos que juegan un papel muy importante en la exploración y producción petrolera se encuentran las fracturas, debido al efecto significativo que tienen sobre el almacenamiento y flujo de fluidos en el yacimiento. A pesar de su importancia, la detección y caracterización de fracturas naturales continúa siendo un reto difícil de resolver para los ingenieros, geólogos y geofísicos (Martínez *et al.*, 2002).

Más aún, debido a que las complicaciones diagenéticas la distribución de porosidad y permeabilidad en carbonatos puede ser difícil de predecir, una herramienta que pudiera mapear lateral y verticalmente las variaciones en porosidad y/o permeabilidad de los datos sísmicos sería extremadamente útil en la delimitación de yacimientos carbonatados (Skirius *et al.*, 1999).

Los recientes desarrollos en el entendimiento de rocas carbonatadas han mejorado la habilidad para delimitar sistemas depositacionales carbonatados dentro de un marco de secuencias estratigráfico. Esta metodología, ha mejorado la predicción de la presencia y distribución de la porosidad y permeabilidad de los yacimientos carbonatados, donde éstas son controladas primariamente por procesos depositacionales y posteriormene por alteración diagenética posdepositacional están asociadas con límites de secuencias. Un elemento clave en este marco predictivo es la identificación de la arquitectura secuencial en la sísmica y la detección directa de porosidad a partir de la sísmica dentro de las facies del yacimiento (Sarg y Schulke, 2003).

Por otro lado, las redes neuronales se aplican con mayor frecuencia en la geofísica; estas herramientas pueden aproximarse a cualquier función continua con una precisión arbitraria. Por lo tanto, éstas pueden producir contribuciones importantes para encontrar soluciones a una gran gama de aplicaciones geofísicas (Van der Baan y Jutten, 2000).

En esta tesis se aplicó una metodología para la identificación y caracterización de yacimientos naturalmente fracturados, basado en atributos sísmicos, que conjuntamente con los datos de núcleos disponibles permitió realizar un análisis de patrones direccionales de fracturamiento. También se llevó a cabo un análisis multiatributos y de redes neuronales con el fin de extrapolar propiedades, como la porosidad, hacia zonas donde la información de pozos es escasa.

La tesis se divide en cuatro capítulos principales: 1) *Antecedentes*, capítulo en el que se abordan las características generales del área de estudio, así como también las diferentes tecnologías utilizadas para la medición de fracturas, destacando las utilizadas en el desarrollo de este trabajo; 2) *Modelo geológico*, en esta sección se describe la interpretación del cubo sísmico y la construcción del modelo geológico; esto con el propósito de tener una idea clara de la geología estructural del área; 3) *Atributos sísmicos*, en esta etapa se muestran los mapas generados con diferentes atributos sísmicos a fin de definir las principales direcciones de fracturamiento, y 4) *Modelado de propiedades*, mediante un análisis multiatributos y redes neuronales se obtiene un volumen de porosidad.

OBJETIVOS

El objetivo principal de este estudio es la generación de un volumen de propiedades petrofísicas en el Campo Bolontikú, en particular de la porosidad efectiva, a partir del análisis multiatributos y redes neuronales. Para ello se realizaron los siguientes procesos:

- Se aplicó una metodología mediante atributos sísmicos que permitió, definir patrones de fracturamiento en el Mesozoico productor del Campo Bolontikú y sus relaciones con varios atributos sísmicos geométricos, a fin de discriminar zonas con mayor posibilidad de ser productoras y con ello disminuir la probabilidad en el riesgo de pozos no productores.
- Se realizó la interpretación estructural del área de estudio y se generó un modelo geológico a nivel del Mesozoico.
- Se destacó la importancia de los atributos sísmicos como herramienta para definir la orientación y ocurrencia de las fracturas.
- Se compararon los principales patrones de fracturas cartografiados por medio de atributos sísmicos, con los datos de fracturas observados en los núcleos de pozos.
- Se obtuvo un volumen de porosidad a partir del análisis multiatributos y redes neuronales, así como el análisis de su relación con el fracturamiento en la zona.
- Interpretación e integración de los resultados.

METODOLOGÍA

Para cumplir dicho objetivo se realizó la siguiente metodología:

1. Calibración de pozo-sísmica.
2. Interpretación de los principales niveles estratigráficos con el fin de obtener un modelo estratigráfico 3D.
3. Generación de mapas de atributos geométricos.
4. Definición de los principales sistemas de fracturas, para definir un modelo estructural.
5. Análisis multiatributos utilizando como atributos externos los atributos geométricos seleccionados.
6. Redes neuronales usando como entrada el análisis multiatributos.

La Figura 1 resume en un flujo de trabajo los puntos anteriormente expuestos.

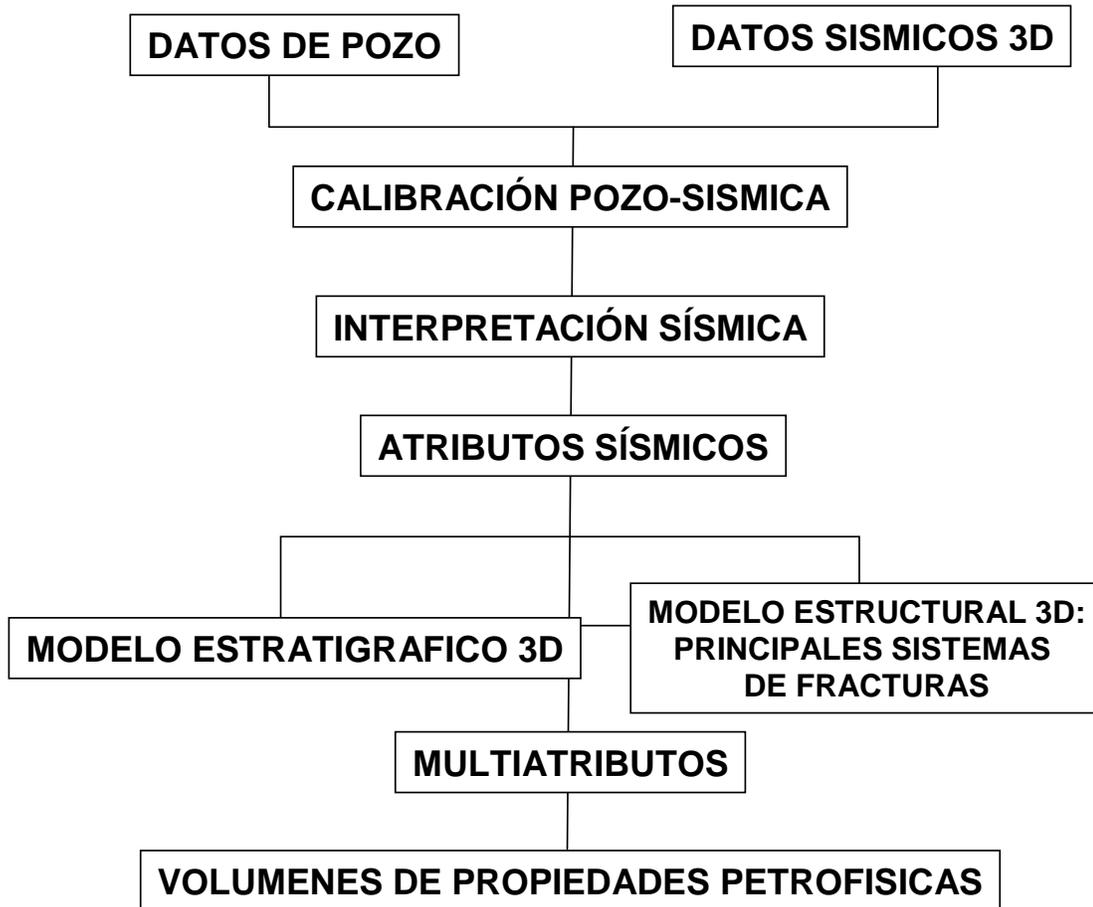


Figura 1. Metodología

1. ANTECEDENTES

1.1. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento petrolero naturalmente fracturado es aquel que contiene fracturas creadas por la naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo sobre el flujo del fluido. Las fracturas pueden estar parcialmente cementadas ocasionando efectos diferentes sobre el tipo de fluido que circula por ellas; por ejemplo, un efecto positivo sobre el flujo del aceite pero un efecto negativo sobre el flujo del agua o gas debido a los efectos de cono. Las fracturas naturales totalmente mineralizadas crean barreras de impermeabilidad a todos los tipos de fluido. Esto sucesivamente podría generar compartimentos pequeños dentro del yacimiento provocando recuperaciones marginales o no económicas (Aguilera, 1995).

Muchos de los yacimientos naturalmente fracturados productores hoy en día han sido accidentalmente descubiertos al buscar algún otro tipo de yacimiento. Los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran distribuidos en todo el mundo, en todos los tipos de litologías y a través de la columna geológica estratigráfica desde el Precámbrico al Mioceno.

Las fracturas son rupturas mecánicas en las rocas, comprenden discontinuidades en desplazamiento a lo largo de superficies. El término de fractura es usado para todos los tipos de discontinuidades genéricas. Existen varias definiciones de fractura, una de ellas dada por Stearns (1982) indica que una fractura natural es una discontinuidad planar

microscópica que resulta del esfuerzo que excede el punto de ruptura de la roca. Otra definición proporcionada por Nelson (1985) es que una fractura de yacimiento es una discontinuidad planar en la roca debido a la formación o diagénesis física.

Las fracturas son producidas por el esfuerzo, tienen una dirección preferencial, lo que hace que la formación que las contiene sea sísmicamente anisótropa (sea o no isotropa la formación misma sin ellas).

A continuación se enlistan algunos de los campos productores de gas y aceite que se encuentran en rocas naturalmente fracturadas en todo el mundo:

- Yacimiento de carbonatos de aceite y gas, área Monkman, Sukunka y Bullmose, British Columbia, Canada (Terciario).
- Yacimientos carbonatados de gas, Beaver River Field, British Colombia, Canadá (Devoniano).
- Yacimientos arcillosos de aceite (Second White Specks), Alberta, Canadá (Cretácico).
- Yacimientos carbonatados de aceite, Pozos Norman, Territorios NW, Canadá (Devoniano).
- Yacimientos carbonatados de aceite, Unidad Weyburn & Campos Midale, Saskatchewan, Canadá (Mississippiano).

Ejemplos en México

- Yacimientos carbonatados de aceite, Campo Bagre, México.
- Yacimientos carbonatados de aceite, área Reforma, Campos Sitio Grande y Cactus, México (Cretácico).
- Yacimientos carbonatados de aceite, Cantarell, Campeche.

Los carbonatos constituyen cerca del 20 % de las rocas sedimentarias en el mundo y sirven de depósito al 40 % de los principales yacimientos de hidrocarburo. Los yacimientos naturalmente fracturados comúnmente se encuentran en este tipo de roca. Los yacimientos carbonatados se caracterizan por ser extremadamente porosos y permeables, por lo que su exploración, delimitación y caracterización sísmica pueden ser complejas.

1.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO

1.2.1. Localización del Área de Estudio

El área de estudio se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, en la porción sureste de la República Mexicana, al occidente de la Península de Yucatán. Se localiza en la plataforma continental y se ubica en lo que se denomina Sonda de Campeche, la cual es la más importante provincia petrolera desde el punto de vista de producción de hidrocarburos. Se encuentra sobre lo que tectónicamente se conoce como Pilar Reforma-Akal. En la Figura 1.1 se muestra un mapa de la Sonda de Campeche con las principales estructuras productoras de hidrocarburos.

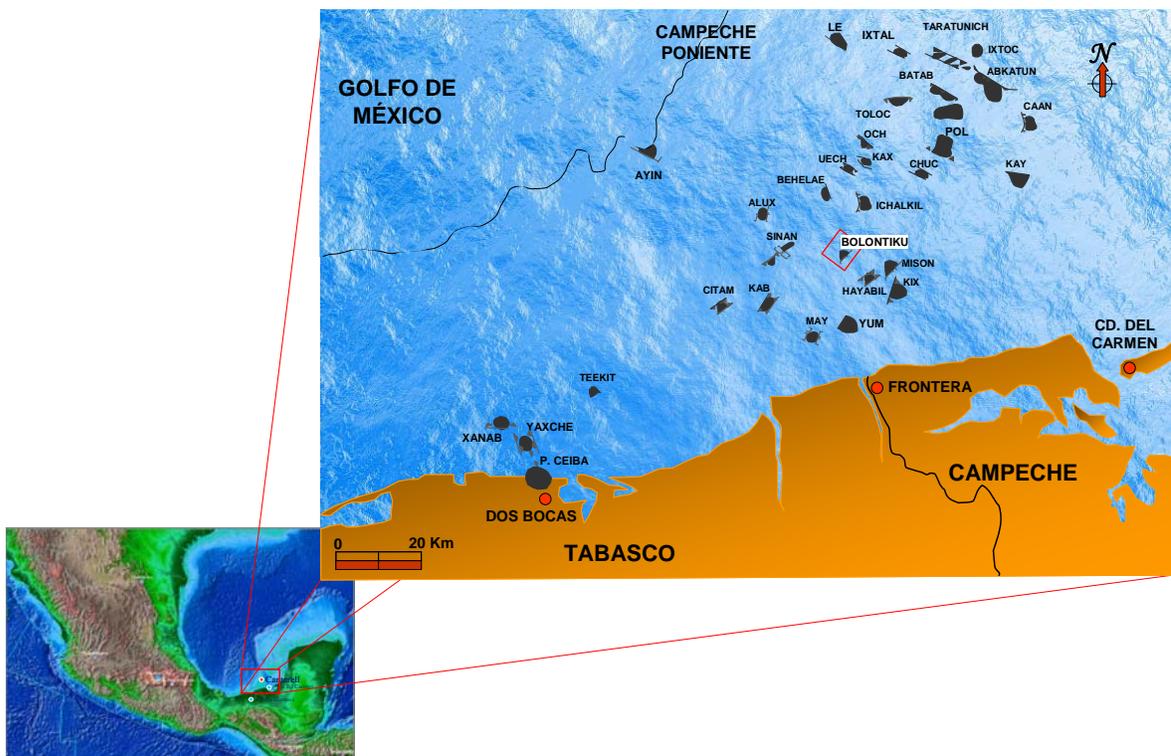


Figura 1.1. Localización de la Sonda de Campeche, mostrando el campo de estudio y otros campos principales de hidrocarburos (modificada de PEMEX, 2007).

El estudio comprende un área aproximada de 100 km², la cual se indica en la misma figura con el recuadro rojo y está delimitada por la zona que abarca el Campo Bolontikú, el cual se encuentra localizado aproximadamente a unos 20 km al NE del puerto de Frontera, Tabasco.

Esta área corresponde al Activo Integral Litoral de Tabasco, el cual presentó, al 1 de enero de 2007, un incremento por 98.8 millones de barriles de aceite crudo en reserva probada. Esta cifra es el resultado de un incremento en reserva probada desarrollada por 115.4 millones de barriles y una disminución de 16.6 millones de barriles en reserva probada no desarrollada. Bolontikú contribuye con 19.0 millones de barriles de aceite, como consecuencia de la actualización de los volúmenes originales y reservas por la perforación de los pozos de desarrollo (Bolontikú-13 y 41), reprocesamiento e interpretación de la información sísmica y actualización de los límites verticales y laterales del campo (PEMEX, 2007).

Los principales yacimientos productores del campo, se encuentran ubicados en los intervalos carbonatados del Cretácico Superior y Medio, y en el Jurásico Kimeridgiano.

1.3. GEOLOGÍA REGIONAL DEL ÁREA DE ESTUDIO

Geológicamente la Sonda de Campeche, se ubica al occidente de la plataforma cretácica de Yucatán. La sedimentación y deformación del área marina están influenciadas por las siguientes unidades tectónicas: Plataforma de Yucatán, Cuenca de Macuspana y la Subcuenca de Comalcalco (Aquino-López, 2004).

1.3.1. Marco Estratigráfico

Los yacimientos en esta región se encuentran en brechas del Paleoceno al Cretácico; al este se presentan facies de plataforma jurásicas, y mayoritariamente al oeste carbonatos del Cretácico al Jurásico, todos deformados por tectónica compresional y salina. La Sonda de Campeche está casi totalmente cubierta por estudios de sísmica 3D, lo que permite identificar, dentro del Mesozoico y el Terciario, un número grande de oportunidades de exploración (Guzmán *et al.*, 2000).

La columna sedimentaria marina atravesada por los pozos en la Sonda de Campeche, va del Jurásico Tardío al Terciario Tardío, teniendo espesores de más de 6000 *m* en algunas zonas. Los ambientes de depósito varían de Plataforma a Cuenca; presentando discordancias mayores, destacando la del Cretácico-Terciario (Ángeles-Aquino, 2006).

Guzmán-Vega y Mello (1999) mostraron la existencia de cuatro principales familias de aceites en sureste de México: las familias del Oxfordiano, Titoniano, Cretácico Inferior y Terciario.

La columna estratigráfica del área comprende tres principales sistemas que son correlacionales con los periodos Jurásico, Cretácico y Terciario, los cuales se observan en la Figura 1.2.

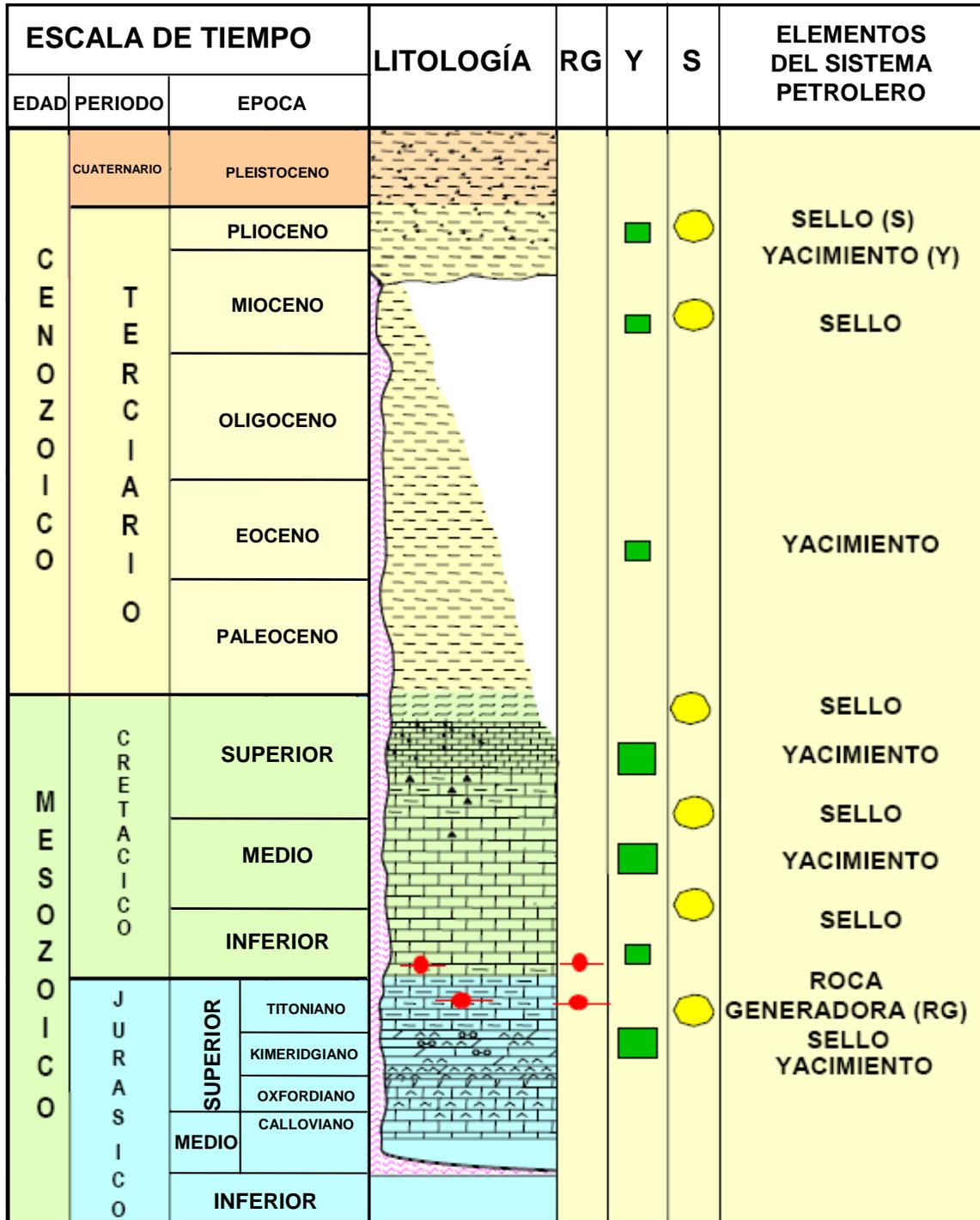


Figura 1.2. Columna estratigráfica de la Sonda de Campeche. Nomenclatura: Roca Generadora (RG, óvalos rojos), Roca Almacén (Y, cuadros amarillos), Roca Sello (S, cuadros verdes) (modificada de Barrios y Audemard, 2007).

Jurásico

Actualmente el Jurásico Superior constituye el sistema de hidrocarburos más importante en el sureste de México, y por extensión, sin excepción el Jurásico es el sistema generador más rico de todo México (Goldhammer *et al.*, 1999).

El *Jurásico Superior-Kimeridgiano* está constituido por rocas calcáreas de ambientes de plataforma, compuestas en su parte inferior y media por dolomías con estratificación de calizas y limolitas; en su parte superior está constituida por un cuerpo de dolomitas y muy escasa limolita. El espesor es variable, sin embargo se considera como promedio 454 m (Pacheco-Gutiérrez, 2002).

El yacimiento que se encuentra en el Jurásico Superior-Kimeridgiano presenta facies oolíticas de muy buenas características petrofísicas, con porosidades intergranulares del orden del 10 %, que permiten el flujo de hidrocarburos. La presencia de fracturas optimiza la producción ya que aumenta la capacidad de flujo del yacimiento. La Figura 1.3 muestra el modelo deposicional de rampas carbonatadas, se observa que en la parte del perfil dominado por oleaje se presenta la formación de facies oolíticas.

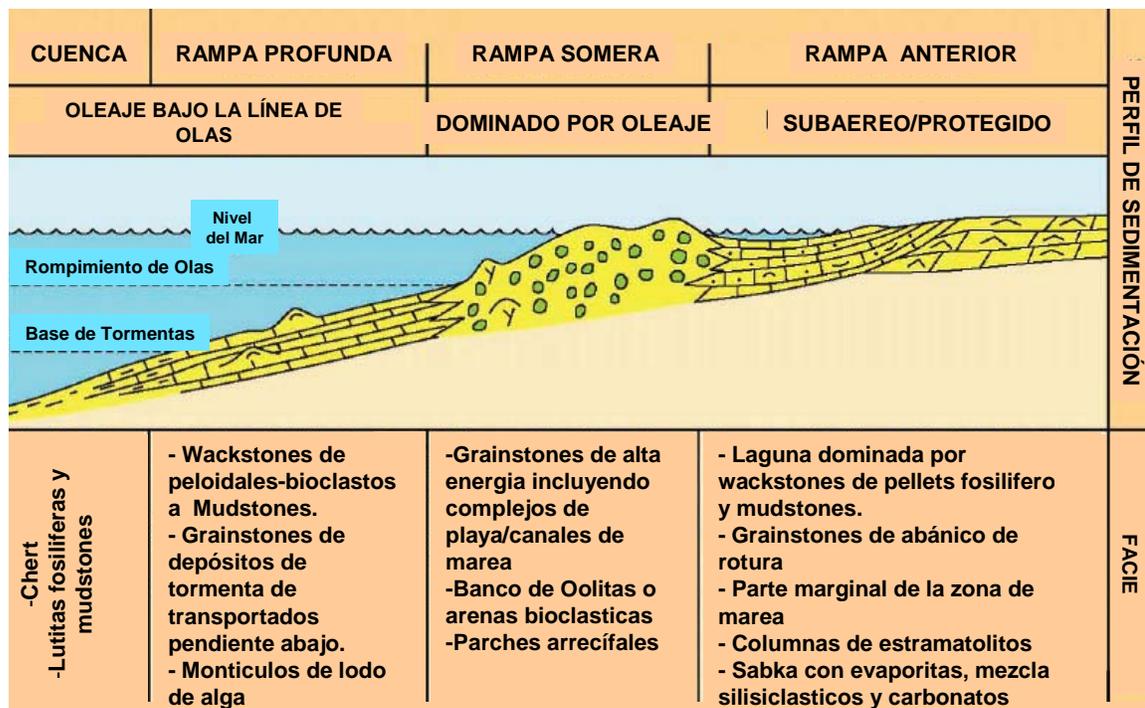


Figura 1.3. Modelo clásico deposicional de rampas carbonatadas (tomado de Chernikoff *et al.*, 2006).

El *Jurásico Superior-Titoniano* representa una trasgresión de los mares jurásicos y consiste esencialmente de sedimentos arcillosos oscuros con alto contenido de materia orgánica y escasas y delgadas intercalaciones de calizas. Las rocas de esta edad se presentan como un horizonte muy importante en el subsuelo del sureste de México debido a varias razones; en primer lugar es el horizonte que mayor contraste ofrece con la secuencia cretácica, lo cual ayuda a reflejar las ondas sísmicas de esta región, en los registros geofísicos de pozo es fácil identificarlo por la disminución en la lecturas del registro de rayos gamma debido al alto contenido de arcilla y materia orgánica. Además este horizonte tiene una amplia distribución geográfica, lo cual ha sido de utilidad para establecer correlaciones estratigráficas a escala regional.

Litológicamente el Titoniano está constituido, en la parte inferior, por lodolita arcillosa con abundante materia orgánica, ocasionalmente con delgadas intercalaciones de lutita; en la parte media consiste de lutitas calcáreas arenosas, con intercalaciones de margas y calizas arcillosas; hacia la cima se presenta un lodolita arcillosa, algunas veces de aspecto cretoso parcialmente dolomitizado. Esta unidad sobreyace en concordancia al Kimeridgiano y su contacto superior con el Cretácico Inferior es también concordante (Aquino-López, 2003).

El espesor varía de 100 a 250 m según datos de pozos de esta área; aunque de manera general son más delgados al oriente y más gruesos al occidente.

Los estudios geoquímicos realizados en muestras de núcleos y aceites, sugieren que las rocas Jurásicas, principalmente las del Titoniano, constituyen las rocas generadoras de hidrocarburos.

Cretácico

Las condiciones sedimentológicas del Cretácico son de ambientes predominantemente de laguna hacia su interior. Dicho elemento es la fuente de los clastos calcáreos y soluciones de magnesio, que dan origen a las "brechas" y dolomías que se localizan hacia el talud de la plataforma, interdigitados con ambientes más profundos; estas condiciones continúan hasta la base del Paleoceno. Según datos de pozo se reconocen una brecha baja y una alta o conglomerado. La baja es la unidad productora de aceite. Está fuertemente dolomitizada, y exhibe porosidad secundaria (vugular) debida a la disolución. Su porosidad promedio varía de 8 a 12 % y su permeabilidad es 3000-5000 mD. Se ha estimado que 60 % de la producción diaria corriente de 1.3 mb de aceite del campo de Cantarell proviene de la brecha K-T.

El Cretácico Superior (brecha) es productor de aceite y gas en dos intervalos, la cima corresponde a un cuerpo de alta resistividad productor en el Bolontikú-1, y la zona inferior es productora en el Bolontikú-21.

La producción del Cretácico Medio está condicionada a la presencia de fracturamiento, ya que la porosidad de matriz predominante es muy baja (tamaño de poros correspondientes a microporos), por lo que la caracterización del sistema fracturado es de fundamental importancia para el desarrollo del campo.

Terciario

La secuencia terciaria presenta frecuentes interrupciones en su columna, siendo las más notables las que existen entre las rocas del Oligoceno y Mioceno. La acumulación de hidrocarburo en la Sonda de Campeche está controlada principalmente por el factor estructural; los plegamientos del área fueron el resultado de los eventos laramídicos; la sal que se ha encontrado en algunos pozos, parece tener influencia en la modelación del área. Los alineamientos estructurales son de gran extensión y con una orientación aproximada NW-SE similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas.

En esta región, las rocas sellos más comunes, las constituyen las rocas del Terciario. En algunos casos (estructura de Chuc) la sal puede actuar como una barrera que separa los yacimientos. Existen además cuerpos arcillosos notables, en la base del Cretácico Tardío y cima del Cretácico Medio, que podrían funcionar como sello, separando los yacimientos.

1.4. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En general, el sistema petrolero está constituido por roca generadora, roca almacenadora, roca sello, trampa, y sincronía y migración.

Rocas Generadoras

Las rocas generadoras están relacionadas con el origen mismo de los hidrocarburos. La generación de éstos y la migración primaria de los mismos, se efectúa en la roca generadora; la distribución de este tipo de roca en una cuenca sedimentaria, depende de las condiciones del relieve y clima durante la época del depósito.

Se han identificado tres principales sistemas generadores de hidrocarburos en la región: el Jurásico Superior Oxfordiano, el Jurásico Superior-Titoniano y el Mioceno (Terciario). Con

base en estudios geoquímicos y correlaciones roca-aceite, Holguín-Quiñónez (1985) considera al subsistema Titoniano como el principal generador, con una aportación de más del 90 % de las reservas probadas y de la producción acumulada. Estas rocas generadoras del Jurásico Superior-Titoniano corresponden a lutitas bituminosas y calizas arcillosas con un alto contenido de materia orgánica y de amplia distribución regional.

Rocas Almacén

Se considera como roca almacén a toda aquella roca que sea capaz de acumular fluidos en su espacio, como hidrocarburos. Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenador, debe mostrar las siguientes características:

- Ser poroso, es decir, poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos.
- Ser permeable, es decir sus poros deben de estar interconectados.
- Mostrar cierta continuidad lateral y vertical.

Las características almacenadoras de una roca pueden ser originales, como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundaria, resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de roca. Los cambios secundarios pueden aumentar la capacidad almacenadora de una roca o puede provocarla en rocas que no la tenían originalmente.

Las areniscas figuran entre las rocas consolidadas más porosas, mientras que las dolomías y calizas son normalmente permeables, y en ellas se localizan aproximadamente el 30 % de los yacimientos; el 40 % de los campos gigantes de hidrocarburo se encuentra en rocas carbonatadas.

En México, la gran mayoría de yacimientos se localiza en yacimientos carbonatados fracturados con presencia de dolomías y calizas con diferente grado de contenido de arcillas. Estos yacimientos cambian sus propiedades físicas rápidamente en el espacio, presentando altos contrastes de velocidad, y cambios de porosidad y permeabilidad dependientes de la anisotropía. Las rocas almacenadoras de los campos marinos de la Sonda de Campeche son las calizas dolomitizadas y dolomías del Kimeridgiano, las calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas de la base del Paleoceno. Potencialmente, los clásticos terrígenos del Kimeridgiano, son rocas almacenadoras.

Rocas sello

Son aquellas que por su escasa permeabilidad no permiten el paso de los fluidos, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento. Puede decirse que no existe una roca que sea absolutamente impermeable y los sellos de los yacimientos petrolíferos no son ninguna excepción; las arcillas constituyen una de las rocas sellos más comunes. Es posible establecer que la característica principal de la roca sello sea, la de constituir una barrera a la migración de los hidrocarburos y, de esa manera, permitir su acumulación en una trampa.

Para que una roca sea relativamente impermeable, no debe poseer fracturas interconectadas. Debido a que los yacimientos aparecen normalmente con efectos tectónicos en mayor o menor grado, las rocas deberán ser plásticas, de manera que respondan a los esfuerzos mecánicos deformándose en lugar de fracturarse, lo cual abriría vías a la migración de los hidrocarburos como es en el caso de las rocas quebradizas que son vulnerables al fracturamiento. Los tipos de rocas sellos son muy variados; entre los tipos más comunes están, además de las lutitas, las margas y calizas arcillosas muy finas, y toda la serie de las evaporizas (Pacheco-Gutiérrez, 2002).

El sello en la región está formado por una capa arcillosa y limolítica, dolomitizada e impermeable, la cual constituye la parte superior de la misma unidad de brecha calcárea del límite K/T.

Trampa

Referente al tipo de trampas, éstas son en su mayoría de tipo estructural de forma anticlinal, asociadas a fallamiento normal e inverso y con cierres contra fallas o contra intrusiones salinas.

Un ejemplo es la estructura del Campo Abkatún, la cual tiene un desarrollo de 18.5 *km* de largo por 5 *km* de ancho y con un cierre máximo de 900 *m*. Se encuentra afectada por fallas normales e inversas con orientación perpendicular al eje de la estructura, lo que la secciona en diferentes bloques (PEMEX, 1999).

Migración

Las rocas generadoras del Titoniano han rellenado las trampas de Kimmeridgiano, Cretácico Medio y brechas del Cretácico Superior-Paleoceno por efectos de migración vertical hacia arriba o hacia abajo. Por tratarse de una cuenca de alta impedancia con

callamientos predominante subverticales, se propicia la migración vertical e imposibilita la migración lateral a grandes distancias (Holguín-Quiñónez y González-García, 1992).

1.4.1. Marco Estructural Regional

Existen numerosos trabajos que abordan el tema de la geología estructural en la Sonda de Campeche. Entre los estudios más recientes, Chernikoff *et al.*, 2006 ha confirmado que las mejores acumulaciones de hidrocarburos de la Sonda de Campeche, se encuentran en anticlinales fallados, situados en una franja donde el fracturamiento y la diagénesis actuaron favorablemente.

La mayoría de las fallas mesozoicas exhiben geometría listrica, con crecimiento del Oxfordiano al Cretácico Inferior. Una de las principales limitaciones para la identificación e interpretación de las fallas de este estilo ha sido la baja frecuencia exhibida en varios de los levantamientos 3D. Los atributos sísmicos juegan un papel importante para detectar estas fallas y su correcta geometría. El cambio en la geometría de las fallas permite proponer que éstas fueron reactivadas durante el terciario y crearon grandes estructuras. En resumen, el ángulo bajo y la geometría listrica explican: bloques rotados afectados por este fallamiento, crecimiento de estratos del Kimeridgiano al Cretácico Inferior, y posible reactivación terciaria de aquellas fallas como fallas inversas.

Evolución Estructural

De acuerdo a Chernikoff *et al.*, 2006 basado en estudios de Pindell (2002) divide la evolución estructural en la Sonda de Campeche en 5 etapas principales (Figura 1.4):

Fase 1. Rifting Mesozoico. Esta fase empezó en el Jurásico Temprano con la apertura de la cuenca del Golfo de México con un rift fuertemente asimétrico. Se crearon estructuras de basamento y se depositaron capas rojas.

Fase 2. Deposición de la sal. La sal presente es uno de los problemas más discutidos en los últimos años. Chernikoff *et al.* (2006) consideran que ésta ocurrió principalmente en el Caloviano (Jurásico Medio).

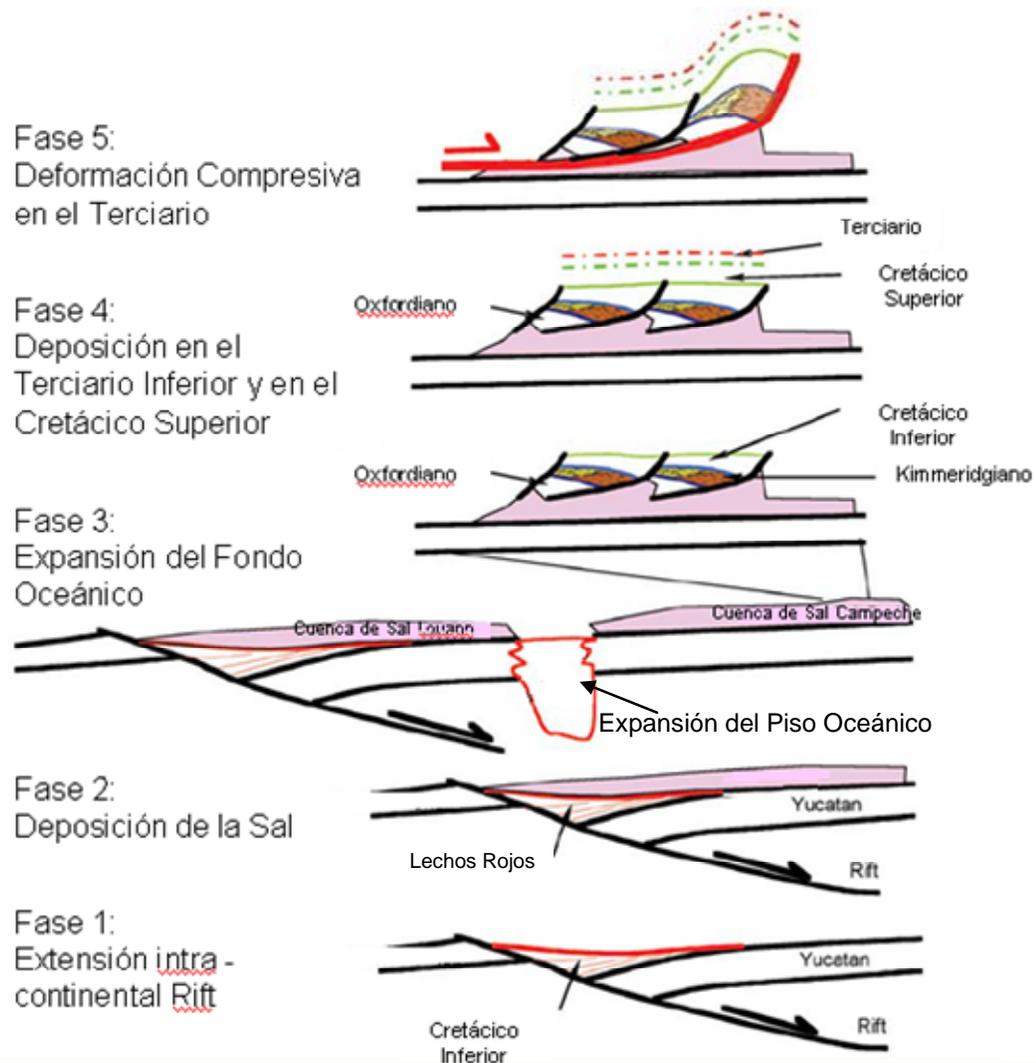


Figura 1.4. Etapas de evolución estructural en el área regional (tomada de Chernikoff *et al.*, 2006).

Fase 3. Expansión del piso oceánico. Esta fase empezó al final de la deposición de la sal. La continua y amplia cuenca de sal fue dividida en dos cuencas de sal (Louann, y Campeche). Esta fase continuó hasta el tiempo Valanginiano basado en el análisis de tectónica. La expansión del piso oceánico causó la movilización de la sal resultando fallas de crecimiento normal y provocando la formación del sistema de fallas del Mesozoico. La dirección de extensión Este-Oeste generalmente, a este tiempo y para esta área, es responsable de la orientación del sistema de fallas Mesozoico.

El carácter sísmico bajo la secuencia del Jurásico es interpretado como una capa de sal plástica autóctona.

En la Figura 1.5 se identifican dos paquetes de Sal en muchos lugares y corresponden a los niveles de desacoplamiento más bajos (Barrios y Audemard, 2007).

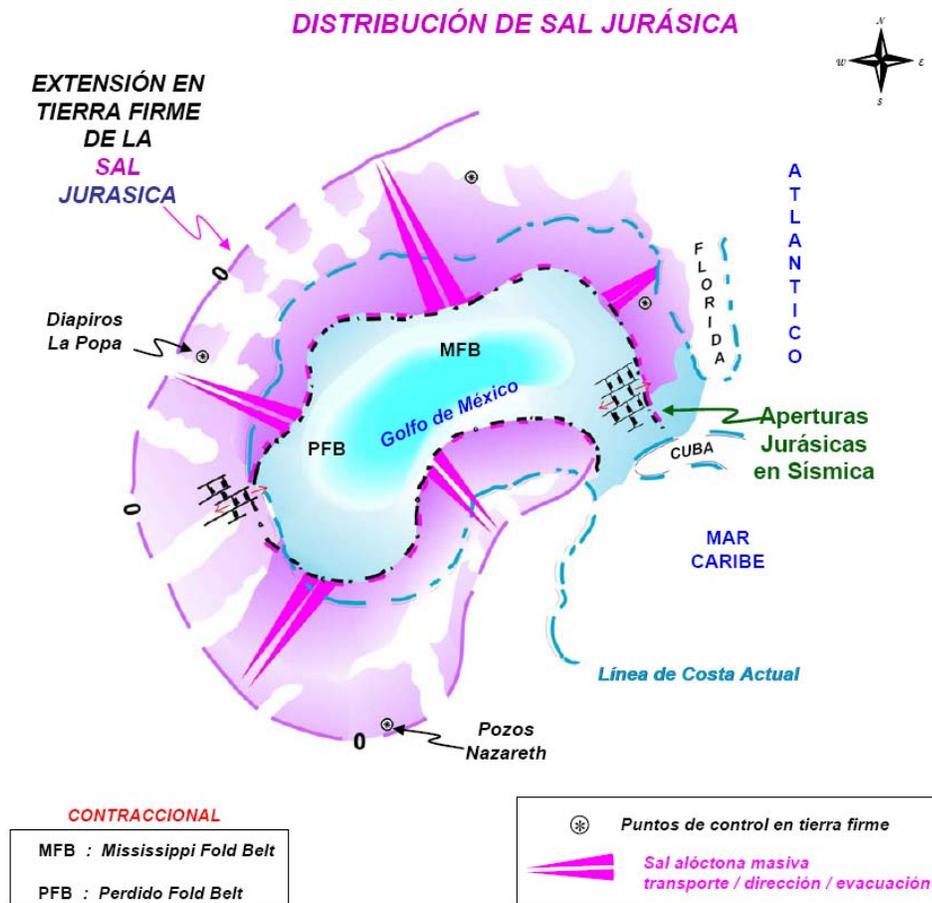


Figura 1.5. Fases de evacuación de la sal (tomada de Barrios y Audemard, 2007).

Fase 4. Cretácico Superior y Deposición del Terciario Inferior. Los sedimentos del Cretácico Superior y el Terciario Inferior fueron depositados durante un periodo de relativa quietud estructural. La deposición de la brecha del Cretácico Superior estuvo asociada con la erosión y colapso del margen del alto relieve de plataforma, así como también el impacto del meteorito Chicxulub.

Fase 5. Compresión Terciaria. Los esfuerzos terciarios con dirección SSW-NNE actuaron sobre los alineamientos preexistentes produciendo las grandes estructuras de hoy. Algunos movimientos de deslizamiento a rumbo fueron creados debido a la orientación oblicua entre las fallas mesozoicas y el esfuerzo terciario.

1.5. TECNOLOGÍAS PARA MEDIR FRACTURAS

Los estudios de ingeniería de yacimientos utilizan una combinación de diversas fuentes de información, como:

- Fuentes directas: núcleos, cortes de perforación y cámaras en el pozo.
- Fuentes indirectas: incluyen todos los tipos de pozos, datos de prueba de pozo y la historia de producción.

Estos tipos de información pueden ser mapeados en diferentes formas y combinados con técnicas de ingeniería de yacimientos que permiten estimar volúmenes de hidrocarburos y recuperar diferentes estrategias de agotamiento.

El objetivo de las tecnologías avanzadas de detección de fracturas es determinar la existencia, y sus características en el subsuelo antes de realizar una perforación. Las fracturas en el subsuelo son zonas de propiedades físicas anómalas que pueden ser detectadas remotamente por varios medios, desde una simple extrapolación de observaciones en el subsuelo hasta sofisticados métodos sísmicos. Las tecnologías de detección generalmente dependen de la adquisición sísmica avanzada y técnicas de análisis en la respuesta sísmica del yacimiento que puede estar relacionada a las fracturas. Recientemente se adquieren levantamientos sísmicos multicomponente 3C con los que se obtienen datos importantes para la determinación de anisotropía azimutal, la cual es esencial para caracterizar fracturas naturales y dar localizaciones efectivas. Por ejemplo, conociendo la orientación general de sistemas de fracturas durante la planeación del pozo dramáticamente mejora la oportunidad de que un pozo intercepte fracturas.

Por otro lado, los nuevos pozos presentan una oportunidad de obtener datos mecánicos, geofísicos y geológicos de muchas fuentes, incluyendo información de herramientas de registro, levantamientos sísmicos de pozo, mecanismos de muestreo y núcleos. Otras fuentes importantes de información que pueden ser adquiridas durante las etapas tempranas del desarrollo del pozo incluyen pruebas de perforación, pruebas de flujo inicial y pruebas de acumulación y reducción. La Figura 1.6 muestra un resumen de las principales fuentes utilizadas para medir fracturas.

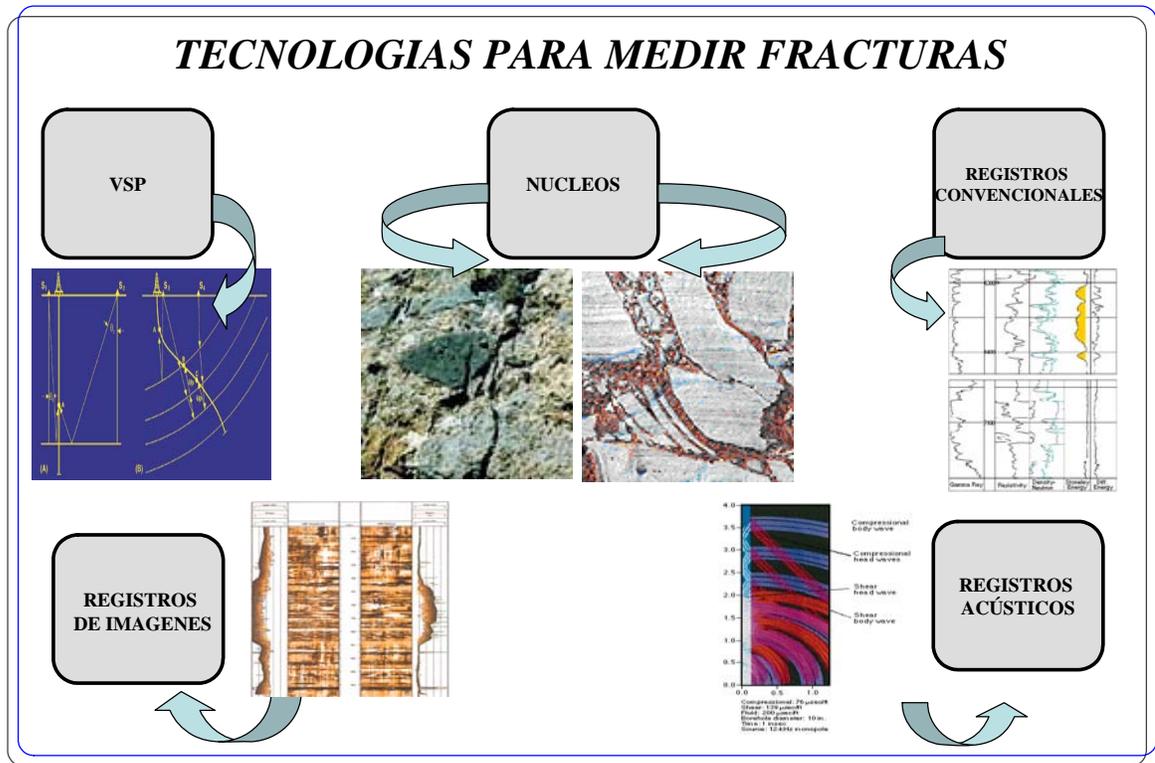


Figura 1.6. Tecnologías para medir fracturas (tomada de Barrios, 2000).

La información sobre fracturas naturales es también importante durante las etapas de perforación y las operaciones de cementación, las fracturas naturales abiertas pueden causar problemas de pérdida de circulación, pérdida de fluidos de perforación y pérdida potencial de pozos (Bratton *et al.*, 2006).

De acuerdo a Marrett *et al.* (1999) hay dos aproximaciones que han sido tomadas en consideración de acuerdo para caracterizar fracturas naturales: la primera comprende la cuantificación de desplazamientos o aperturas en una escala particular (ej. afloramientos); la otra aproximación incluye múltiples escalas (ej. datos sísmicos y observación visual).

Los métodos geofísicos de detección de fracturas se dividen en tres distintas escalas (Barrios, 2000):

- 1) grandes escalas asociadas con sondeos de superficie (escala sísmica). La Figura 1.7 muestra la relación entre las técnicas de medición sísmica y el nivel de resolución vertical, se observa que la resolución máxima que pueden proporcionar los datos sísmicos es de alrededor de 30 m.

- 2) escalas intermedias asociadas a sondeos superficie-pozo y pozo-pozo (perfiles sísmicos verticales y registros acústicos). La Figura 1.7 muestra que para este tipo de escala la resolución puede ser de metros hasta 30 cm.
- 3) pequeñas escalas asociadas con mediciones hechas sobre las rocas inmediatamente adyacentes al pozo o la pared de pozo (registros de imágenes),

En la Figura 1.7 se observa que los datos de registros y núcleos proveen alta resolución vertical, pero muestrean solo un pequeño volumen de roca. Por otro lado, los métodos sísmicos de superficie no resuelven la importancia de las características de pequeña escala, las cuales permiten caracterizar al yacimiento para aplicaciones tales como simulación de flujos o la posición precisa de los pozos direccionales.

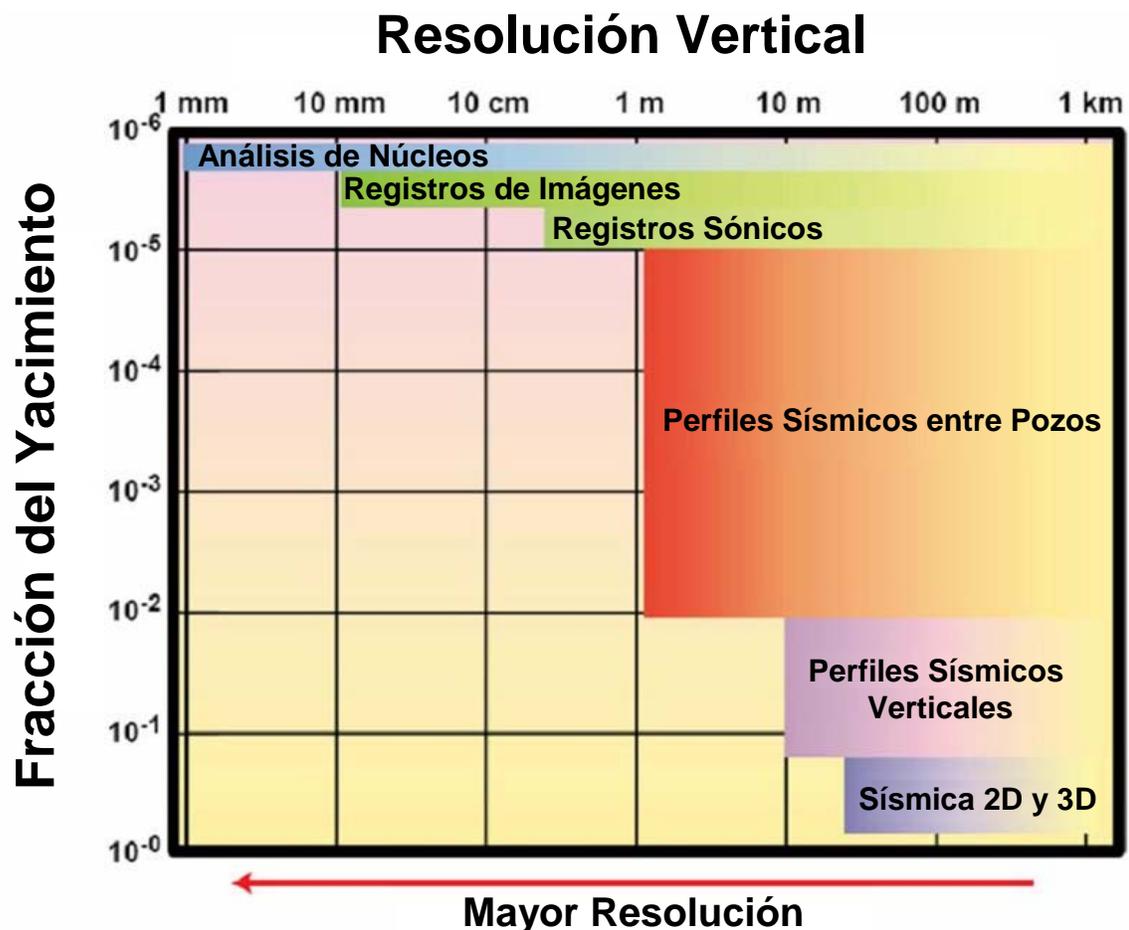


Figura 1.7. Cobertura de los métodos sísmicos (tomada de Harris y Langan, 2001).

1.6. CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS DE ÁREA DEL ESTUDIO

1.6.1. Secciones Sísmicas Regionales

En el mapa de la Figura 1.8 se muestra la Cuenca del Sureste en la actualidad, que por su producción es la más importante de las cuencas petroleras del país. Se encuentra en el sur del Golfo de México y se extiende desde la Sierra de Chiapas hasta la plataforma continental ubicada al norte de las costas de Veracruz y Tabasco, y al occidente de la costa de Campeche, en la misma se observa la sal actual en el golfo (áreas rosas). La Figuras 1.9 corresponde a las secciones sísmicas regionales del área de estudio (líneas azules).

En las líneas sísmicas se puede observar la presencia de una fuerte actividad tectónica de carácter extensional identificada por las fallas, la cual dio lugar a la formación de las cuencas de Macuspana y de Comalcalco (desarrolladas durante el Mioceno Tardío y el Plioceno), e influyó en las características de la Cuenca Salina del Istmo. El crecimiento de los domos facilitó la formación de trampas donde se encontraron una gran cantidad de campos petroleros, algunos de ellos gigantes. En la cuenca de Comalcalco, se encuentran campos de aceite, en tanto que en la de Macuspana predominan las acumulaciones de gas y condensado así como de gas no asociado.

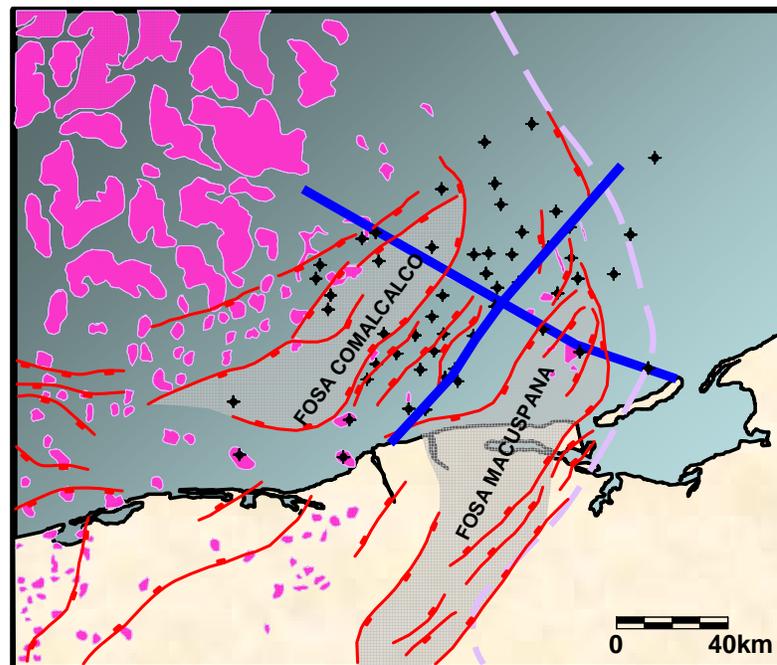


Figura 1.8. Mapa de la cuenca del sureste. Las zonas rosas representan la sal actual y las líneas azules corresponden a las secciones sísmicas regionales mostradas en la Figura 1.9.

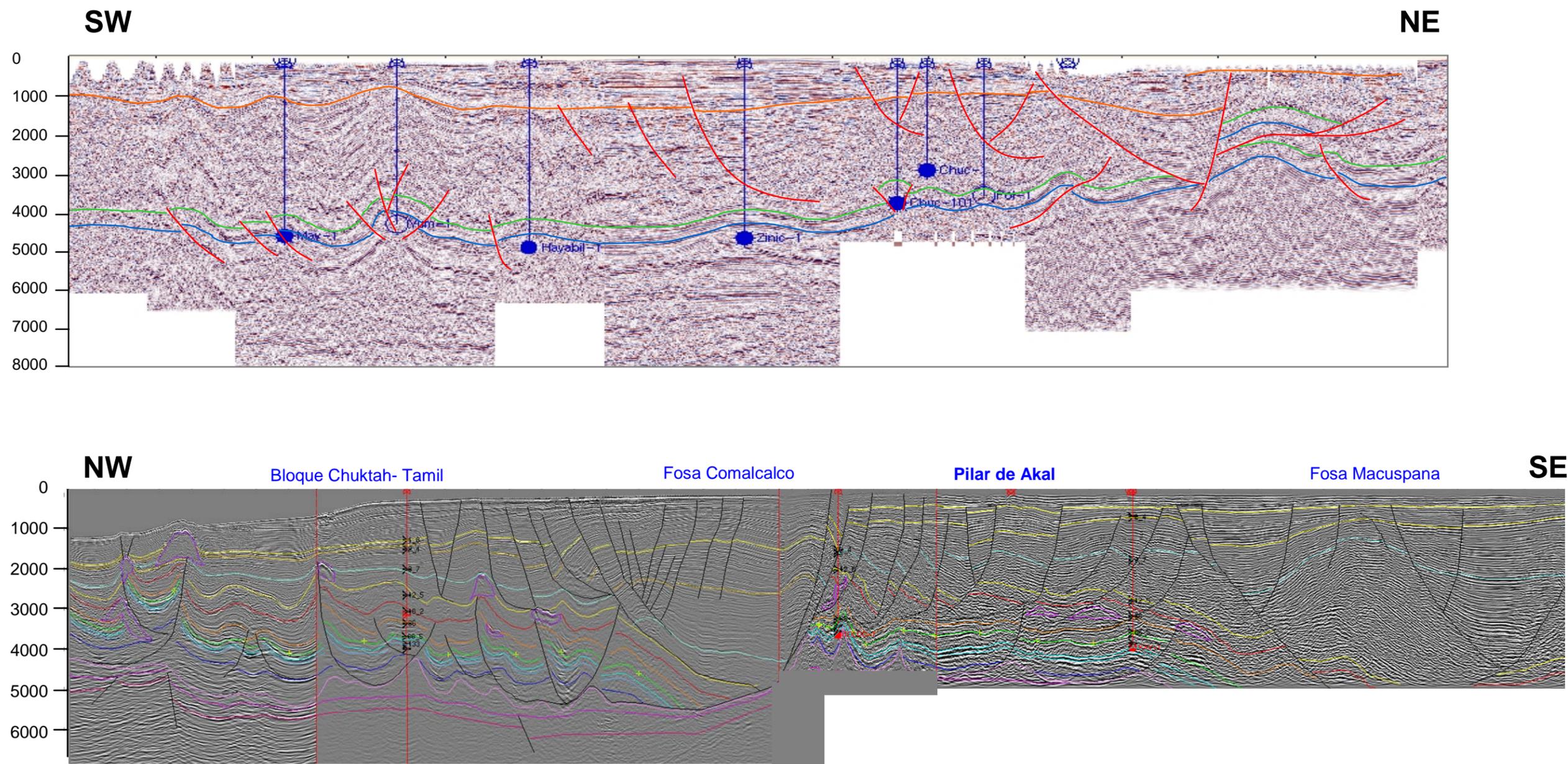


Figura 1.9. Secciones sísmicas regionales, la imagen superior corresponde a la sección con dirección NE, perpendicular a la línea de costa, y la inferior a la sección con dirección NW, paralela a la línea de costa.

1.6.2. Resolución Sísmica

El cubo sísmico que se utilizó para la presente tesis es un apilado 3D con postproceso realizado por la Compañía Mexicana de Geofísica (CMG). El reproceso incluye un análisis denso de velocidades de apilamiento. En los datos se observa una buena definición de los planos de fallas y continuidad de los eventos por lo que se puede realizar una interpretación sísmica estructural de los eventos que representan el yacimiento.

Los límites del cubo son: Líneas 2200 a 2660 y Trazas 1850 a 2250, lo que implica un área de 115 km² aproximadamente, siendo el tamaño del bin 25 x 25 (Figura 1.10). Las Figuras 1.11 y 1.12 muestran la traza y línea respectivamente desplegadas en color azul en la Figura 1.10.

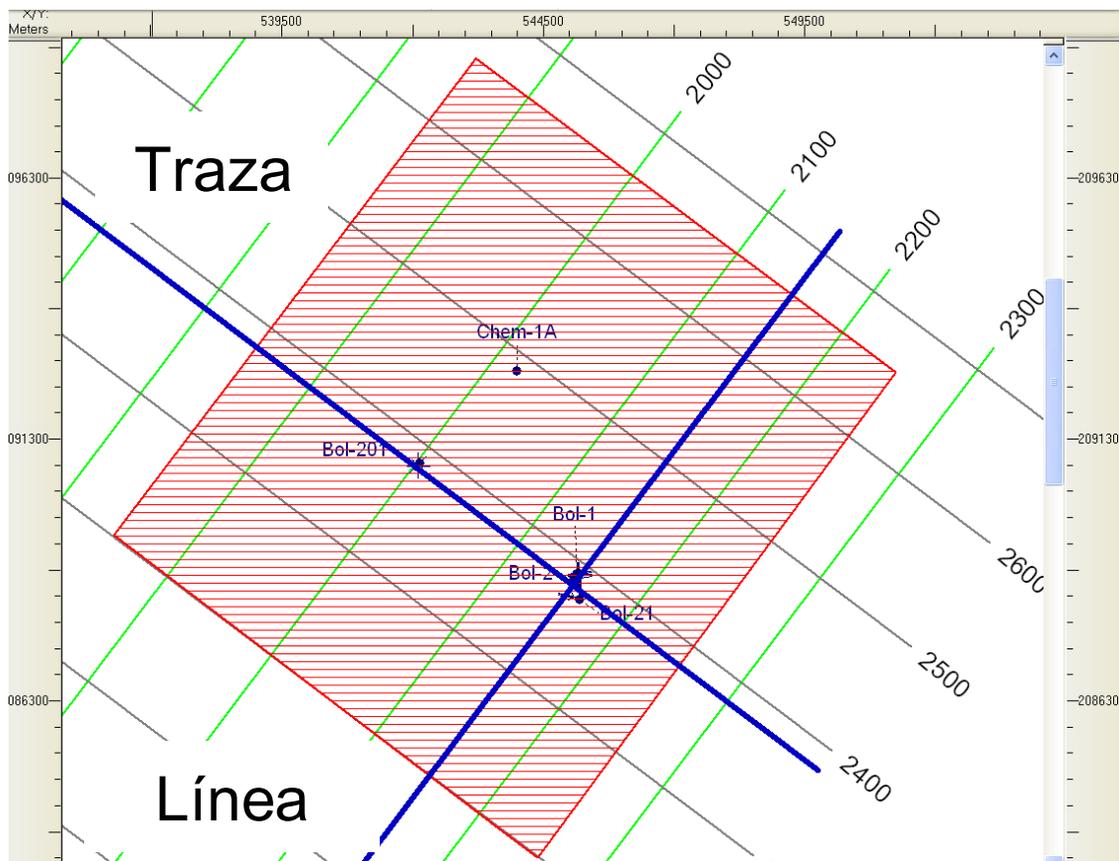


Figura 1.10. Dimensiones del cubo sísmico.

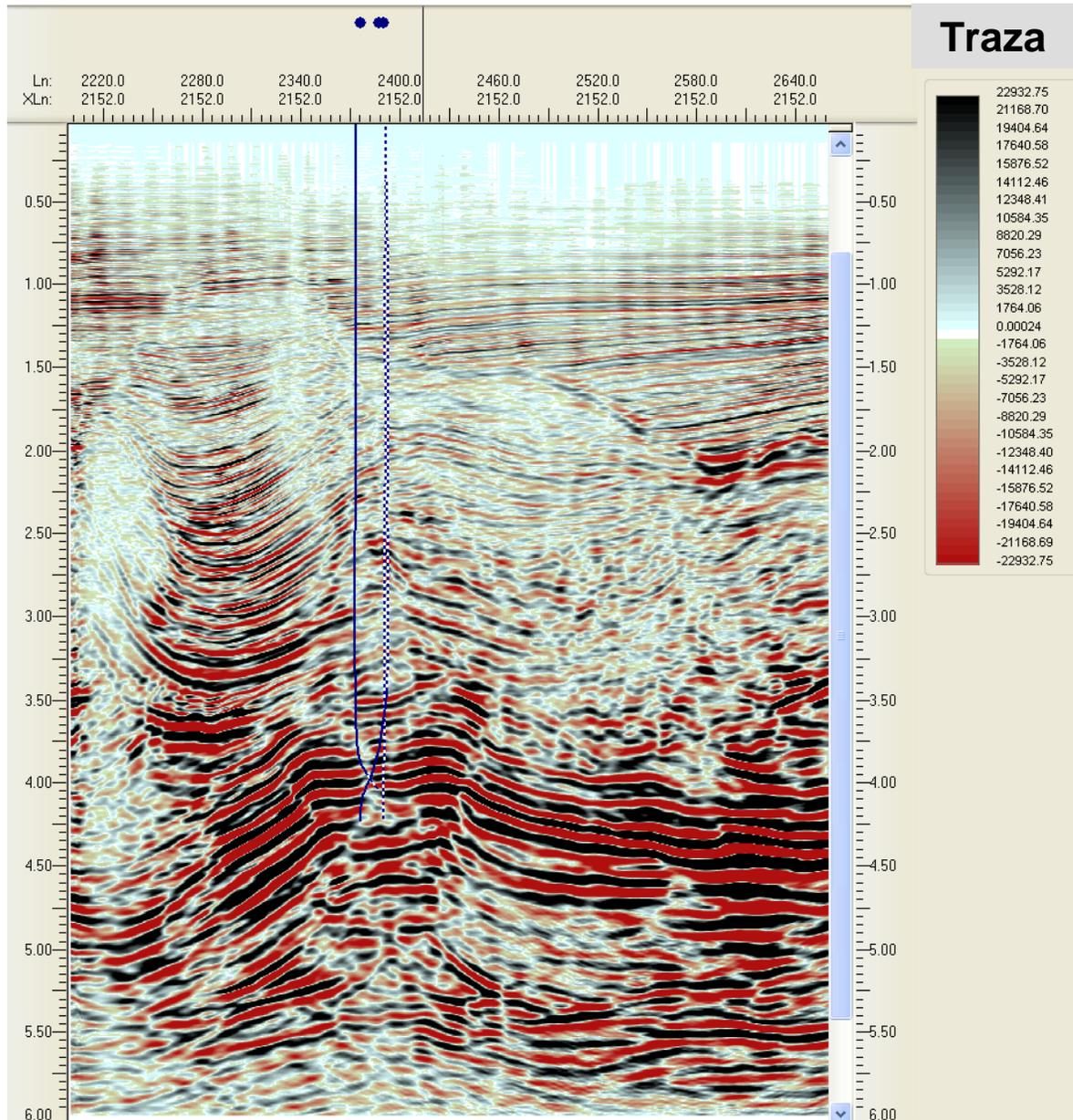


Figura 1.11. Sección sísmica en tiempo (segundos, s), traza 2152 mostrada en el mapa de Figura 1.10.

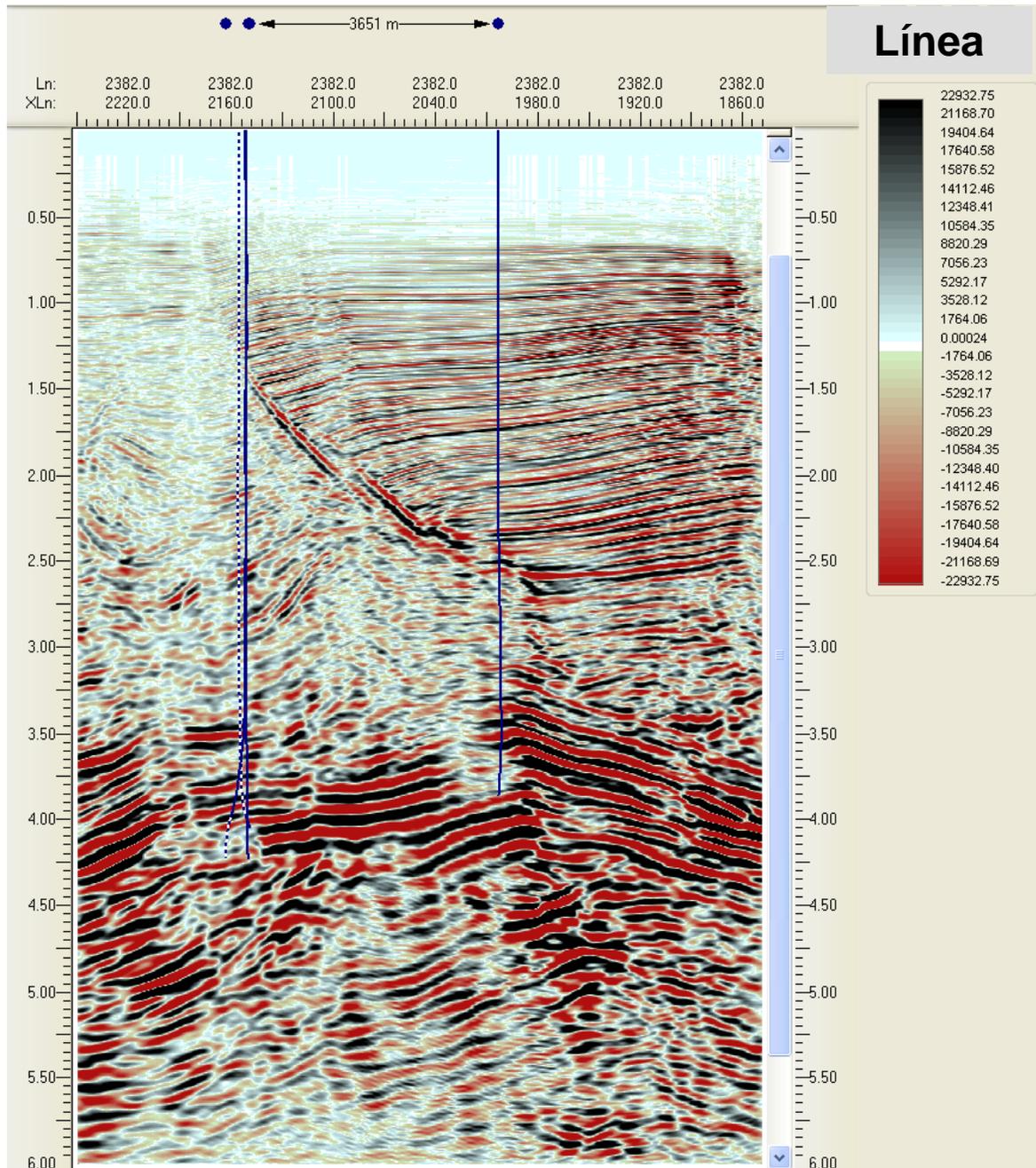


Figura 1.12. Sección sísmica en tiempo (segundos, s), línea 2382 mostrada en el mapa de Figura 1.10.

1.6.3. Ancho de banda

Como lo muestra la Figura 1.13 la frecuencia central de los datos está ubicada aproximadamente a 8 Hz. El espectro se obtuvo para una ventana de interés entre 3.75 y 4.35 s.

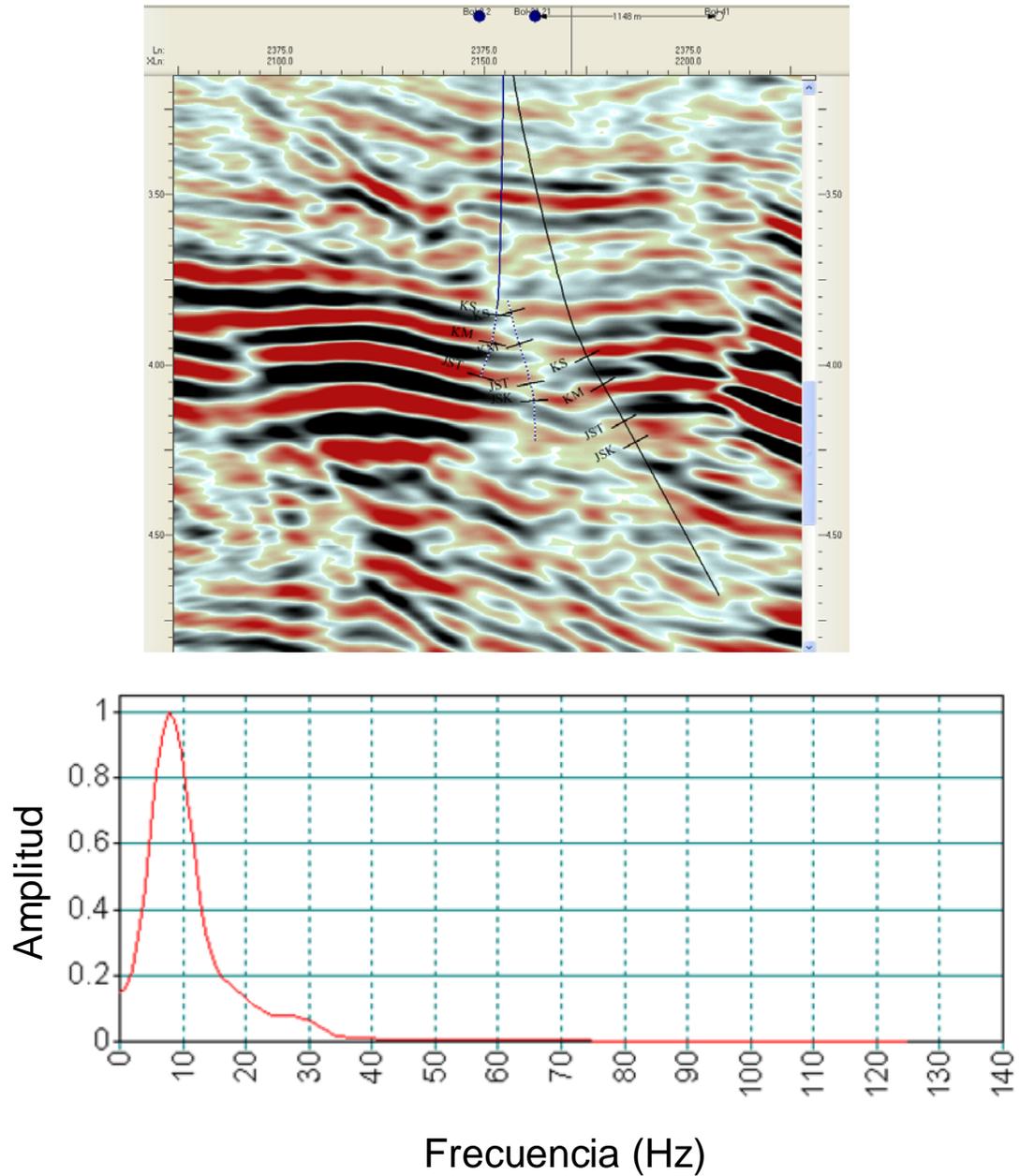


Figura 1.13. Espectro de frecuencia de la sísmica.

2. MODELO GEOLÓGICO

En este capítulo se presenta el proceso realizado para obtener el modelo geológico del área de estudio: como primer paso se hizo la interpretación sísmica estructural, la cual fue una de las tareas más importantes, en la que se utilizó el cubo sísmico y la información de pozos.

La interpretación sísmica empieza con el mapeo de estructuras a grande escala del área. Esta interpretación estructural principalmente consiste en la elaboración de horizontes y planos de falla. Los horizontes son superficies creadas por el interprete al seleccionar un reflector y seguirlo sobre el volumen. Una fractura en el subsuelo causada por esfuerzos tectónicos se le denomina falla. Las fallas causan discontinuidades en una estructura de capa que hacen más difícil el mapeo de horizontes.

El mapeo de horizontes estuvo basado principalmente en los datos de pozos. Los pozos existentes en el campo y disponibles para el estudio fueron: Bol-1, Bol-2, Bol-21, Bol-201, y Chem-1a.

El campo Bolontikú está asociado a un anticlinal que muestra rasgos predominantes de una deformación compresiva en la mayor parte de la estructura. En general esta estructura tiene una orientación NW-SE, en el flanco oriental se encuentra una falla inversa muy cerca del pozo Bol-1; que secciona el campo en bloques, además hay una

serie de fallas secundarias en el campo que no se observan muy bien debido a la resolución de los datos sísmicos. Como resultado de la interpretación estructural de los diferentes niveles interpretados se observa que se subdivide en bloques.

A nivel Jurásico Superior-Kimeridgiano, las dimensiones de la estructura son de 5 *km* de longitud y 2.3 *km* de amplitud como promedio, teniendo como cota mínima 4777 m en el pozo Bol-1 y el valor máximo de la estructura está dada por la curva con cota 6670 m y el Jurásico Superior-Titoniano constituye en este caso el sello lateral superior en el yacimiento. De acuerdo con los datos de PEP en el área de estudio las trampas asociadas al campo son de tipo estructural.

2.1. INTERPRETACIÓN SÍSMICA – ESTRUCTURAL

Los pasos a seguir para obtener del modelo estructural del campo fueron:

- 1) Calibración datos sísmicos-pozo.
- 2) Interpretación estructural en tiempo de 4 horizontes. Las cimas del Cretácico Superior (KS), Cretácico Medio (KM), Jurásico Superior-Titoniano (JST) y del Jurásico Superior-Kimeridgiano (JSK), utilizando como herramienta el software The Kingdom™.
- 3) Realización del modelo estructural en tiempo con el programa Gocad™.

La interpretación cubrió el área del cubo 115 km².

2.2. CALIBRACIÓN SÍSMICA-POZO

Se generaron los sismogramas sintéticos de los pozos Bol-1, Bol-2, Bol-21, Bol-201 y Chem-1a, para los cuales se emplearon los registros geofísicos de pozo, específicamente el sísmico (DT) y de densidad (Rhob).

El registro de tiempo de tránsito sísmico (DT) es el inverso de la velocidad (us/ft), que al multiplicarlo por la densidad resulta la impedancia acústica, con la cual, se calculan los coeficientes de reflexión, que indican los cambios de litología del subsuelo. Los coeficientes de reflexión se convolucionan con una ondícula, obteniendo finalmente el sismograma sintético. La ondícula se obtuvo a partir de una ventana de extracción de los datos sísmicos, la cual cambió para cada sismograma sintético.

A continuación se muestran los sismogramas sintéticos correspondientes a los pozos Bol-1, Bol-201 y Chem-1a:

Bol-1

La Figura 2.1 muestra los datos utilizados para la obtención del sismograma sintético Bol-1. La ventana de extracción para calcular la ondícula fue de 3700-4200 ms. Se observa que el ajuste para el Cretácico Superior es muy bueno, sin embargo para los niveles inferiores es más o menos bueno.

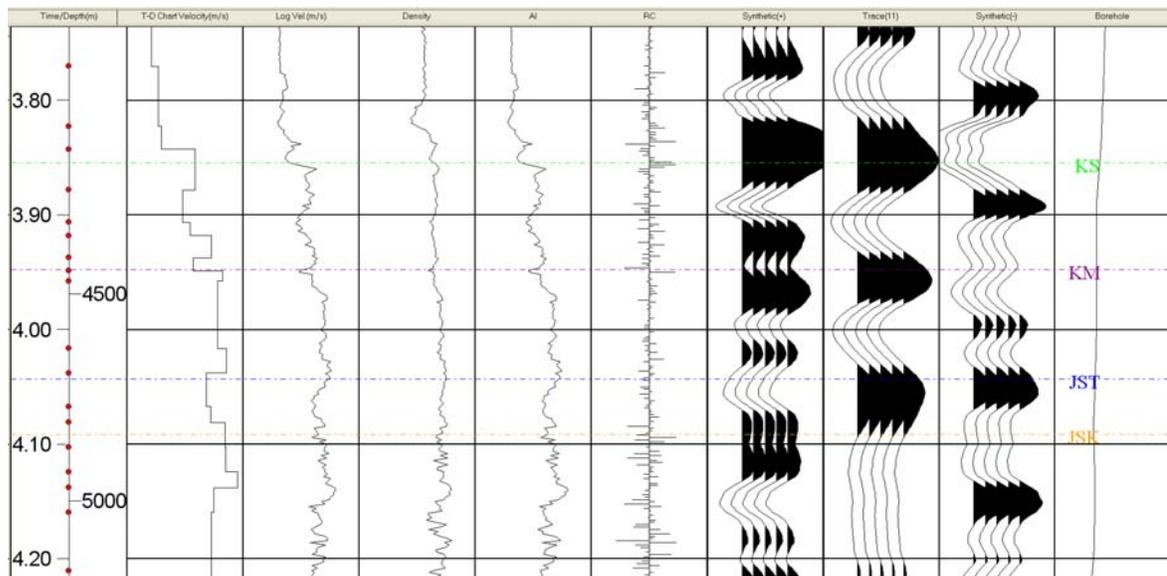


Figura 2.1. Sismograma sintético del pozo Bol-1. Panel 1: Escala Tiempo-Profundidad, 2: Velocidad, 3: Registro Sónico, 4: Densidad, 5: Impedancia Acústica, 6: Coeficientes de Reflexión 7: Sintético, 8: Trazo extraída del pozo, 9: Sintético con polaridad negativa y 10: trayectoria del pozo y cimas estratigráficas.

Bol-201

La Figura 2.2 muestra la calibración del sismograma sintético a la profundidad de interés. La ventana de extracción para la ondícula es de 3300-3900 ms.

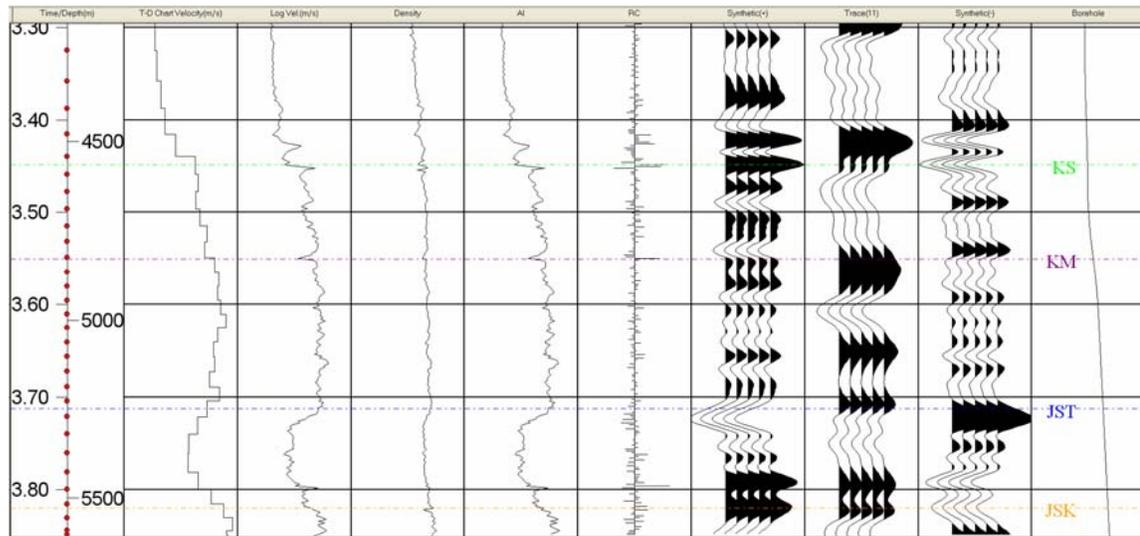


Figura 2.2. Sismograma sintético del pozo Bol-201. Panel 1: Escala Tiempo-Profundidad, 2: Velocidad, 3: Registro Sónico, 4: Densidad, 5: Impedancia Acústica, 6: Coeficientes de Reflexión 7: Sintético, 8: Traza extraída del pozo, 9: Sintético con polaridad negativa y 10: trayectoria del pozo y cimas estratigráficas.

Se observa que se tiene un buen ajuste entre la sísmica y el sismograma excepto al nivel de Cretácico Superior.

Chem-1a

La Figura 2.3 muestra el sismograma sintético de este pozo. El registro sónico utilizado fue editado, normalizado y ajustado a profundidad. Para la generación del sismograma sintético, se calculó la ondícula a partir de la sísmica utilizando una ventana de extracción de 3400 a 4100 ms.

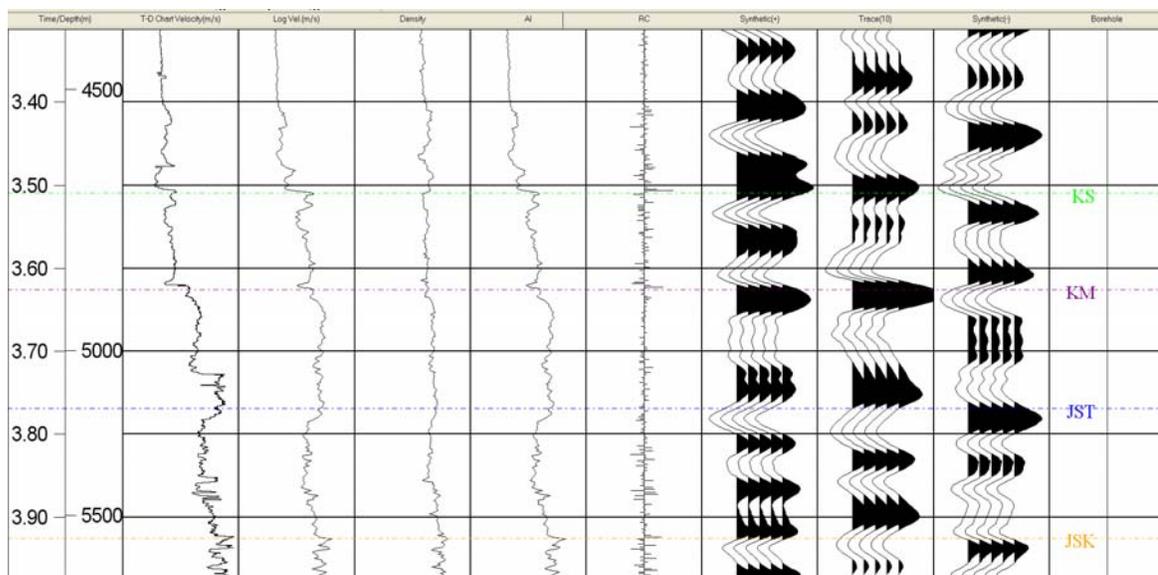


Figura 2.3. Sismograma sintético del pozo Chem-1a. Panel 1: Escala Tiempo-Profundidad, 2: Velocidad, 3: Registro Sónico, 4: Densidad, 5: Impedancia Acústica, 6: Coeficientes de Reflexión 7: Sintético, 8: Trazas extraídas del pozo, 9: Sintético con polaridad negativa y 10: trayectoria del pozo y cimas estratigráficas.

2.3. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

La interpretación sísmica contempló los niveles Cretácico Superior (KS), Cretácico Medio (KM), Jurásico Superior-Titoniano (JST) y Jurásico Superior-Kimeridgiano (JSK). La interpretación fue cada 10 líneas X 10 trazas y se llevó a cabo partiendo de reflejos que fueran más consistentes y continuos. En las partes muy complejas la malla se interpretó cada 5 líneas X 5 trazas.

Los horizontes fueron interpretados en las siguientes polaridades:

- Cretácico Superior: KS -----positivo
- Cretácico Medio: KM -----positivo
- Jurásico Titoniano: JST-----positivo
- Jurásico Kimeridgiano: JSK----negativo

El mapa de la Figura 2.4, muestra la configuración estructural en tiempo (s) y los respectivos cortes de fallas en la cima del Jurásico Superior-Kimeridgiano.

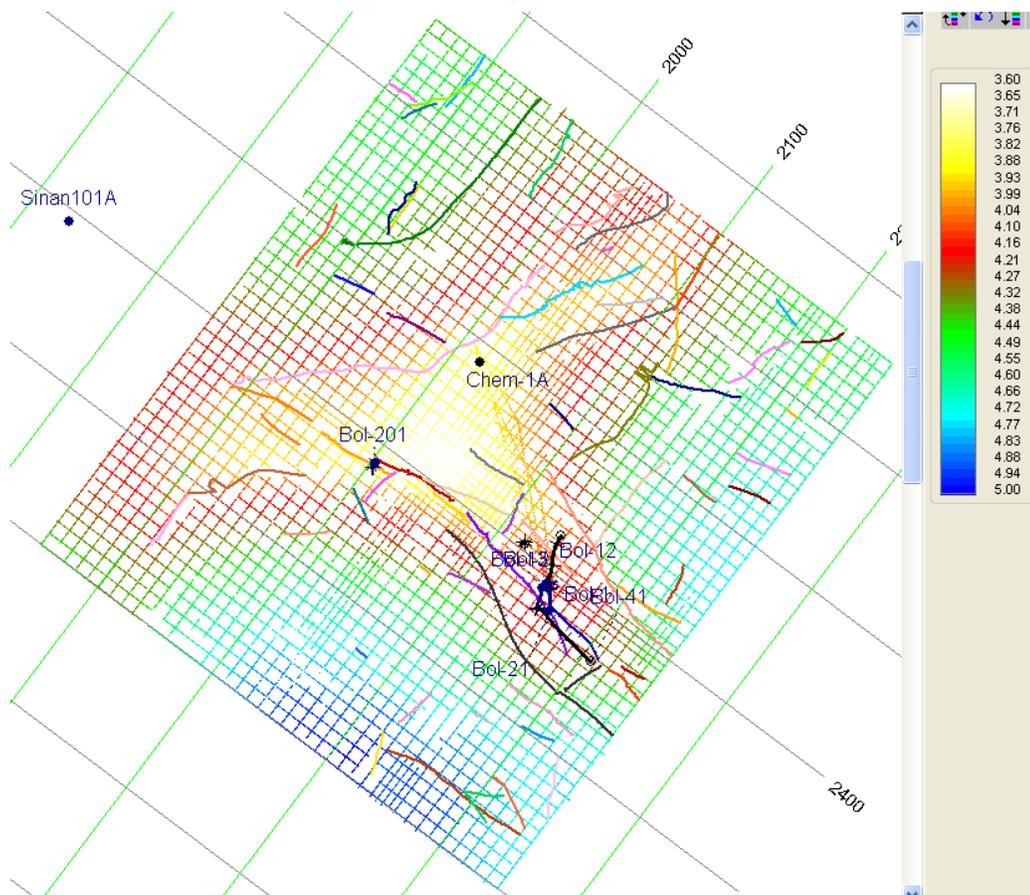


Figura 2.4. Mapa estructural en tiempo (segundos, s) de la cima del Jurásico Superior-Kimeridgiano.

Con el fin de tener una correlación congruente entre los pozos Chem-1A y el Bol-1 se decidió seleccionar el nivel JSK en negativo, de haber hecho lo contrario, es decir seleccionar el positivo, la correlación sería buena para el pozo Chem-1A pero demasiado baja para el Bol-1. Así que podemos decir que se eligió el reflector promedio entre los marcadores del JSK para ambos pozos.

Una vez realizada la malla de interpretación se generaron los mapas interpolados. La Figura 2.5 muestra el mapa interpolado de la cima del Jurásico Superior-Kimeridgiano, la línea AA' corresponde a una sección arbitraria dirección NW entre los pozos Chem-1A y Bol-1 de la Figura 2.6, en la que se observa claramente lo anteriormente expuesto, y el cambio de espesor de un pozo a otro.

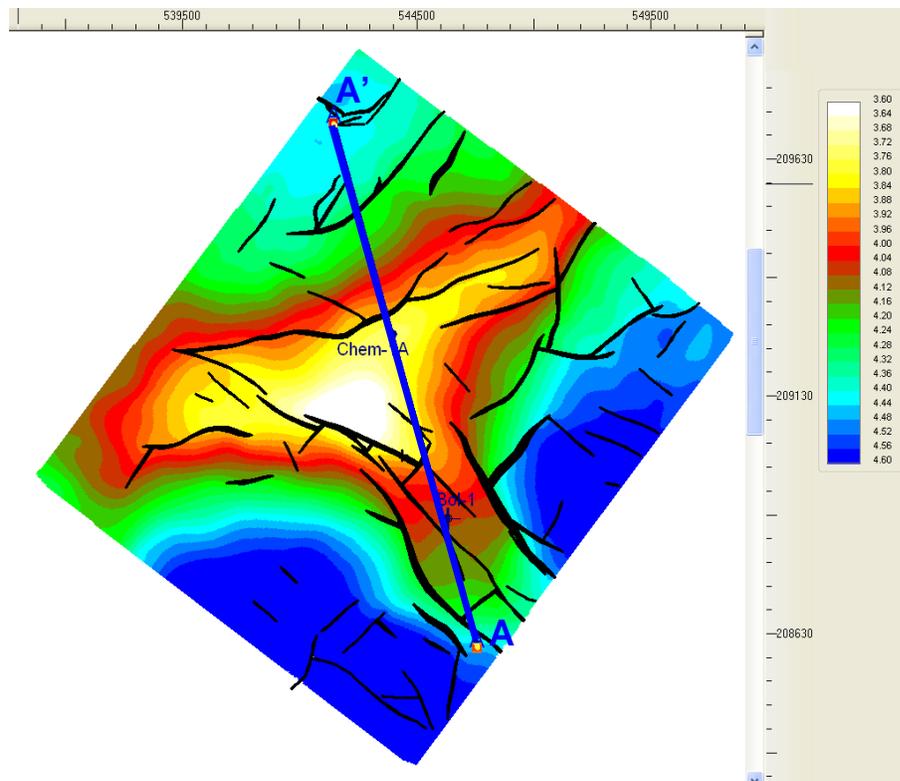


Figura 2.5. Mapa Estructural en tiempo (segundos, s) de la cima del Jurásico Superior-Kimeridgiano.

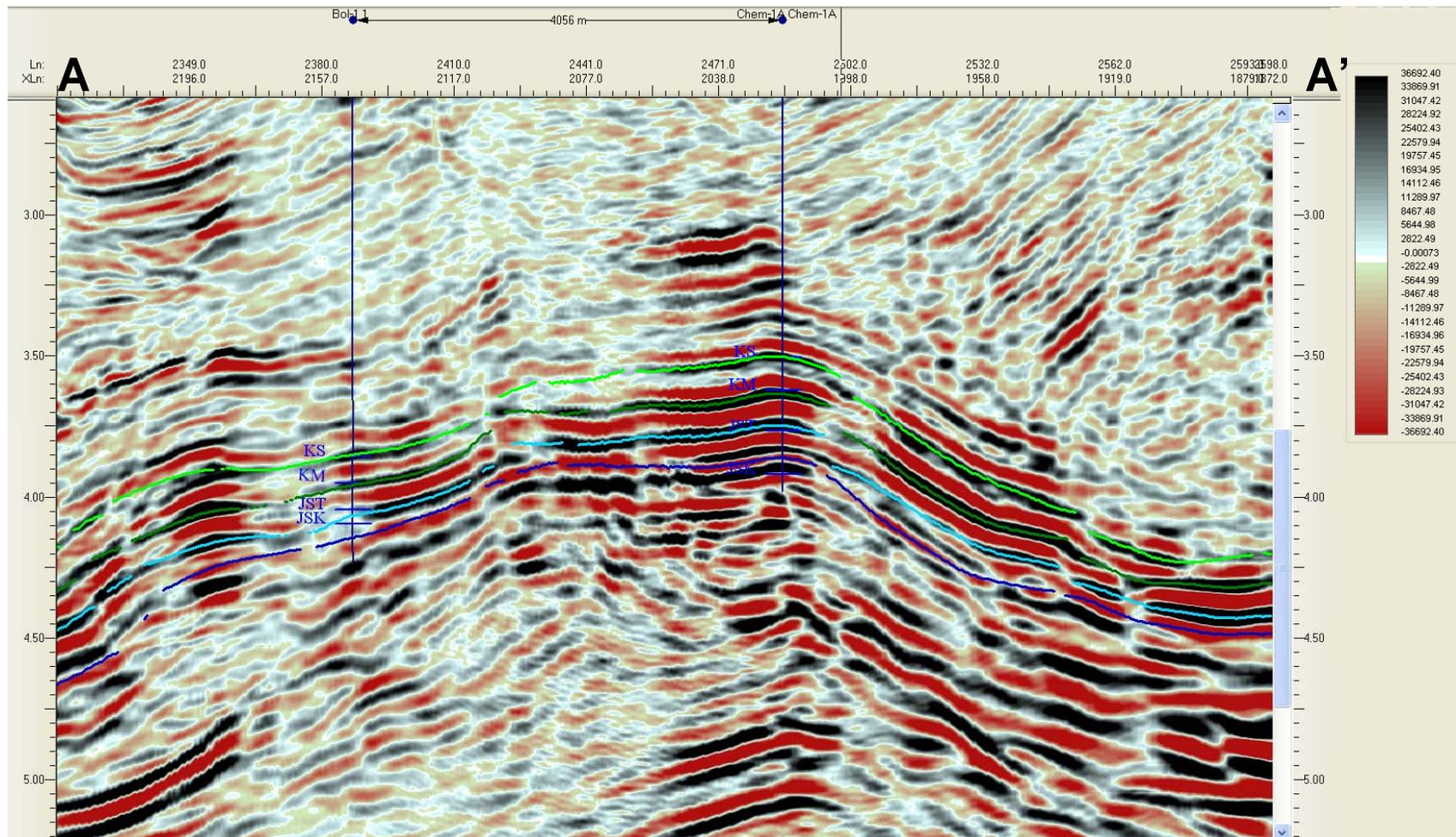


Figura 2.6. Sección sísmica arbitraria, en tiempo (segundos, s), que pasa por los pozos Chem-1A (derecha) y Bol-1 (izquierda). Se pueden distinguir los horizontes sísmicos KS, KM, JST y JSK.

La Figura 2.7 muestra una línea sísmica al sur del área de estudio (línea azul del mapa), en la que se observan intrusiones salinas y la estructura de tipo pop-up, es decir el pliegue de caja relativamente simétrico, con fallas inversas a los costados generadas por eventos compresivos y fallas normales al centro formando un parte de colapso generado en el momento de relajación.

Los horizontes interpretados fueron convertidos en mallas, suavizados y se les agregaron contornos estructurales, generándose mapas de área como los que se muestran en las Figuras 2.8 y 2.9, las cuales corresponden a los mapas del KS-KM y JST-JSK respectivamente.

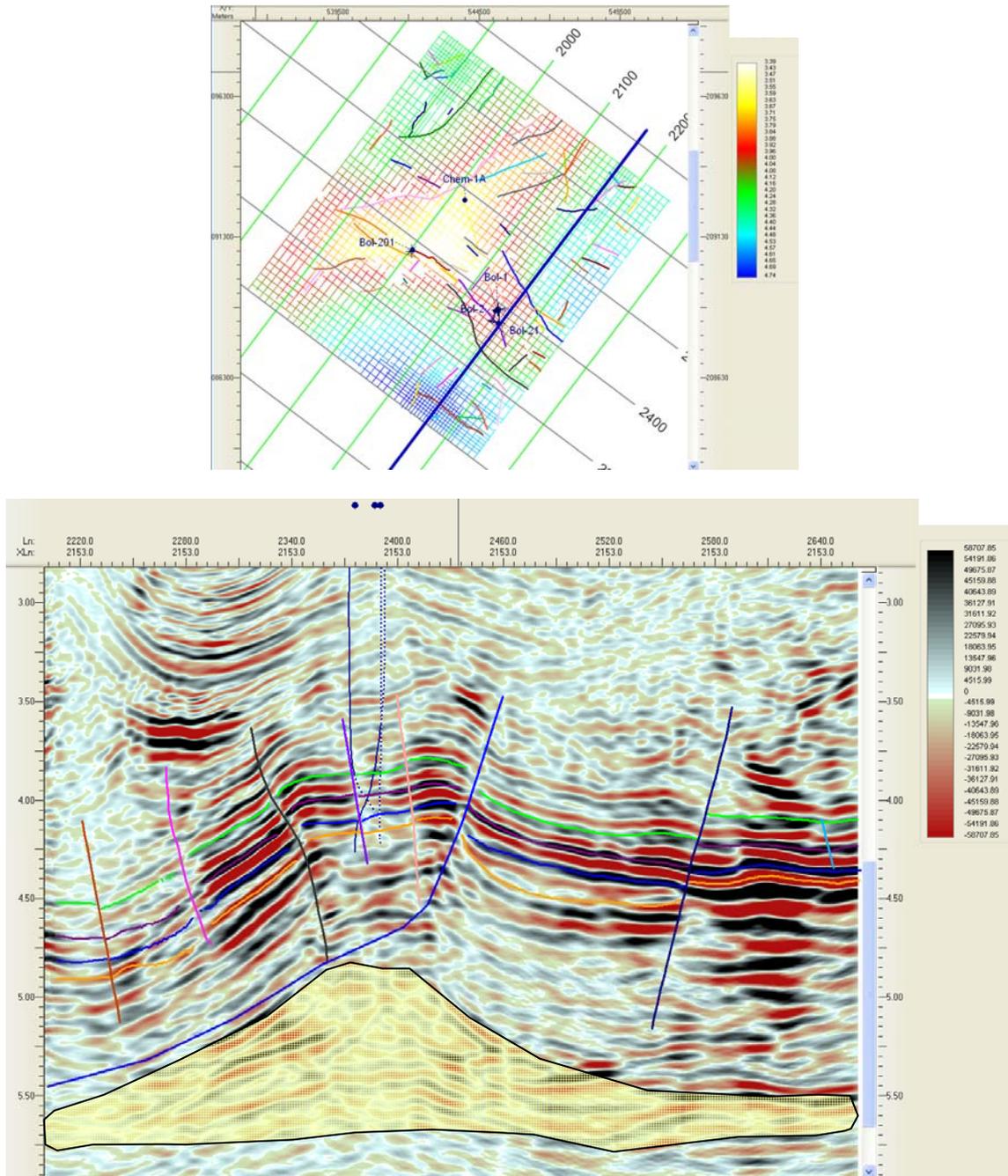


Figura 2.7. Pliegue estructural al sur del área de estudio

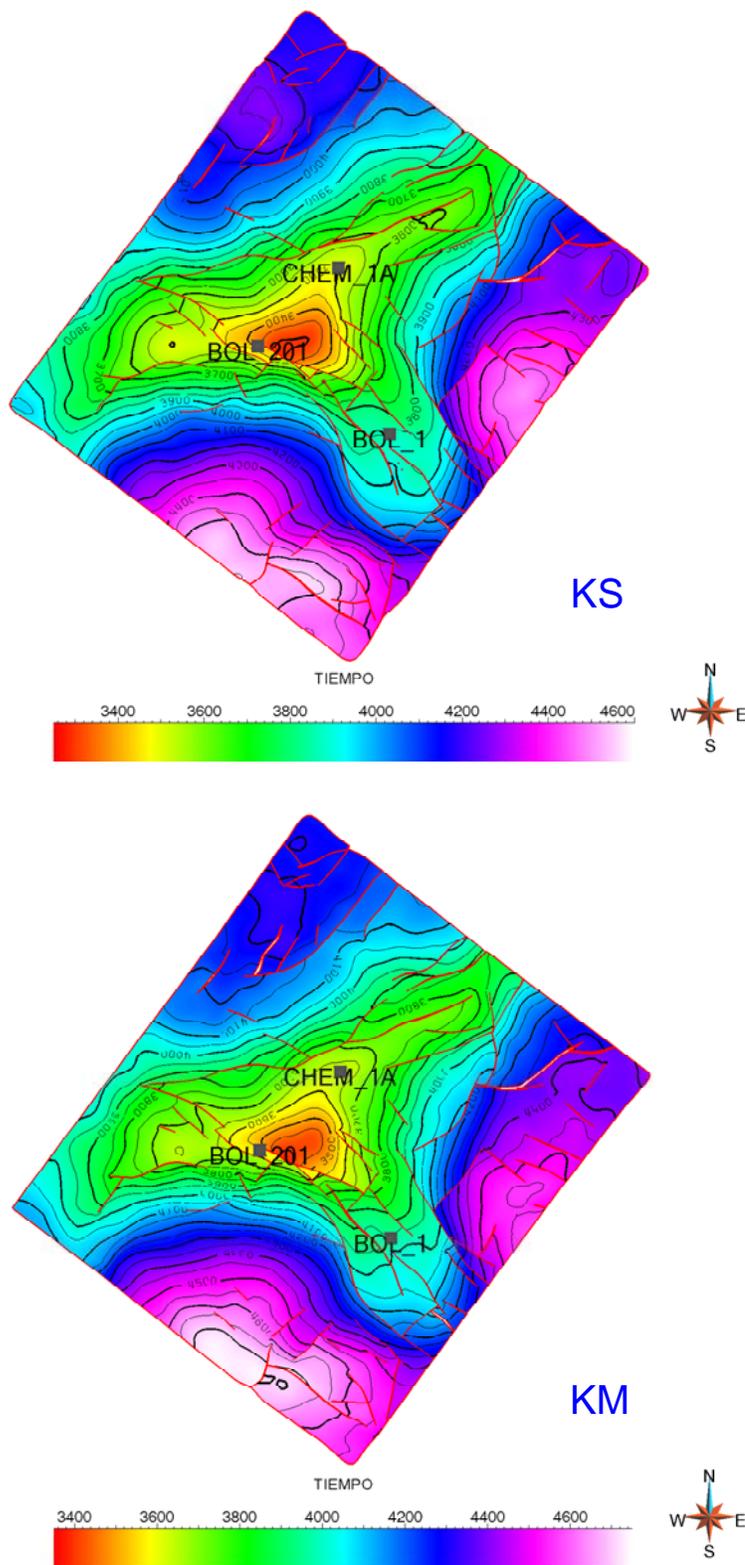


Figura 2.8. Mapas estructurales en tiempo (milisegundos, *ms*) a la cima del KS (superior) y KM (inferior).

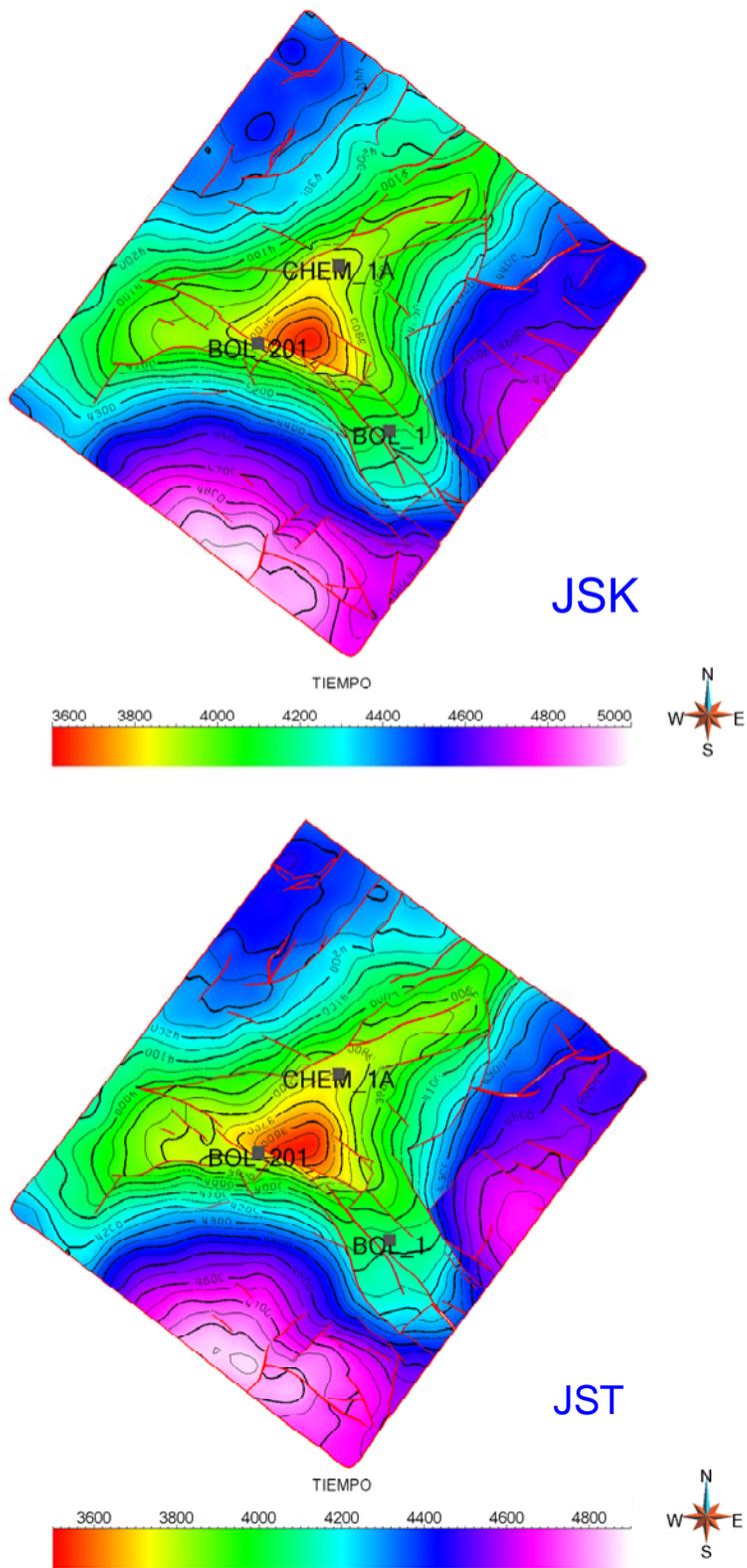


Figura 2.9. Mapas estructurales en tiempo (milisegundos, *ms*) a la cima del JST (superior) y JSK (inferior).

Adicionalmente se incluyen vistas tridimensionales de las cimas del Cretácico Superior y el Cretácico Medio en la que claramente se observa la forma de la estructura, Figura 2.10.

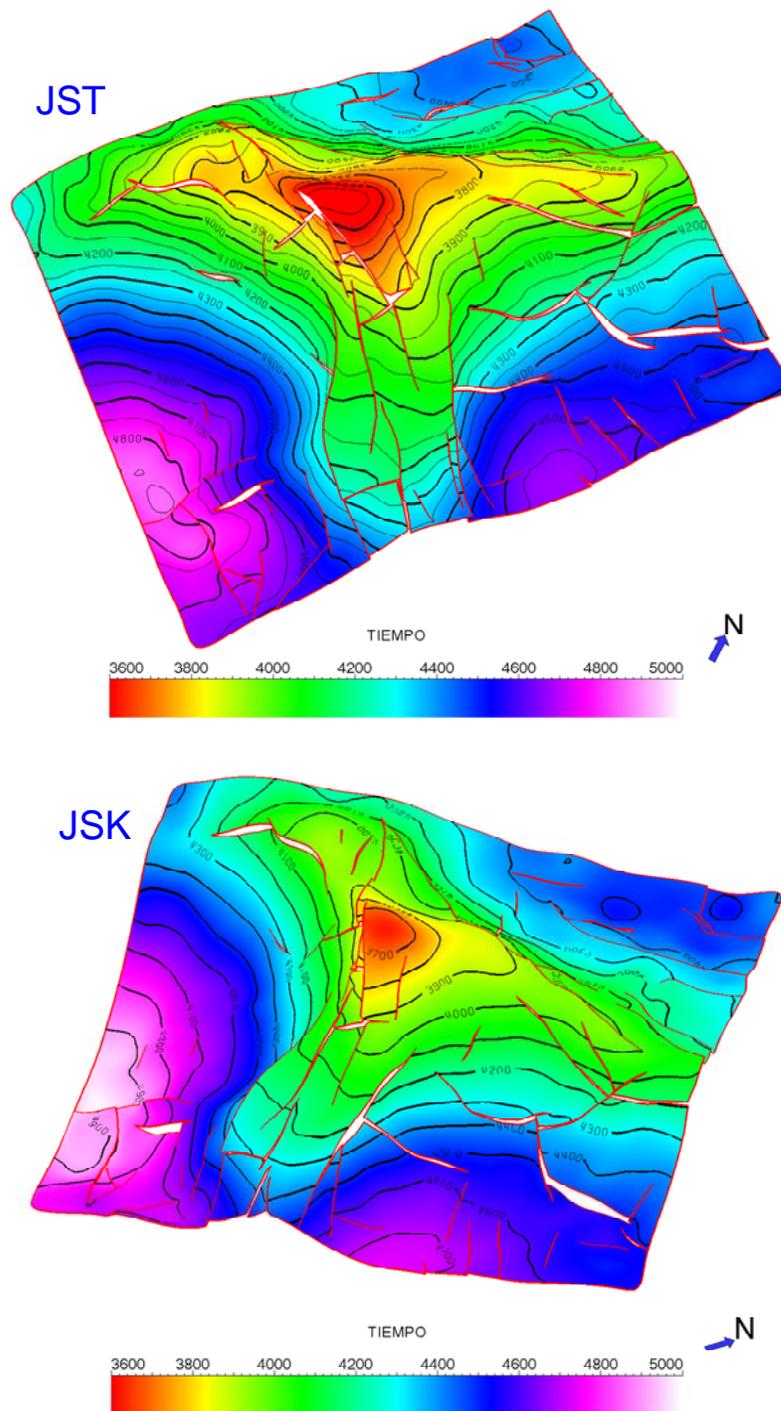


Figura 2.10. Vistas tridimensionales de las cimas del JST (superior) y JSK (inferior).

3. ATRIBUTOS SÍSMICOS

3.1. ASPECTOS GENERALES

Los atributos sísmicos usados para la caracterización del yacimiento son: variaciones temporales y espaciales de amplitud de reflexión, fase de la reflexión, frecuencia de la ondícula, y la forma de la ondícula. Las interpretaciones estratigráficas y estructurales basadas en los estudios sísmicos se hacen analizando patrones superficiales de estos atributos sísmicos a lo largo de horizontes sísmicos seleccionados. Cualquier procedimiento que extrae y despliega la amplitud, fase, frecuencia o forma de la traza sísmica en un formato entendible y conveniente es una herramienta para la caracterización de yacimientos, la cual se conoce como atributo sísmico.

En otras palabras, los atributos sísmicos son diferentes formas de analizar y desplegar las reflexiones sísmicas por medio de diferentes algoritmos matemáticos cuyo fin es extraer la mayor cantidad de información relevante para la caracterización de un yacimiento. Chopra y Marfurt (2005) realizaron una reseña de los atributos sísmicos en el que se muestra su evolución ligada a las tecnologías de cómputo.

Dentro de los principales objetivos de una interpretación basada en atributos sísmicos, está el extrapolar la información obtenida en el pozo, como espesor del yacimiento, porosidad y saturación de hidrocarburos a un análisis bidimensional en secciones sísmicas, o 3D en cubos sísmicos. Las herramientas de predicción incluyen estadística multivariable y redes neuronales aplicadas a atributos sensibles a la amplitud y al espesor.

El segundo objetivo de la interpretación basado en atributos sísmicos es reconstruir la historia tectónica, depositacional y diagenética de la zona de estudio, la cual nos permite inferir la litología, porosidad, capa sello, densidad de fractura y orientación de fracturas.

Tercero, los atributos sísmicos pueden proveer control de calidad en el procesamiento de datos. Al interpretar en cortes de tiempo (*time slices*) los analistas pueden fácilmente identificar características geológicas tales como fallas y canales, o bien artefactos de procesamiento tales como falsas estructuras y huellas de adquisición, lo que permite optimizar los parámetros de procesamiento (Chopra y Marfurt, 2006).

Los atributos sísmicos pueden ser derivados de la traza compleja o bien a través de análisis estadísticos de amplitud y de frecuencia, espectrales y de correlación.

3.1.1. Clasificación de los Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos pueden ser clasificados de diferentes formas; estas clasificaciones han cambiado a través de los años, la manera más común de clasificarlos es de acuerdo a la utilidad identificable en los mismos. Taner *et al.* (1994) dividen los atributos en dos categorías: geométricos y físicos. Los atributos geométricos realzan la visibilidad de las características geométricas de los datos sísmicos; estos incluyen echado, azimut y continuidad. Los atributos físicos están relacionados con los parámetros físicos del subsuelo y por lo tanto con la litología. Estos incluyen amplitud, fase y frecuencia. La clasificación puede dividirse aún más en atributos pre-apilamiento y post-apilamiento antes o después de la migración (Taner, 2001). Otra clasificación frecuentemente utilizada es la empleada por Brown (1996, 2001) quien clasifica los atributos de acuerdo al dominio donde se obtienen (tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación). Chen y Sydney (1997) basan la clasificación en categorías dinámicas/cinemáticas y categorías de características geológicas de yacimiento. Barnes (1997) desarrolló una clasificación de atributos de traza compleja dependiendo de la relación entre los diferentes atributos y los datos sísmicos. Comúnmente se les denomina atributos instantáneos. En los últimos años se han desarrollado los atributos espectrales, los cuales se aplican en la caracterización de yacimientos debido a que los cambios en las características espectrales y de amplitud de la señal sísmica pueden estar asociados a la presencia de fluidos y fracturas dentro del sistema de rocas (Del-Valle-García y Ramírez-Cruz, 2006). Con el fin de cubrir los objetivos de la presente tesis se hará hincapié en los atributos instantáneos y en los atributos geométricos.

3.1.2. Atributos instantáneos

Los atributos instantáneos son calculados muestra a muestra, y representan variaciones instantáneas de varios parámetros. Barnes (1997) reconoció la amplitud y la fase como atributos fundamentales de los cuales todos los otros son derivados. Los atributos más comunes de este tipo son *amplitud instantánea o envolvente de amplitud*, *fase instantánea* y *frecuencia instantánea* (Figura 3.1).

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

Figura 3.1. Características principales de los atributos instantáneos (tomada de AAPG, 2003).

Los valores instantáneos de atributos tales como, la envolvente de la traza, sus derivadas, la frecuencia y la fase pueden ser determinadas de trazas complejas. En el apéndice A se aborda a detalle el concepto de traza compleja, y de la transformada de Hilbert, los cuales son conceptos imprescindibles para el estudio de atributos instantáneos.

Por otro lado, los atributos instantáneos y las tecnologías de visualización 3D, tales como discontinuidad y cubos de inversión, integrados con información petrofísica e información de litofacies proporcionan nuevas formas para delinear arquitecturas carbonatadas y sistemas de poros (Sarg y Schuelke, 2003).

Amplitud Instantánea

La amplitud instantánea es una función definida positiva significando que su valor numérico es siempre positivo. Se grafican ambas, una función positiva y una función negativa para enfatizar el concepto de que es la envolvente de ambas partes, real e imaginaria de la traza compleja.

Los valores altos de amplitud instantánea están asociados a eventos producidos por contrastes grandes de impedancia tales como discordancias, cambios en los ambientes de depósito, fallas, etc. así como también con acumulaciones de gas (Taner *et al.* 1979).

Fase Instantánea

Al aplicar la ecuación de fase instantánea a las componentes real e imaginaria de la traza sísmica compleja produce la función fase instantánea. A pesar de que la fase es una función positiva que incrementa monótonicamente en magnitud con el tiempo, es frecuentemente graficada como una función repetitiva teniendo límites de 0° a 360° ($0 - 180$ a 180°).

Este atributo es un valor asociado a un punto en el tiempo, y puesto que los frentes de onda están definidos como líneas de fase constantes, el atributo de fase es también un atributo físico y puede ser usado como un discriminador para clasificaciones de forma geométrica. La fase instantánea es un buen indicador de continuidad lateral y relaciona a la componente de fase de propagación de onda; es usado para calcular la velocidad de fase y obtiene una visualización detallada de elementos estratigráficos.

Frecuencia Instantánea

La frecuencia Instantánea está asociada a un punto en el tiempo, responde a efectos de propagación de onda y características deposicionales, por lo que se considera un atributo físico y puede ser usada como discriminador efectivo. Además, ya que la mayoría de los eventos de reflexión están asociados con la superposición de reflexiones individuales, provenientes de un número de reflectores cercanamente espaciados, ésta puede producir un patrón de frecuencia característico de la reflexión compuesta (Taner, 2000).

3.1.3. **Atributos Geométricos**

De acuerdo a Taner (2001) los atributos geométricos describen la relación espacial y temporal de todos los otros atributos. Chopra y Mafurt (2006) muestran que los atributos geométricos definen la morfología y la variabilidad lateral de los reflectores sísmicos. La continuidad lateral medida por la semblanza es un buen indicador de similitud de estratos así también como de discontinuidad. Los echados de los estratos y las curvaturas dan información deposicional. Los atributos geométricos son también usados para interpretación estratigráfica puesto que definen eventos característicos y sus relaciones espaciales, y pueden ser usados para cuantificar características que directamente asistan en el reconocimiento de patrones deposicionales, y la litología relacionada. Los mapas de echado y azimut de reflectores sísmicos interpretados son usados rutinariamente para mapear fallas discretas en interpretaciones sísmicas convencionales. Los mapas de curvatura son usados para predecir fracturas, y los mapas derivados de la amplitud pueden ser usados con mapas de borde de acumulación de hidrocarburos. Chopra y Mafurt (2006) sub-dividen los atributos geométricos en:

Echado y Azimut

Se han desarrollado algoritmos que permiten calcular volúmenes 3D de echado y azimut del reflector (reflector dip y azimut) sin necesidad de interpretar un horizonte dado. Además de ser una herramienta de interpretación importante, el echado y el azimut definen una superficie de reflector local sobre la cual se pueden detectar discontinuidades, o inversamente, a lo largo del cual podemos filtrar datos para extraer su componente de coherencia.

Los cubos de echado y azimut sólo muestran cambios relativos en echado y azimut ya que en general no se tiene una conversión tiempo profundidad exacta.

El echado aparente se calcula a partir de los números de onda instantáneos k_x y k_y , los cuales son las derivadas en x y y de la fase instantánea ϕ . Se calculan los echados aparentes p y q medidos en ms/m a partir de las siguientes ecuaciones:

$$k_x = \frac{\partial \phi}{\partial x} \quad \text{y} \quad k_y = \frac{\partial \phi}{\partial y} \quad \text{Números de onda en línea y traza respectivamente.}$$

$$p = \frac{k_x}{\omega} \text{ Número de onda instantáneo.}$$

$$q = \frac{k_y}{\omega} \text{ Echado aparente instantáneo.}$$

Coherencia

La técnica de coherencia despliega las discontinuidades (es decir fallas y características estratigráficas). La coherencia, es una medida de la similitud entre formas de onda sísmicas adyacentes (Neidell y Taner, 1971). Geológicamente las formas de onda sísmica altamente coherentes indican litologías lateralmente continuas y posibles yacimientos de hidrocarburos altamente cargados. En contraste, cambios abruptos en la forma de onda da como resultado una baja coherencia indicando fallas, fracturas, diapiros de arcilla o sal, karts, bordes de canal y complejos de transporte de masas (Chopra y Marfurt, 2006).

En los últimos años se han desarrollado algoritmos para mejorar la resolución de la coherencia, Reyes-Ramos y Campos-Enriquez (2007) obtienen una mejora en la resolución de la coherencia aplicando una corrección por echado mediante técnicas de optimización numérica.

Es importante al calcular la coherencia como cualquier atributo sísmico, considerarse si se aplica a un horizonte de interés o se aplica a una ventana de datos para después extraer un corte de tiempo (*time slice*). Un atributo sísmico generado con base en un horizonte tiende a ser dependiente de la selección del intérprete y en este sentido no es un proceso objetivo. Esto debe tenerse en mente al interpretar un mapa de atributos, ya que una interpretación pobremente definida por reflectores discontinuos de algunas unidades carbonatadas pueden ser poco confiables. Para extraer un atributo de la interpretación de un horizonte se debe tomar en cuenta fundamentalmente la geología de la unidad. La alternativa para no incurrir en falsas interpretaciones es tomar "*time slices*" de atributos que puedan ser cortados indiscriminadamente y no ligados a un horizonte de interés (Zeng *et al.*, 2001).

Curvatura y Forma del reflector

La curvatura del reflector y su forma comprenden una tercera familia de atributos geométricos. En análisis 3D se define curvatura en términos de círculos ortogonales tangentes a una superficie de reflector. Por lo tanto una aproximación de la curvatura es independiente de las rotaciones volumétricas y las traslaciones del reflector. La definición de formas cuadráticas 3D se expresa como una función de la curvatura más positiva, k_{pos} , y la curvatura más negativa k_{neg} . Por definición $k_{\text{neg}} \leq k_{\text{pos}}$, por lo tanto si ambos k_{pos} y k_{neg} son menos que cero tenemos un anticlinal y si ambos son mayores que cero tenemos un domo, y si ambos son cero tenemos un plano. Existe una multiplicidad de atributos de curvatura, por mencionar algunos están los atributos de bases matemáticas, curvatura máxima y mínima; los más útiles para la interpretación estructural: curvatura más positiva y curvatura más negativa; y los establecidos en la predicción de fracturas, curvatura gaussiana, de echado y de rumbo.

Este atributo permite identificar algunas características geométricas. Las *fracturas abiertas* son una función del rumbo de los lineamientos de la curvatura y el azimut mínimo del esfuerzo horizontal, *los canales* aparecen en imágenes de curvatura si hay una compactación diferencial; y *las fallas* aparecen en imágenes de curvatura si hay un cambio en el reflector de echado a lo largo de la falla, arrastre del reflector, si el desplazamiento de la falla es de resolución sísmica más bajo, o si el límite de la falla es sub o sobre migrada.

3.2. INTERPRETACIÓN DE ATRIBUTOS SISMICOS

El proceso de interpretación de atributos estructurales y su relación con el modelo de fracturamiento en el campo Bolontikú se basó en dos fases simultáneas. En la primera fase se interpretó y evaluó el nivel de fracturamiento observado en el cubo sísmico, donde patrones de dirección y densidad fueron interpretados en los niveles de interés (KS y JSK). Durante la segunda fase estos patrones de fracturamiento fueron asociados con las direcciones de fracturamiento observados en los pozos perforados en el área.

Se generaron diferentes atributos geométricos, de los cuales se determinó que los atributos que mejor definen la intensidad y orientación de las zonas fracturadas son:

- Similitud (similarity), también conocida como coherencia.
- Frecuencia instantánea (instantaneous frequency).
- Dirección de buzamiento (dip azimuth).
- Cambio de buzamiento (dip variance).
- Buzamiento instantáneo (instantaneous dip).

El buzamiento instantáneo calcula la derivada espacial de la fase instantánea en direcciones de las líneas y las trazas, obteniéndose dos componentes de la fase actual del vector del buzamiento: la máxima dirección del buzamiento y su azimuth. La longitud de este vector se denomina fase de máximo buzamiento. Se expresa en (grados de fase)*10/m. Este cálculo es realizado muestra por muestra y es válido para buzamientos de hasta 180 grados.

La frecuencia instantánea se mide en Hertz (Hz) y es la tasa de cambio de la fase sobre el tiempo. El cubo empleado en la interpretación está normalizado y equivale a la derivada de la arcotangente de la frecuencia.

La similitud (coherencia) se calcula sobre la base de la correlación o grado de igualdad que existe traza a traza en una ventana de interés, se trata de un atributo con unidades adimensionales. Por lo general los cambios o falta de correlación entre las trazas están asociados a la existencia de fallas.

La dirección de buzamiento se calcula sobre la base de la derivada del buzamiento instantáneo para cada muestra y se representa con luminosidad desde el norte, por lo que resalta de manera muy clara los lineamientos estructurales en la dirección perpendicular (este-oeste). Este atributo está dado en grados.

Todos los atributos sísmicos interpretados fueron creados con el programa The Kingdom Suite™ de SMT (Seismic Micro-Technology), con licencia de atributos de la empresa Rock Solid Images™.

A continuación se muestran cada uno de estos atributos y su relación con los sistemas de fracturas obtenidos de datos de núcleo.

3.3. FRECUENCIA INSTANTÁNEA

En la Figura 3.2 se muestra el atributo de frecuencia instantánea para el nivel del Cretácico Medio, arriba se muestra el atributo como tal, se pueden observar los alineamientos con muy buena resolución, de manera que se logran ver los diferentes sistemas de fracturas, la imagen inferior muestra el atributo de frecuencia instantánea y el sistema de fallas interpretado superpuesto (polígonos azules). Las Figuras A.1 y A.2 del anexo 1 muestra el atributo de frecuencia instantánea para los cuatro niveles interpretados, como se observa el Cretácico Superior es el nivel que mayor fracturamiento exhibe.

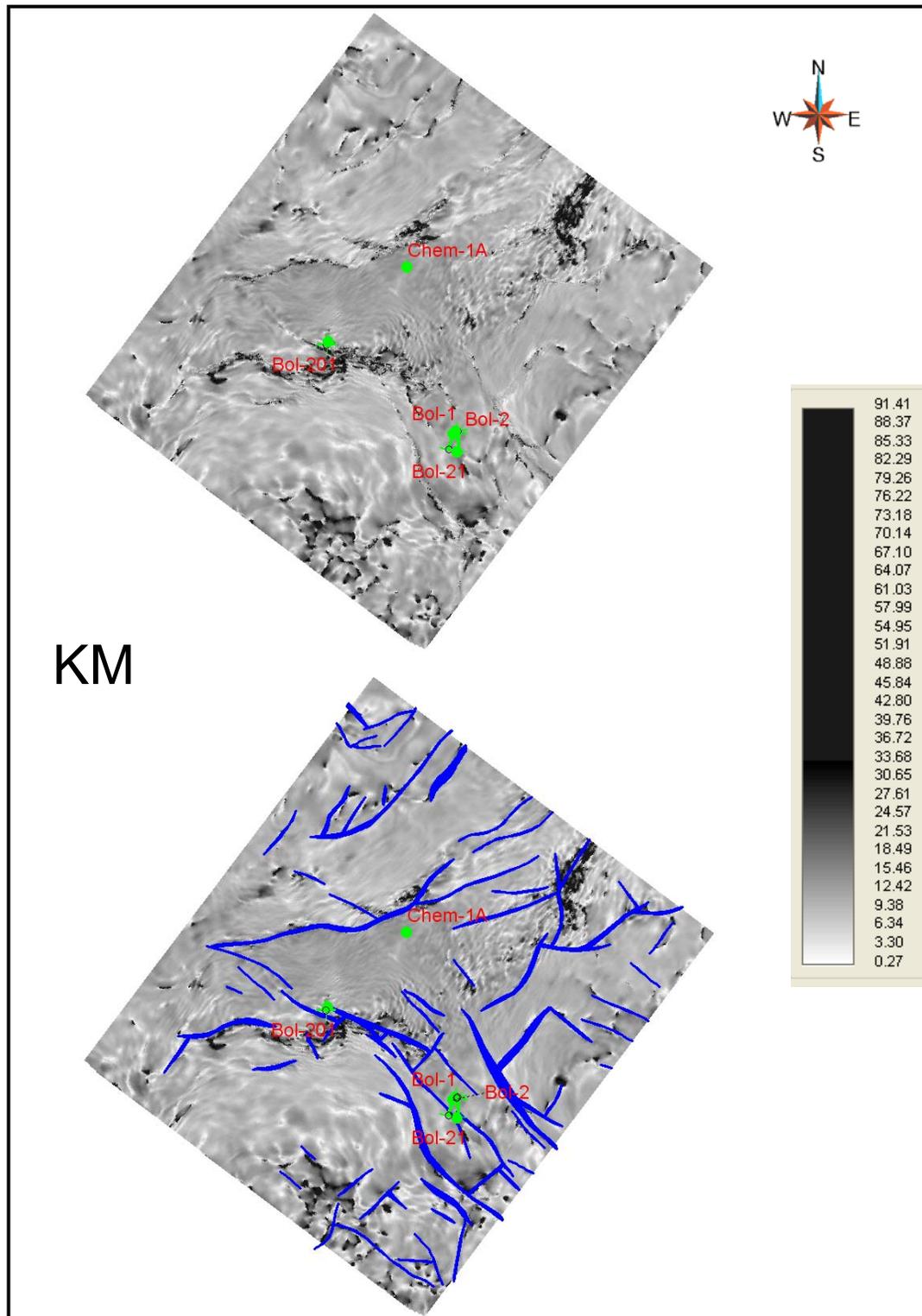


Figura 3.2. Atributo de frecuencia instantánea (Hz) para el Cretácico Medio (KM).

3.4. SIMILITUD

Los valores bajos en este atributo representan los cambios abruptos en la forma de onda indicando fallas, fracturas, diapiros de arcilla o sal, entre otros. El Cretácico Superior es el nivel que mayor fracturamiento presenta.

La Figura 3.3 muestra el atributo de similitud para el nivel Cretácico Superior, la resolución observada es buena, se distinguen los principales sistemas de fracturas presentes al igual que en el atributo de frecuencia Instantánea.

Las Figuras A.3 y A.4 del anexo 1 muestra el atributo de similitud para los cuatro niveles interpretados.

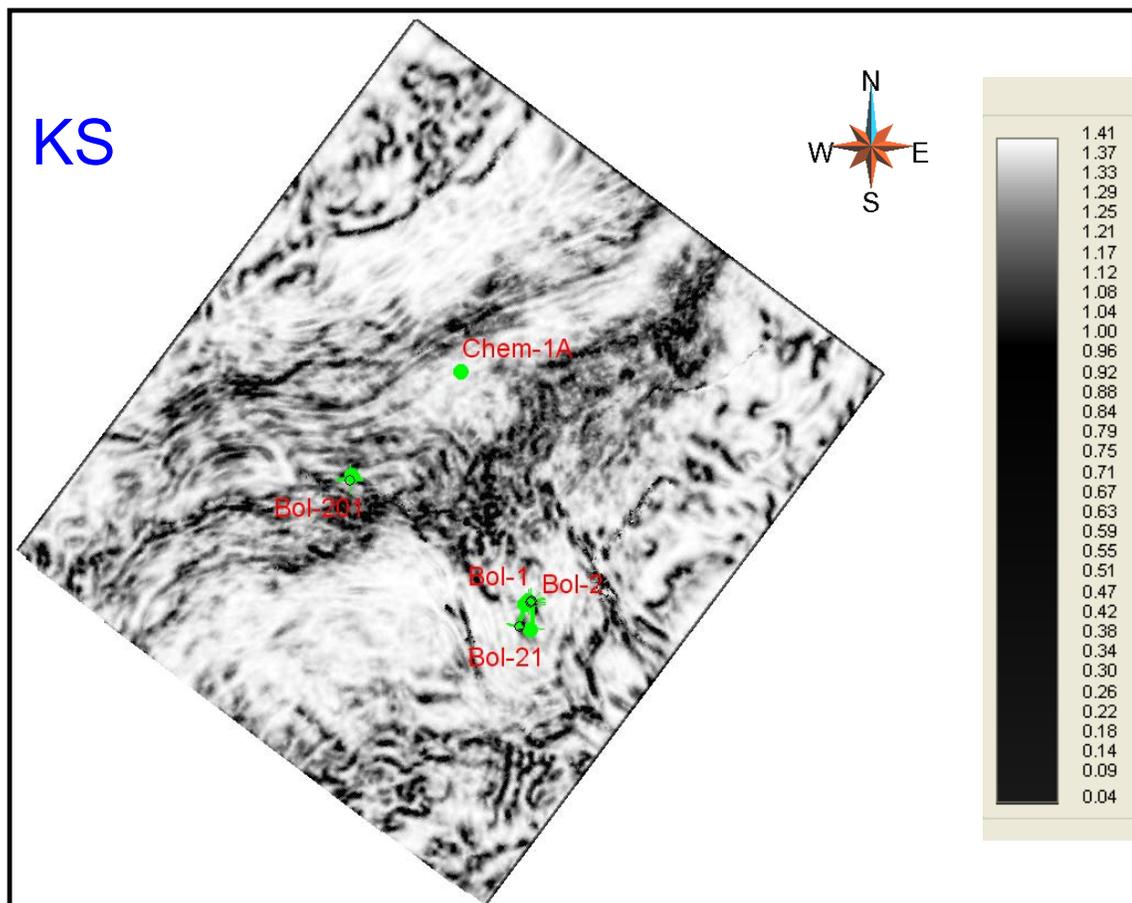


Figura 3.3. Atributo de similitud para el Cretácico Superior (KS).

3.5. DIRECCIÓN DE BUZAMIENTO

En la Figura 3.4 se muestra el atributo de dirección de buzamiento (dip azimuth) para el Cretácico Medio. Como se mencionó anteriormente el atributo de dirección de buzamiento está basado en la orientación de la luminosidad, aplicándola en el sentido Norte (0°) se puede observar con relativa facilidad las alineaciones en sentido este-oeste resaltando los lineamientos secundarios y los principales lineamientos estructurales. Las alineaciones en la parte norte del área se relacionan con el periodo de expansión Terciario con dirección hacia la cuenca. Como puede observarse en las Figuras A.5 y A.6 del anexo 1 este atributo define muy bien los alineamientos principales con dirección NE-SW, los cuales están resaltados con líneas rojas en la Figura 3.4.

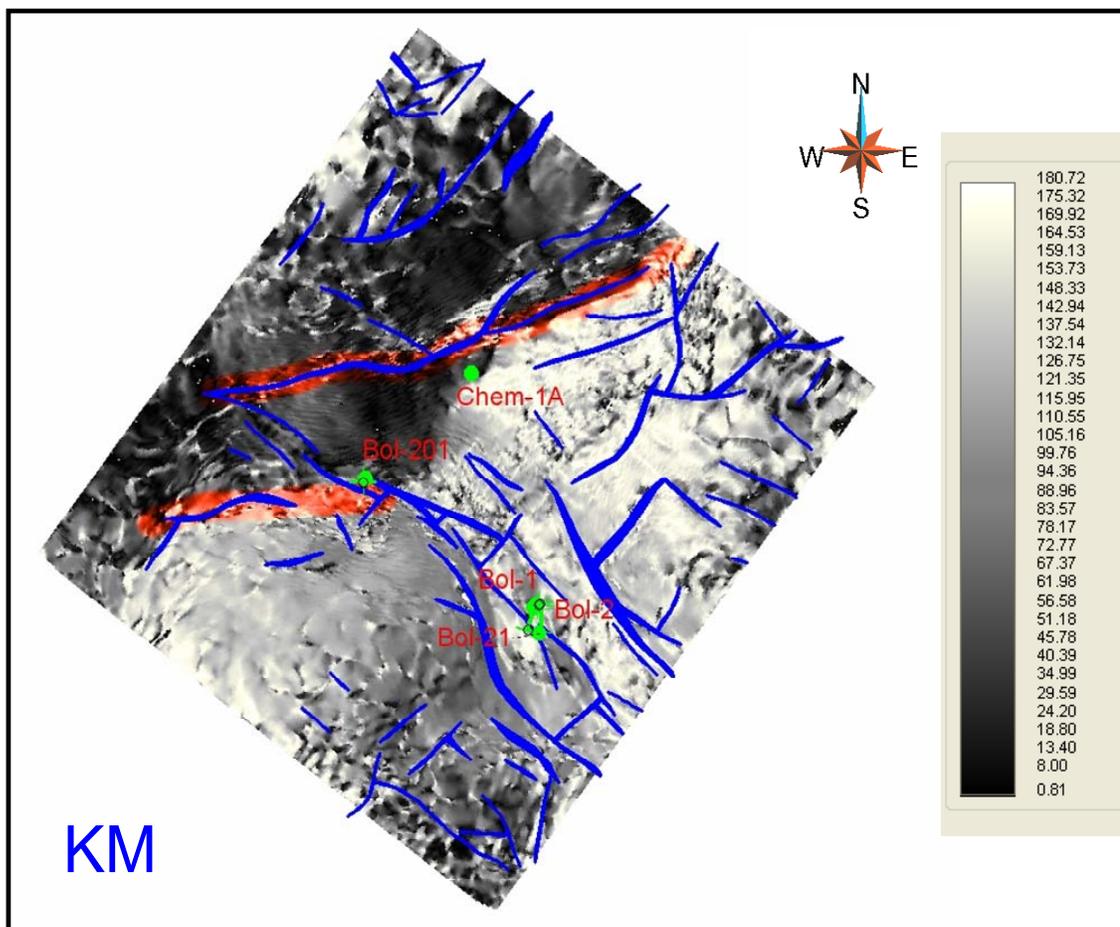


Figura 3.4. Atributo de dirección de buzamiento (grados) para el Cretácico Medio (KM).

3.6. BUZAMIENTO INSTÁNTANEO

El atributo buzamiento instantáneo presentó mejor correlación con la información de fracturamiento reportada por los análisis de núcleos. Las Figuras A.7 y A.8 del anexo 1 muestra este atributo para los cuatro niveles interpretados.

Como se puede ver en la Figura 3.5 es claro que adicionalmente a los lineamientos principales (polígonos azules) existe una gran cantidad de pequeñas alineaciones secundarias en diferentes direcciones, estas alineaciones fueron interpretadas y correlacionadas con la información de pozos.

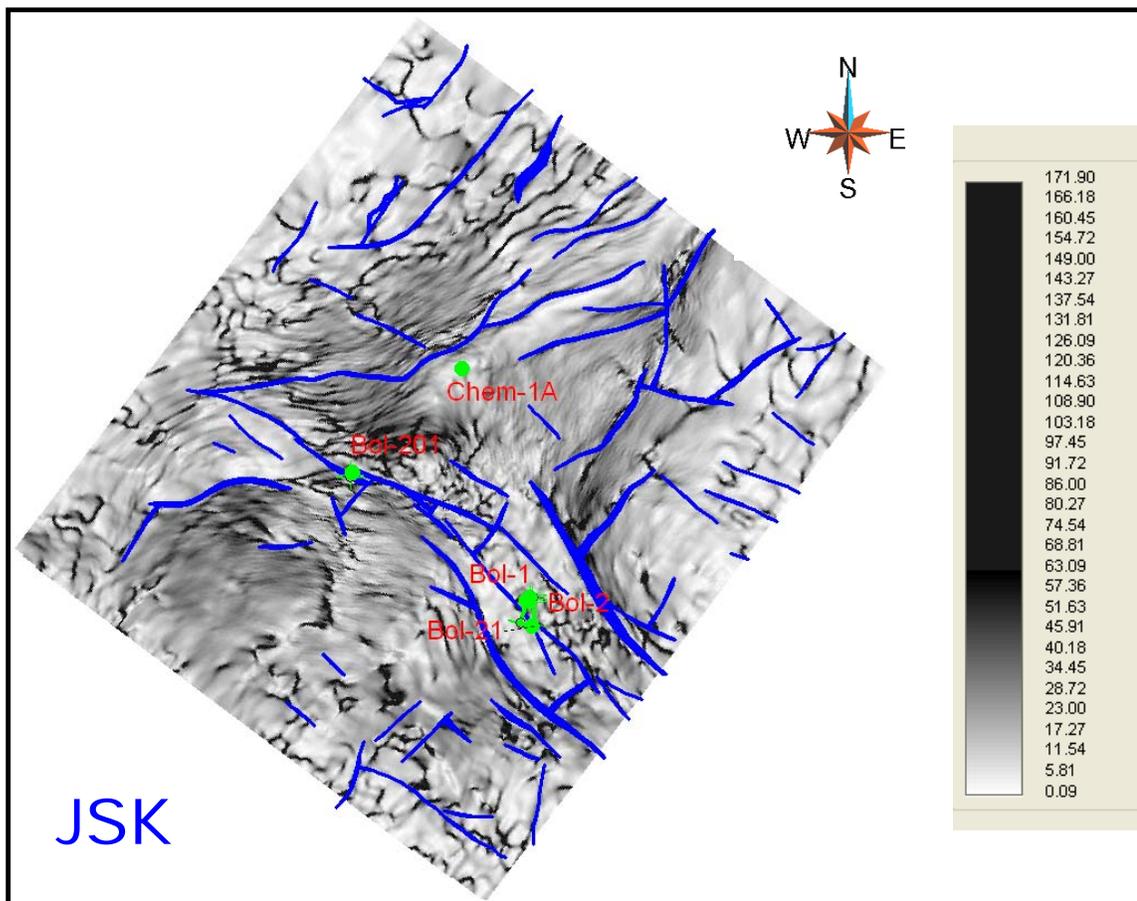


Figura 3.5. Atributo de buzamiento instantáneo para el Jurásico Superior-Kimeridgiano (JSK).

Con el fin de correlacionar los mapas obtenidos de los atributos con los datos de núcleos disponibles se identificaron en estos mapas aquellas direcciones de fracturas reportadas en los pozos, tanto para fracturamiento abierto como para fracturamiento cerrado, marcándolas con líneas y obteniendo así mapas para cada uno de las principales sistemas de fracturas. Se entiende por fracturamiento abierto aquel en el que se presentan fracturas capaces de conducir fluidos.

Se analizaron los niveles de Cretácico Superior y Jurásico Superior, los cuales se describen detalladamente a continuación:

3.6.1. *Cretácico Superior*

La Tabla 3.1 muestra las direcciones preferenciales para los pozos Bol-2 y Bol-21 del Campo Bolontikú a nivel del Cretácico Superior medidas a partir de datos de núcleos, y las cuales se identificaron en los mapas de atributos sísmicos.

Direcciones preferenciales en el Cretácico Superior		
Pozo	Fracturamiento abierto o inducido	Fracturamiento cerrado
Bol-2	NE 26° SW NE 38° SW	NW 36° SE
Bol-21	NW 5° SE NE 37° SW	NW 60° SE NW 50° SE

Tabla 3.1. Direcciones preferenciales a nivel del Cretácico Superior (datos de núcleos de pozos).

La Figura 3.6 muestra la interpretación de las alineaciones secundarias para el Cretácico Superior, marcadas en color naranja, con dirección preferencial NW 5° SE. De acuerdo a la descripción del pozo Bol-21 estas alineaciones corresponden a fracturamiento abierto. Nótese adicionalmente que estos patrones se encuentran principalmente en el área de los pozos.

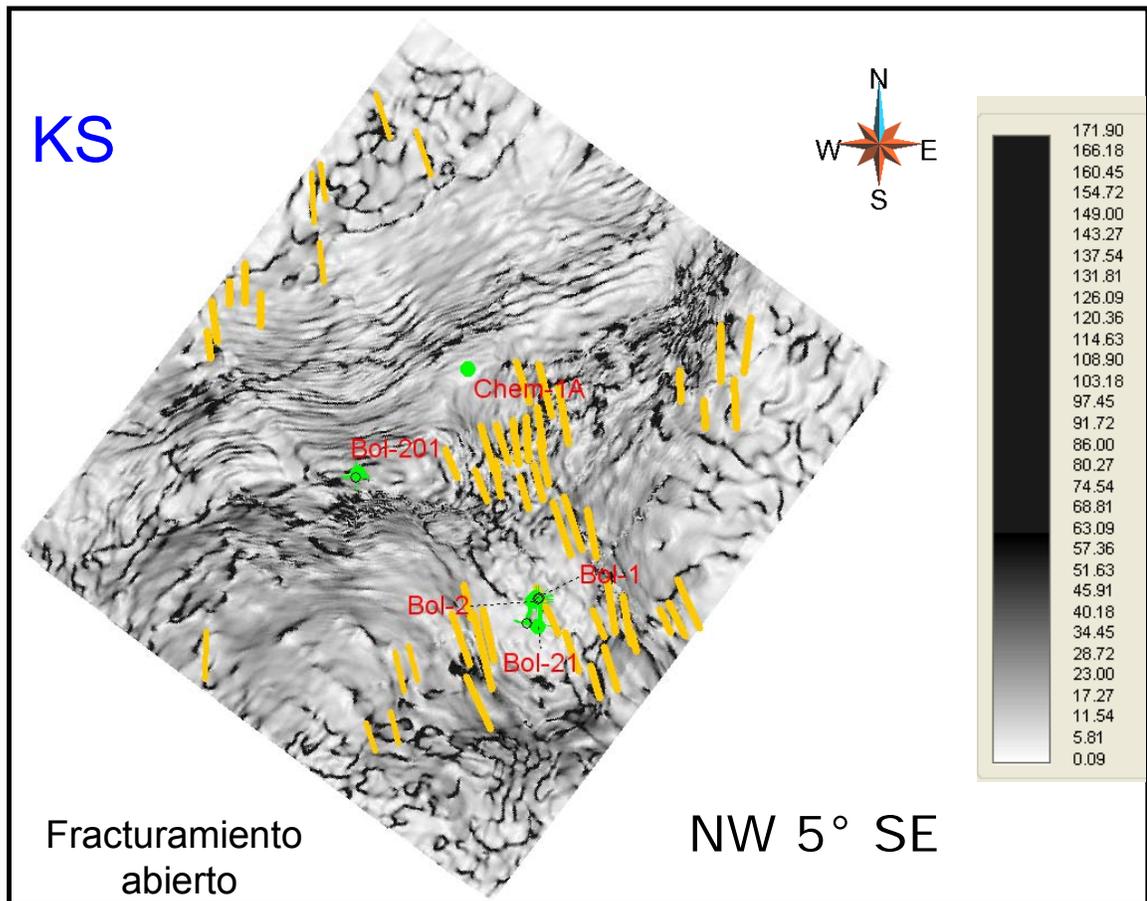


Figura 3.6. Alineaciones de fracturamiento abierto en el nivel Cretácico Superior.

La Figura 3.7 muestra las alineaciones secundarias, color azul, con dirección preferencial NE 26° SW, NE 37° SW y NE 38° SW encontrados en la descripción de los núcleos de los pozos Bol-2 y 21 y que corresponden a fracturamiento abierto e inducido. Se observa que estos lineamientos se encuentran preferentemente alrededor de los pozos productores.

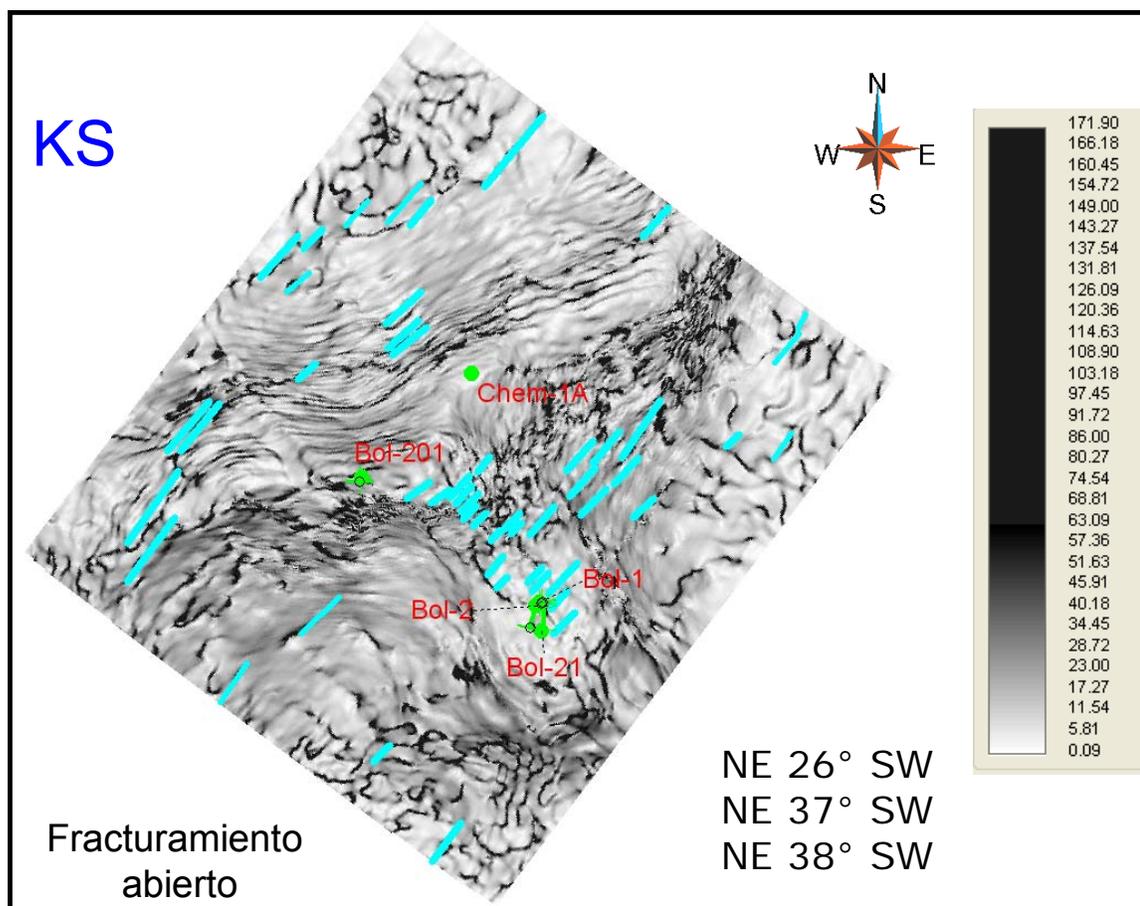


Figura 3.7. Alineaciones de fracturamiento abierto en el nivel Cretácico Superior.

La Figura 3.8 muestra alineaciones secundarias del atributo buzamiento instantáneo en dirección NE 60° SW. Estas alineaciones, en color rojo, representan el fracturamiento cerrado reportado en el núcleo del pozo Bol-21. Nótese que el pozo Bol-201 está ubicado en esta área. Esta dirección es importante ya que delimita áreas con poco potencial exploratorio. Este buzamiento fue reportado como abierto en el pozo Bol-2, pero como ya vimos en los casos anteriores esta zona presenta también lineamientos en dirección de fracturamiento abierto detectado en el mismo pozo, lo cual puede hablar de diferentes periodos de tectonismo afectando esta área.

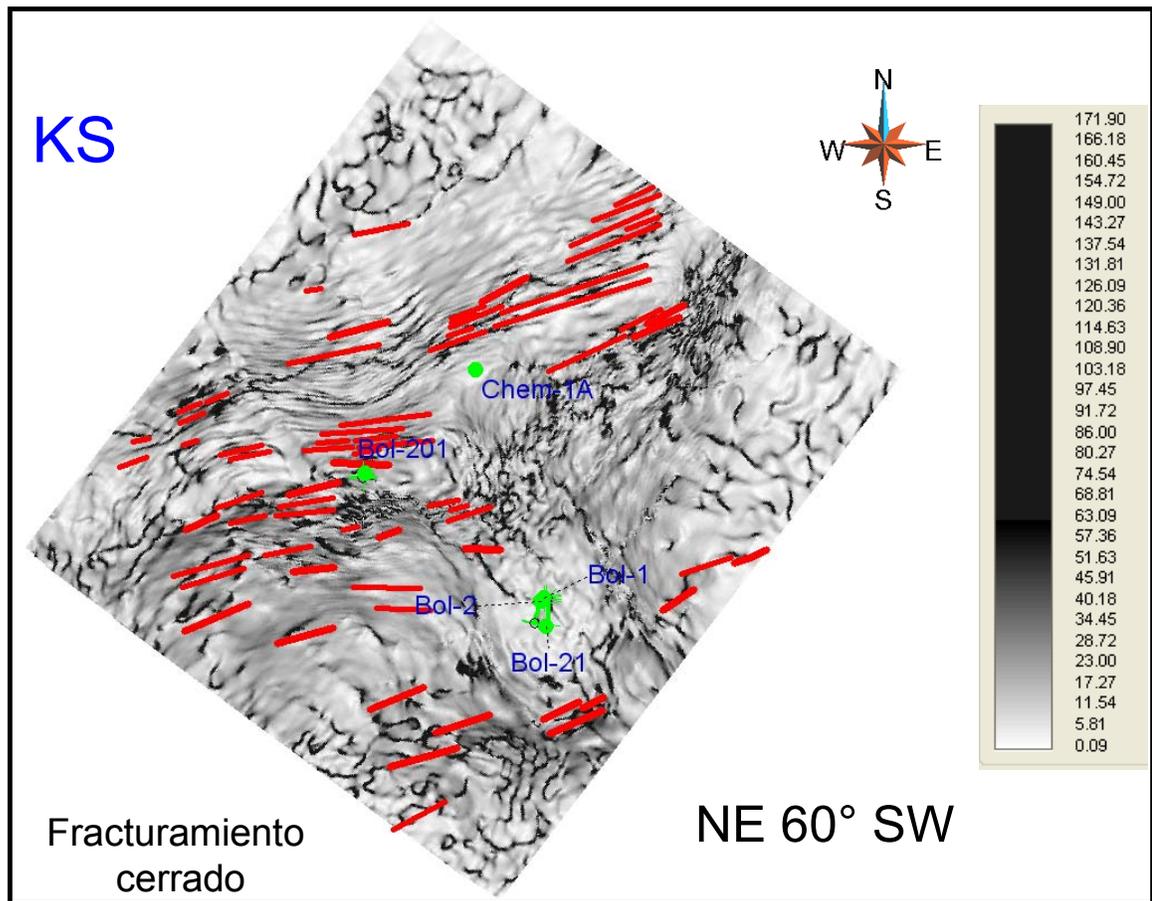


Figura 3.8. Alineaciones de fracturamiento cerrado en el nivel Cretácico Superior.

En la Figura 3.9 se observan alineaciones secundarias en dirección NW 36° SE y NW 50° SW, reportados como fracturamiento cerrado en los pozos Bol-2 y 21 respectivamente. Estas zonas restringen el potencial exploratorio en el Cretácico Superior.

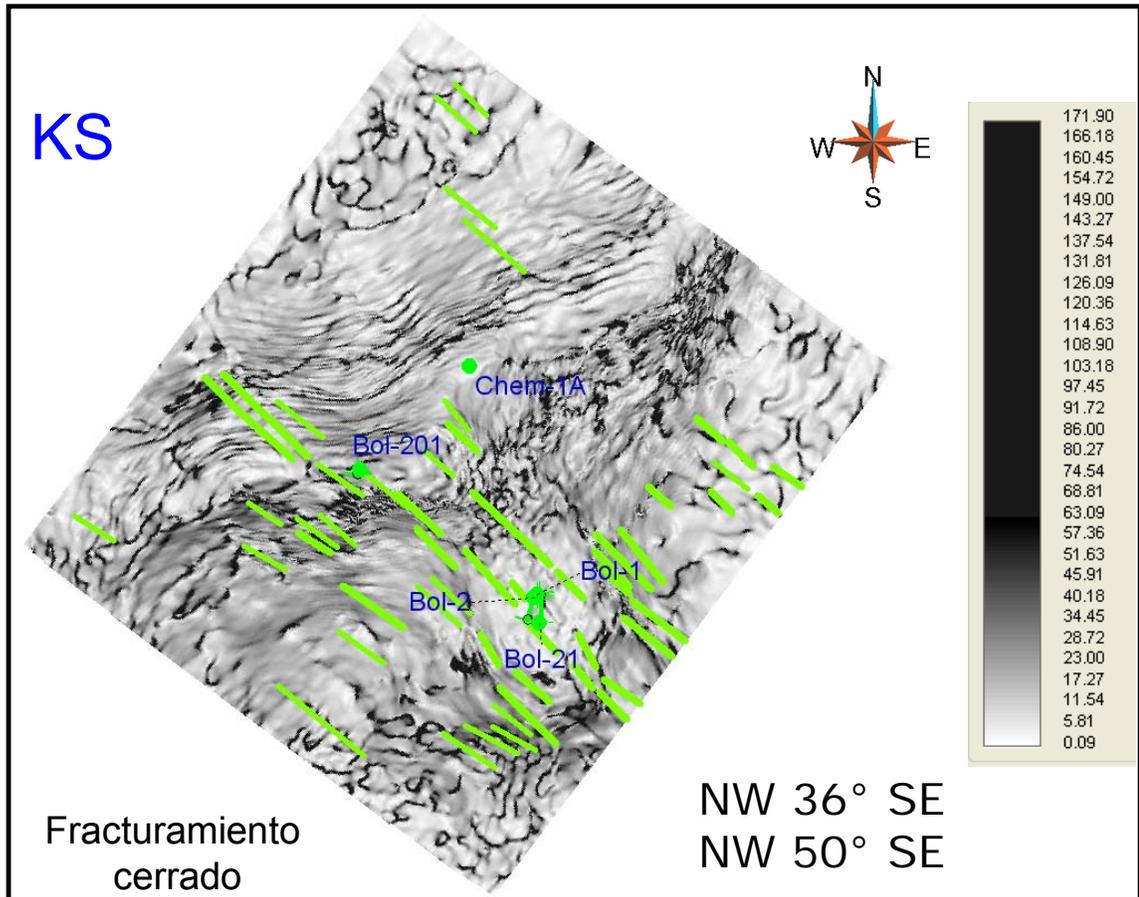


Figura 3.9. Alineaciones de fracturamiento cerrado en el nivel Cretácico Superior.

El mapa superior de la Figura 3.10 incluye todas las alineaciones secundarias interpretadas y el mapa de la inferior de la misma figura sólo las de fracturamiento abierto. Existe un gran número de alineaciones secundarias en este nivel, sólo dos de ellas muestran potencial exploratorio (NE 37° SW y NE 5° SE), y se encuentran ubicadas mayormente en las áreas de los pozos sobre el alto estructural central del campo.

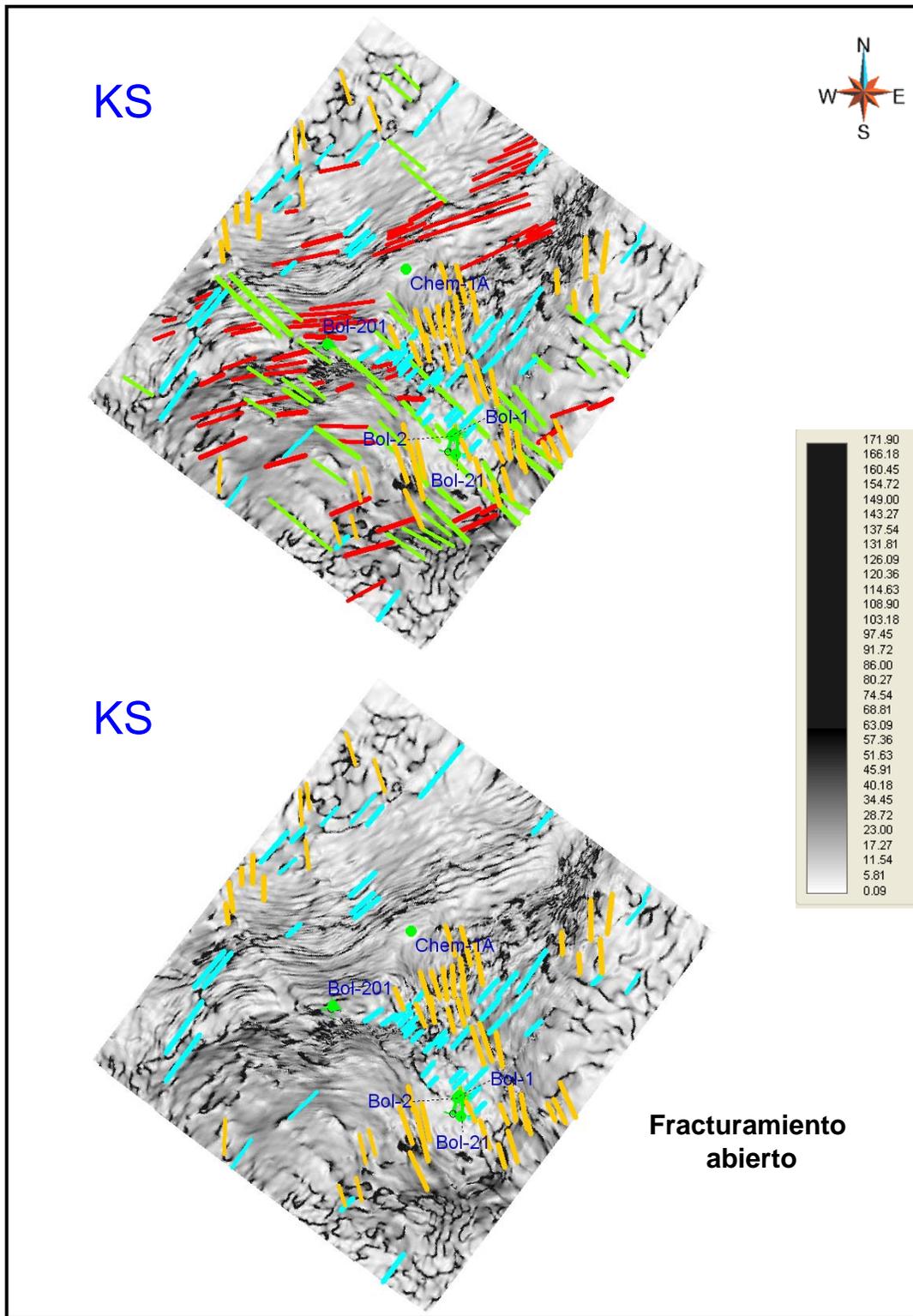


Figura 3.10. Alineaciones totales sobre el Cretácico Superior (imagen superior) y fracturamiento abierto (imagen inferior).

En el caso del Cretácico Medio, debido a la resolución sísmica, se considera con base en la información de núcleos existentes y lo observado en la sísmica, que las alineaciones secundarias sobre el atributo el buzamiento instantáneo representando fracturamiento abierto y cerrado son similares a las del Cretácico Superior.

3.6.2. *Jurásico Superior-Kimeridgiano*

En la cima del Jurásico Superior-Kimeridgiano al igual que para el Cretácico Superior las alineaciones fueron interpretadas y correlacionadas con la información de núcleos tomados en los pozos. Esta información para el Jurásico Superior-Kimeridgiano se muestra en la Tabla 3.2. Es importante destacar que en este nivel estructural se observa menor cantidad de alineamientos secundarios cuando se le compara con el nivel Cretácico.

Direcciones preferenciales en el Jurásico Superior-Kimeridgiano	
Pozo	Fracturamiento abierto o inducido
Bol-1	NE 80° SW NW 40° SE NW 20° SE
Bol-21	NE 68° SW NW 5° SE

Tabla 3.2. Direcciones preferenciales a nivel del Jurásico Superior-Kimeridgiano (datos de núcleos de pozos).

La Figura 3.11 muestra un sistema de alineaciones secundarias con dirección preferencial NE 80° SW, localizadas mayormente al norte del área de estudio, y las cuales fueron reportadas como abiertas en el núcleo del pozo Bol-1. Es importante destacar que debido a la resolución sísmica existente, no se detectaron alineaciones cercanas al pozo.

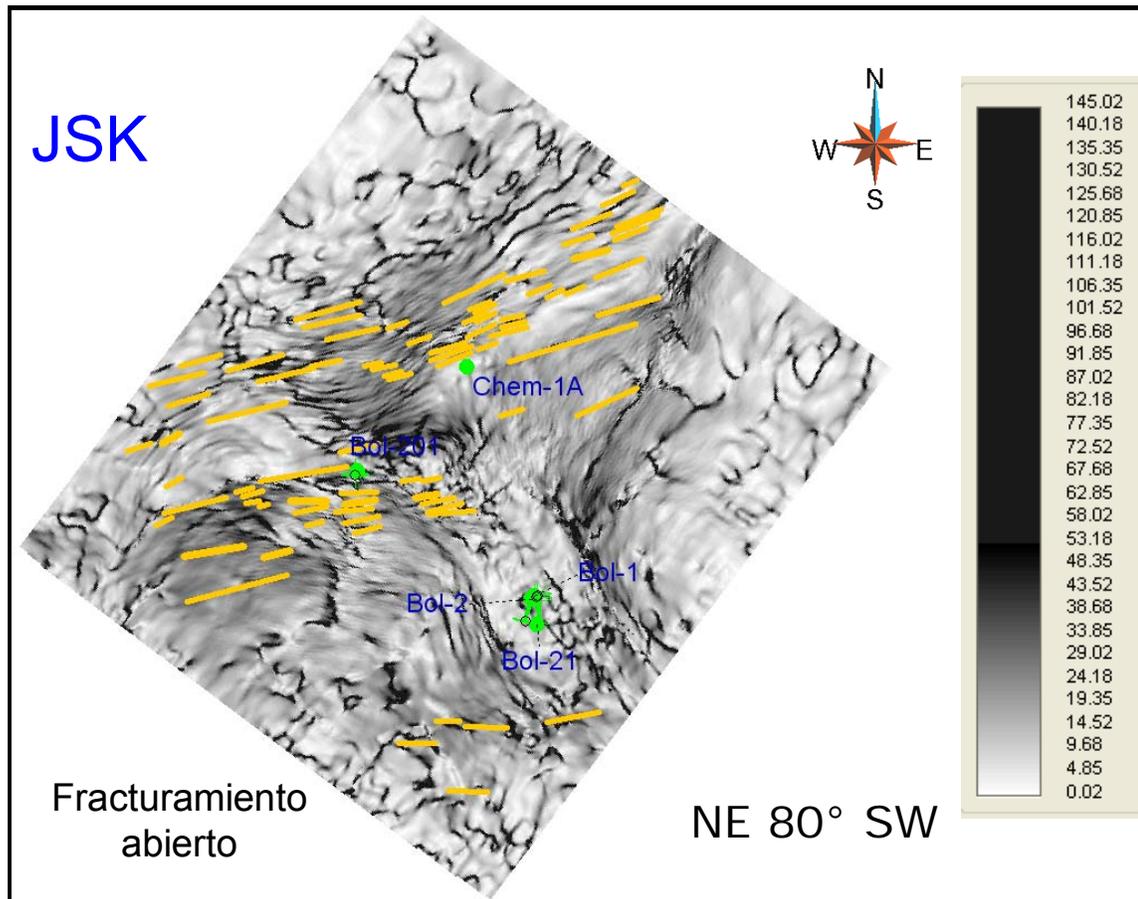


Figura 3.11. Alineaciones secundarias reportadas como fracturamiento abierto Bol-1

La Figura 3.12 muestra alineaciones secundarias en dirección NE 68° SW, reportadas como fallamiento abierto en el pozo Bol- 21.

La Figura 3.13 muestra alineaciones secundarias en dirección NW 40° SE, las cuales fueron reportadas como fracturamiento abierto en el pozo Bol-1. Esta es una característica que se observa bien alrededor del pozo Bol-1 lo que nos pudiera indicar que están representadas diferentes edades de fracturamiento basados en su tamaño y densidad.

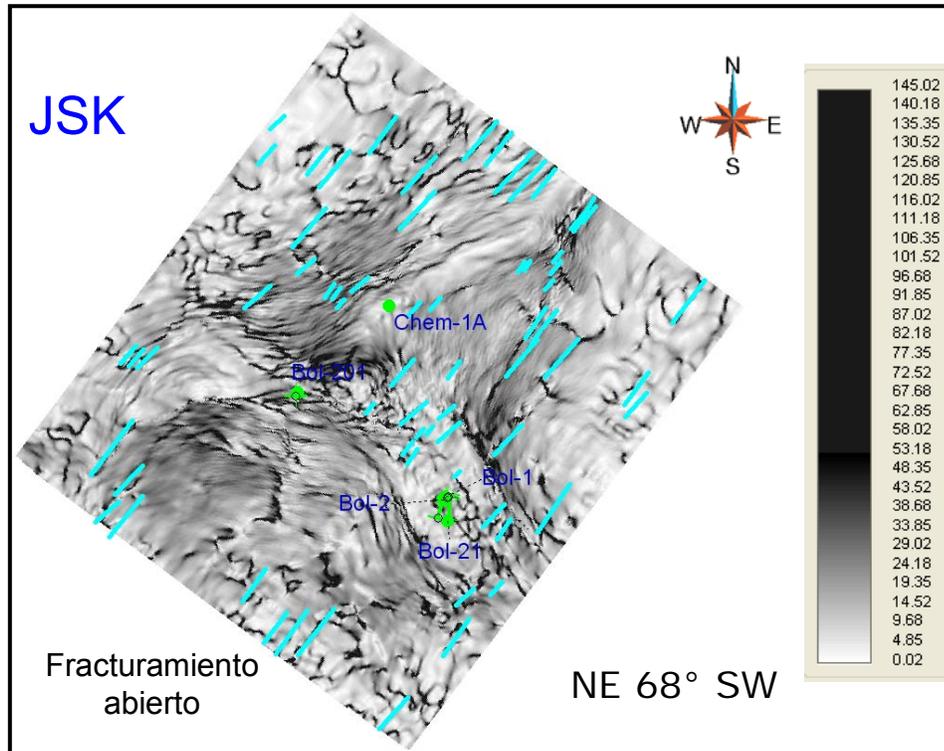


Figura 3.12. Alineaciones secundarias reportadas como fracturamiento abierto Bol-21.

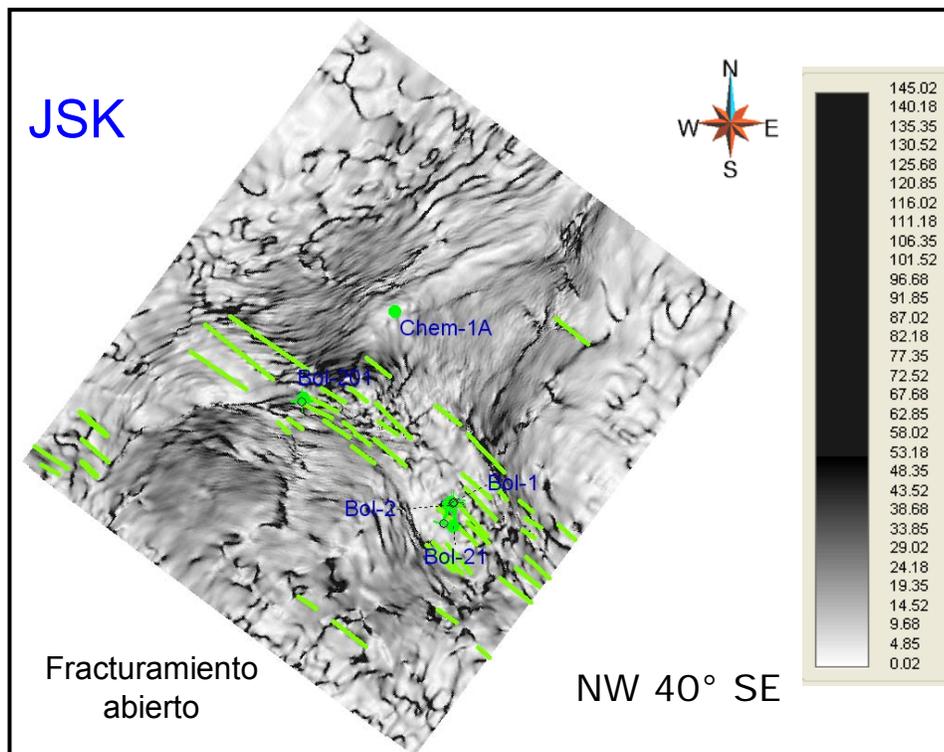


Figura 3.13. Alineaciones secundarias reportadas como fracturamiento abierto Bol-1.

La Figura 3.14 muestra las direcciones preferenciales del buzamiento parcialmente abierto encontrado en los pozos Bol-1 y 21. De nuevo la mayoría de estas alineaciones están concentradas en la región de domo central del área, que es la zona productora.

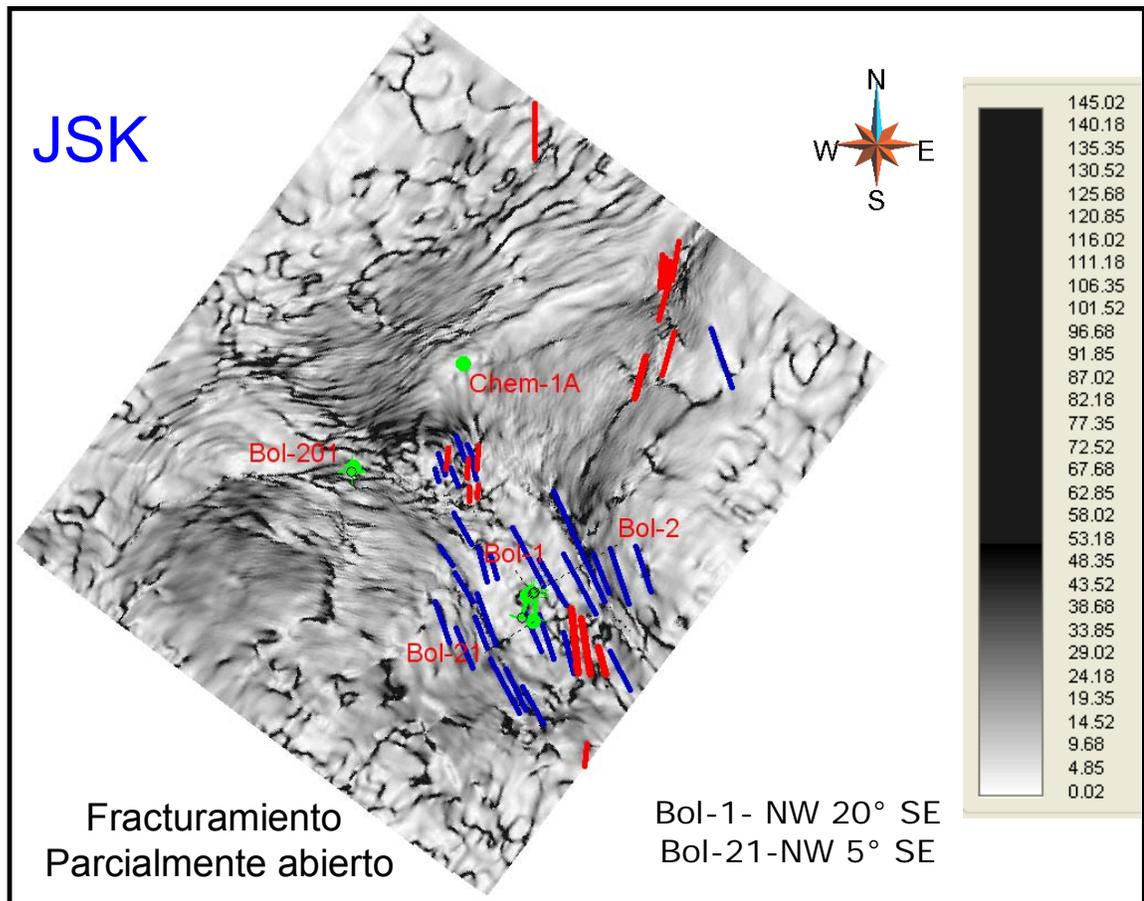


Figura 3.14. Alineaciones secundarias, fracturamiento parcialmente abierto Bol-1 y 21.

La Figura 3.15 muestra la comparación entre el Cretácico Superior y el Jurásico Superior-Kimeridgiano, se observa que este último nivel tiene una gran cantidad de fracturamiento abierto y parcialmente abierto, así como también mayor cantidad de alineamientos potenciales que el Cretácico, lo cual le da grandes probabilidades exploratorias.

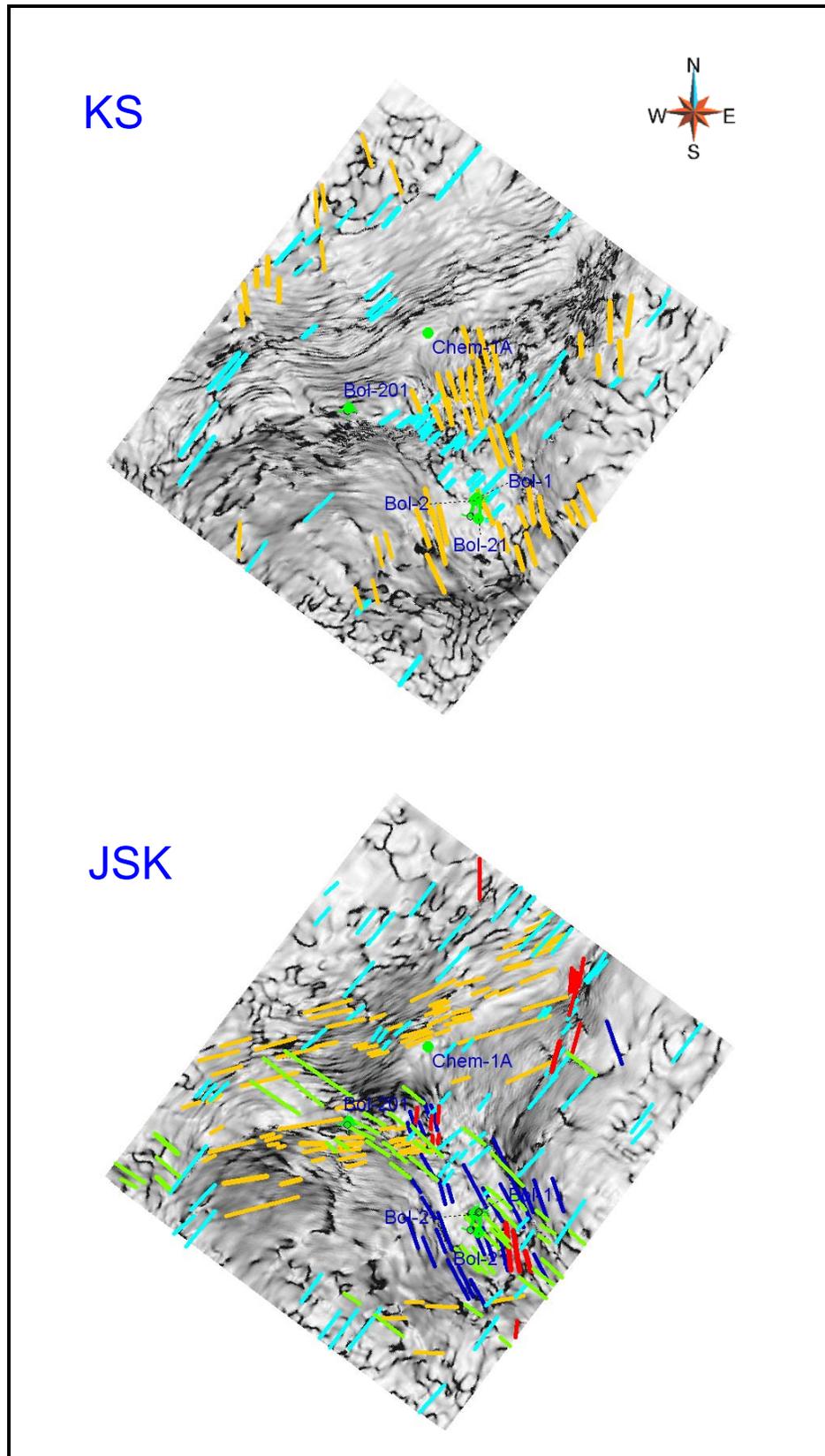


Figura 3.15. Comparación entre alineaciones abiertas para el KS y JSK.

4. MODELADO DE PROPIEDADES

Una parte importante de las tareas de producción de yacimientos petroleros es la de poder modelar propiedades petrofísicas que nos permitan caracterizar y delimitar detalladamente un yacimiento. Tomando en cuenta que la predicción de porosidad efectiva en yacimientos de hidrocarburos se utiliza esencialmente para estimar reservas y realizar la planeación de las operaciones de producción, se considera que es una tarea importante en el desarrollo de este trabajo. En este capítulo se abordará lo concerniente al modelado de esta propiedad a partir de un Análisis Multiatributos y Redes Neuronales. En la primera sección del capítulo se define la porosidad efectiva y su importancia en la caracterización de yacimientos petroleros, seguidamente se hace hincapié en los métodos utilizados para el modelado de la propiedad.

Desde hace alrededor de una década se ha prestado especial importancia a estudios de modelado de propiedades a partir de métodos geoestadísticos, que se han identificado en los últimos años dadas sus ventajas. Tovorok *et al.* (1998) calcula la porosidad usando regresión multilíneal y redes neuronales obteniendo resultados muy favorables. Algunos otros autores como: Pramanik (2004), Jiménez-Guerrero (2005), Rodriguez-Sandoval (2006), Mercado *et al.* (2006) destacan la importancia de utilizar atributos sísmicos en la estimación de propiedades petrofísicas como la porosidad.

Por otro lado a pesar del avance continuo que se ha generado entorno a este tema es importante mencionar, como lo cita Martínez *et al.* (2002), que ningún registro convencional proporciona una caracterización confiable de la distribución y características

geométricas de las fracturas en el pozo, de cualquier forma todos los registros están afectados en una u otra forma por la presencia de fracturas.

4.1. POROSIDAD SECUNDARIA

Desde un enfoque tradicional, la porosidad se define como la relación entre el volumen de los espacios vacíos, llamado el volumen de poros (V_v), y el volumen total del sistema (V_t) (Martínez-Ángeles *et al.*, 2002). Su magnitud, así como la distribución de poros y sólidos por tamaño, caracterizan la estructura del medio. La porosidad es un parámetro adimensional, generalmente reportado en porcentaje, y los límites de sus valores para cualquier medio poroso van de 0 a 1 (Martínez-Ángeles *et al.*, 2002).

La mayor parte de la porosidad secundaria (también conocida como porosidad inducida) es el producto de procesos que ocurren después de la depositación y no tiene relación directa con las partículas sedimentarias. La porosidad secundaria puede deberse a procesos de solución, recristalización, dolomitización o fracturas. La porosidad asociada a la fracturación reportada en la literatura tiene un rango de entre 0.01 y 10 %. Sin embargo es importante enfatizar que dicha porosidad fuertemente dependiente de la escala (Aguilera, 1998).

En la mayoría de los casos de predicción de esta propiedad, las variaciones laterales no pueden ser medidas a partir de pozos aislados. La integración de los datos sísmicos con medidas petrofísicas de los pozos puede mejorar significativamente la descripción espacial de la porosidad. En contraste con las observaciones de pozos, los datos sísmicos 3D proveen un área regular y densa que muestrea propiedades acústicas de los yacimientos (Pramanik, *et al.*, 2004).

La propiedad objetivo a modelar, en esta tesis, es la determinada, en pozos a partir de sus registros geofísicos, conocida como “porosidad efectiva”. La porosidad efectiva es medida en volumen/volumen, por ciento o unidades de porosidad (p.u).

4.2. FLUJO DE TRABAJO

Como se mencionó antes, una aproximación alterna para la integración de pozos y datos sísmicos son los métodos geoestadísticos; en este caso, para obtener el volumen de porosidad, se utilizaron como herramientas estadísticas el análisis multiatributos y de redes neuronales.

El software empleado en esta etapa se llama EmergeTM, se basa básicamente en la teoría descrita por Hampson *et al.* (2001).

Los atributos sísmicos usados de acuerdo a Mercado *et al.* (2006) pueden ser divididos en los siguientes tipos básicos:

- Atributos instantáneos, los cuales son derivados de una combinación de la traza sísmica y la transformada de la traza. La envolvente de la señal, la fase instantánea y la frecuencia instantánea se encuentran dentro de este grupo.
- Atributos en una ventana de frecuencia, en los cuales el espectro de amplitud de la traza sísmica es calculado sobre una ventana.
- Atributos recursivos, los cuales son obtenidos de la aplicación de un operador recursivo a lo largo de la traza sísmica (diferenciada e integrada).
- Atributos bandpass, o timeslices de banda ancha de las trazas sísmicas.
- Atributos AVO, derivados de los datos sísmicos pre-stack.
- Atributos de inversión.

El software permite analizar veinticinco atributos, que se encuentran dentro de las clasificaciones anteriores: la envolvente de la señal, la fase del coseno de amplitud pesada, la frecuencia de amplitud pesada, la fase de amplitud pesada, frecuencia promedio, polaridad aparente, fase instantánea del coseno, la derivada, la amplitud instantánea de la derivada, frecuencia dominante, filtros (5/10-15/20, 15/20-25/30, 25/30-35/40, 35/40-45/50, 45/50-55-60, 55/60-65/70), frecuencia instantánea, fase instantánea amplitud integrada, amplitud absoluta integrada, derivada segunda, derivada segunda de la amplitud instantánea y tiempo.

Emerge es un programa que por medio de una combinación de datos de varios pozos (registros) con información sísmica, busca propagar alguna propiedad de los pozos en el volumen cubierto por la información sísmica. Dicha propiedad puede ser leída o calculada de cualquier registro geofísico de pozo dentro del área en estudio.

De acuerdo a la Figura 4.1, el flujo de trabajo que sigue *Emerge* se divide en varias etapas las cuales se explican a continuación.

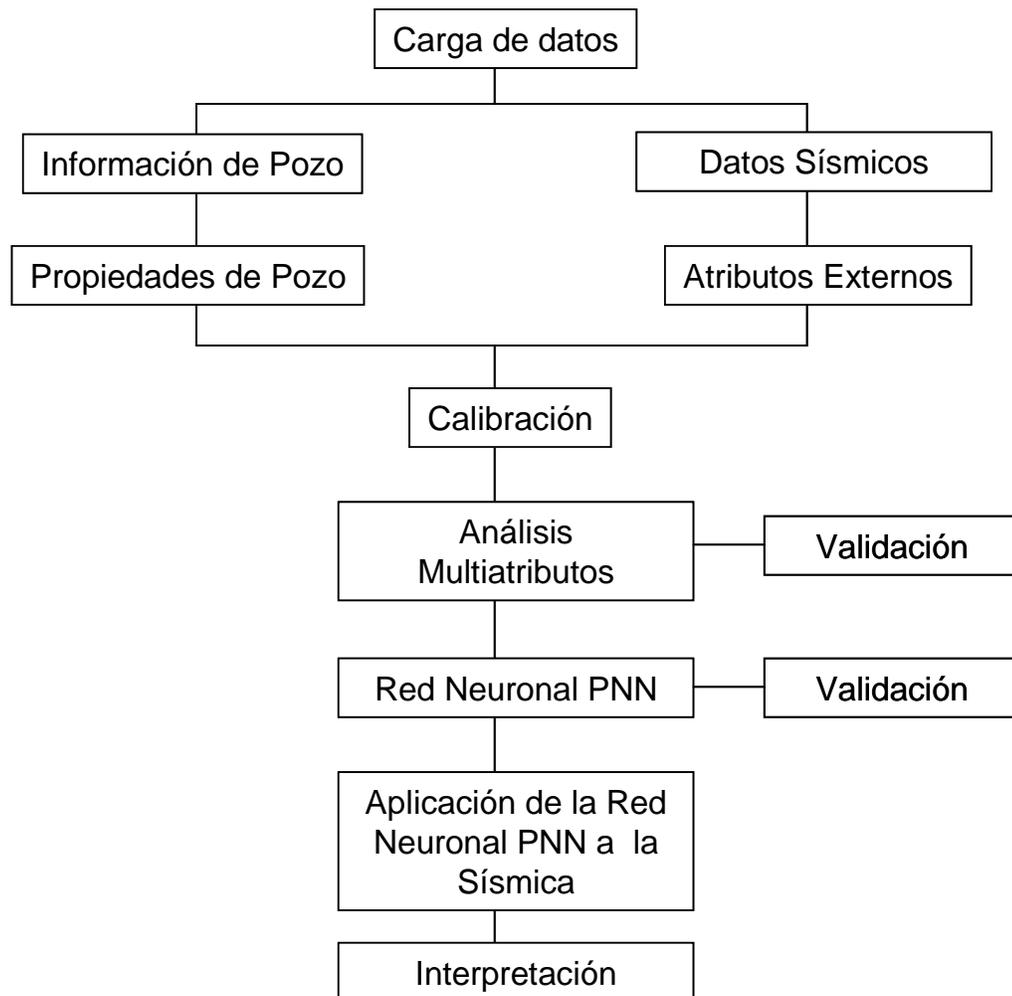


Figura 4.1. Flujo de trabajo Emerge™.

4.3. ANALISIS MULTIATRIBUTOS Y SU APLICACIÓN

El procedimiento de Análisis Mutiatributos envuelve tres principales pasos:

1. Determinación de la serie de atributos que mejor predicen un parámetro objetivo del yacimiento dado usando la técnica de regresión multilineal. En el Apéndice B se explica a detalle este proceso. La regresión es aplicada entre los valores de entrenamiento en los pozos y los atributos sísmicos (véase la Figura 4.2).

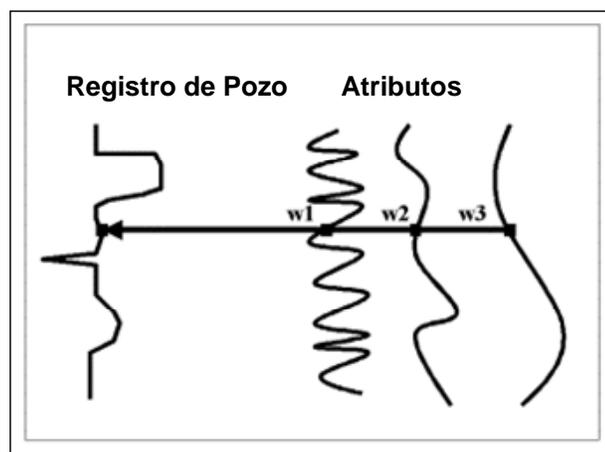


Figura 4.2. El análisis multiatributos correlaciona cada muestra del registro objetivo con las muestras correspondientes a los atributos sísmicos (tomada de Hampson *et al.*, 2001).

2. Aplicación de los coeficientes de regresión multineal convolucional a las trazas sísmicas, generando así un volumen de propiedad de yacimiento.

3. El ordenamiento y el número de atributos encontrados usando la regresión multilineal son usados como entrada para el algoritmo de red neuronal para un mayor entrenamiento.

A continuación se mencionan algunas de las ventajas al utilizar el análisis Multiatributos y Redes Neuronales:

- Usa datos sísmicos y datos de pozo.
- Predice un volumen de cualquier propiedad de registro geofísico de pozos.
- No necesita un modelo a priori y determina una relación estadísticamente arbitraria.

- No requiere de la extracción de una ondícula.
- Opera estadísticamente sobre atributos sísmicos incluyendo atributos post y pre-stack.
- Requiere la información de pozos para calibración.
- El resultado es validado por calibración prediciendo los valores de un pozo objetivo con base en los valores de otros pozos.
- La resolución puede mejorarse por el análisis neuronal.

4.3.1. Carga de Datos en la Base De Datos Geoview

La carga de datos consistió básicamente en introducir los datos en las siguientes etapas:

- Sísmica (SGY). Se utilizó el apilado final de un cubo sísmico generado por la compañía CMG.
- Datos de Pozo (Coordenadas, Curvas TZ, registros geofísicos disponibles). En esta etapa del proyecto se utilizaron cuatro pozos: Bol-1, 21, y 201 y Chem1-A.
- Propiedad Objetivo. Porosidad Efectiva.
- Atributos Externos. Se cargaron los 6 atributos.

La Figura 4.3 muestra una imagen del registro de porosidad (rojo), la traza sísmica (negro) y de las trazas de cada atributo externo (azul), extraídas en la posición del pozo y utilizadas para el análisis de multiatributos. Estos datos se obtuvieron para cada uno de los cuatro pozos incluidos en el análisis.

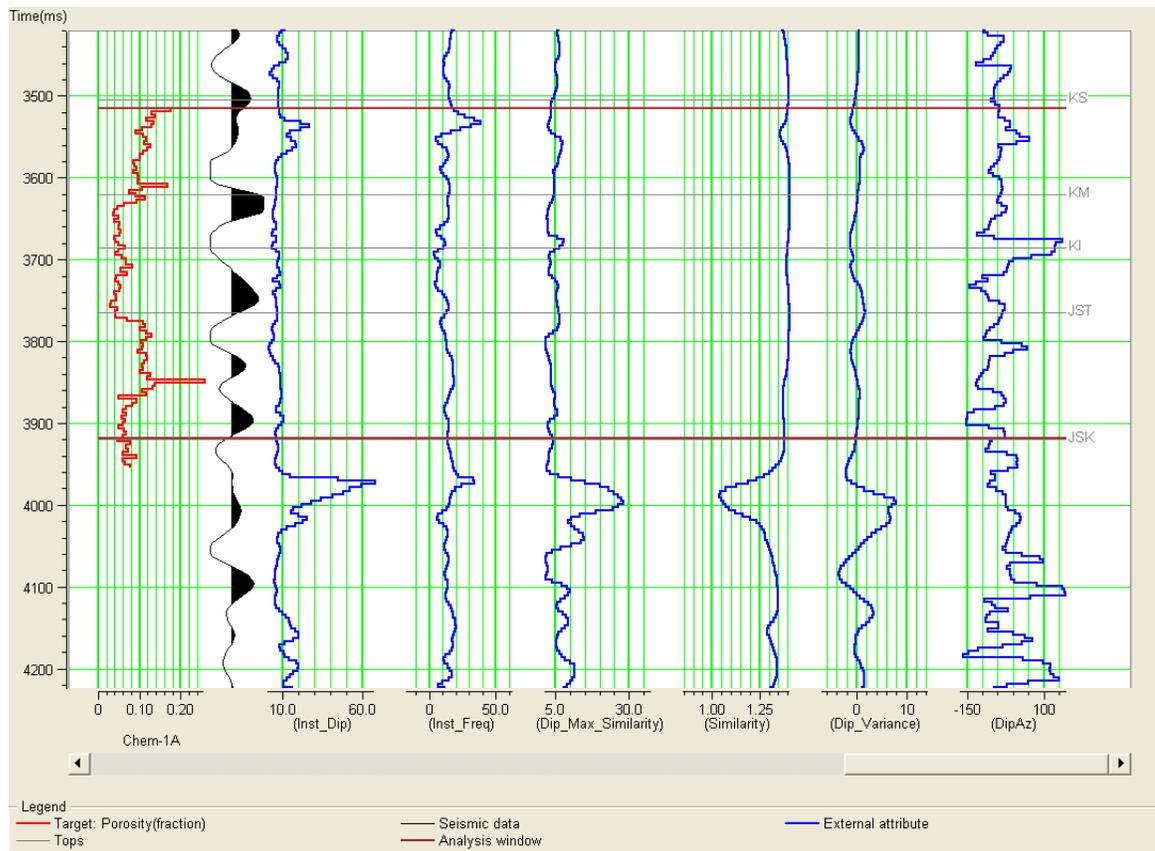


Figura 4.3. Datos del pozo registro objetivo: (rojo), traza sísmica (negro) y traza de los atributos externos (azul). Las líneas rojas muestran la ventana de análisis.

Una vez cargados los datos sólo se verificó que hubiera una buena correlación entre la sísmica y el pozo, ya que la calibración sísmica-pozo se había realizado en la etapa de interpretación estructural del capítulo 2.

La ventana de análisis está comprendida entre las cimas del Cretácico Superior y el Jurásico Superior-Kimeridgiano, es decir un intervalo que varía entre 200 y 300 ms dependiendo el pozo.

En esta etapa se extraen automáticamente en las diferentes posiciones de los pozos varios atributos a partir de los datos sísmicos para establecer la relación con la propiedad de porosidad en este caso.

4.3.2. Entrenamiento Multiatributos

Se generó una lista de multiatributos, con todos los atributos antes mencionados (los instantáneos, integrales, de filtro, entre otros) y los atributos externos, es decir los seleccionados del análisis de fracturamiento.

Una manera simple de derivar una relación deseada entre el registro objetivo y el atributo sísmico es haciendo un gráfico cruzado entre ambos asumiendo una relación lineal.

Operador de Convolución y Número Máximo de Atributos.

Como lo explica Pramanik *et al.* (2004) el problema al usar la regresión multilineal es que el contenido de frecuencia del registro objetivo es típicamente mucho más grande que el contenido de frecuencia de los atributos sísmicos. Para mejorar la aproximación básica se utiliza un operador de convolución, el cual amplía la regresión incluyendo las muestras vecinas (obsérvese la Figura 4.4). El operador de convolución es muy efectivo cuando las diferencias entre el registro de pozo real y el registro objetivo son muy pequeñas. El tamaño de ventana de este operador también es determinante para el cálculo del valor objetivo.

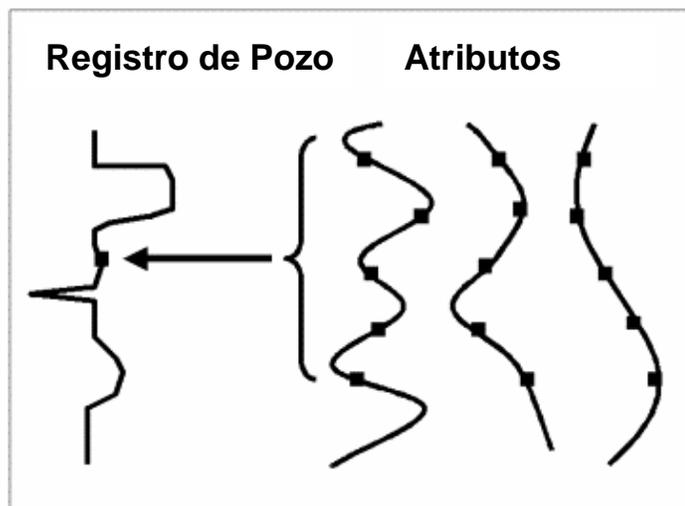


Figura 4.4. Cada muestra objetivo es calculada usando un promedio pesado de un grupo de muestras para cada atributo (tomada de Hampson *et al.*, 2001).

Otro parámetro importante es el número óptimo de atributos a utilizar, *Emerge* busca grupos de atributos que pueden ser combinados para predecir el registro objetivo. Esto se hace mediante un proceso llamado Regresión Discreta. Esto significa que primero busca un solo atributo que mejor predice al objetivo, el criterio para evaluar la predicción es el RMS. En otras palabras, *Emerge* selecciona cada atributo, con base al valor RMS y seleccionando el mejor de acuerdo a la más alta correlación (> 0.8). Teniendo el mejor atributo *Emerge* busca pares de atributos asumiendo que uno de los pares es el mejor atributo. Nuevamente se aplica por prueba y error, resolviendo el sistema de ecuaciones tantas veces como parejas de atributos se formen.

Es importante mencionar que se realizaron varias pruebas en las que se tomaron en cuenta diferentes series de atributos y se seleccionaron diferentes valores de puntos del operador de convolución. Por ensayo y error se realizaron decenas de pruebas cambiando el número y el tipo de atributos, así como el tamaño del operador de convolución para determinar cuáles de los atributos tienen menor error. En el caso de la predicción del registro de porosidad se determinaron 7 atributos como los mejores y un operador de convolución de 8 puntos. Cabe señalar que en todos los casos el aumento en el número de atributos también incrementa el error.

Los atributos seleccionados se muestran en la Tabla 4.1.

ATRIBUTOS QUE MEJOR PREDICEN LA POROSIDAD
Amplitud Absoluta integrada (Integrated Absolute Amplitude)
Dirección de buzamiento (Dip Azimut)
Envolvente de la Amplitud (Amplitude Envelope)
Frecuencia con amplitud pesada (Amplitude Weighted Frequency)
Filter 5/10-15/20
Integral
Frecuencia Instantánea

Tabla 4.1. Atributos que mejor predicen el registro objetivo.

La Figura 4.5 muestra el gráfico cruzado entre el número de atributos y el error promedio, se observa que la línea naranja es la que tiene asociado el menor error, la cual corresponde al cálculo para 7 atributos y 8 puntos.

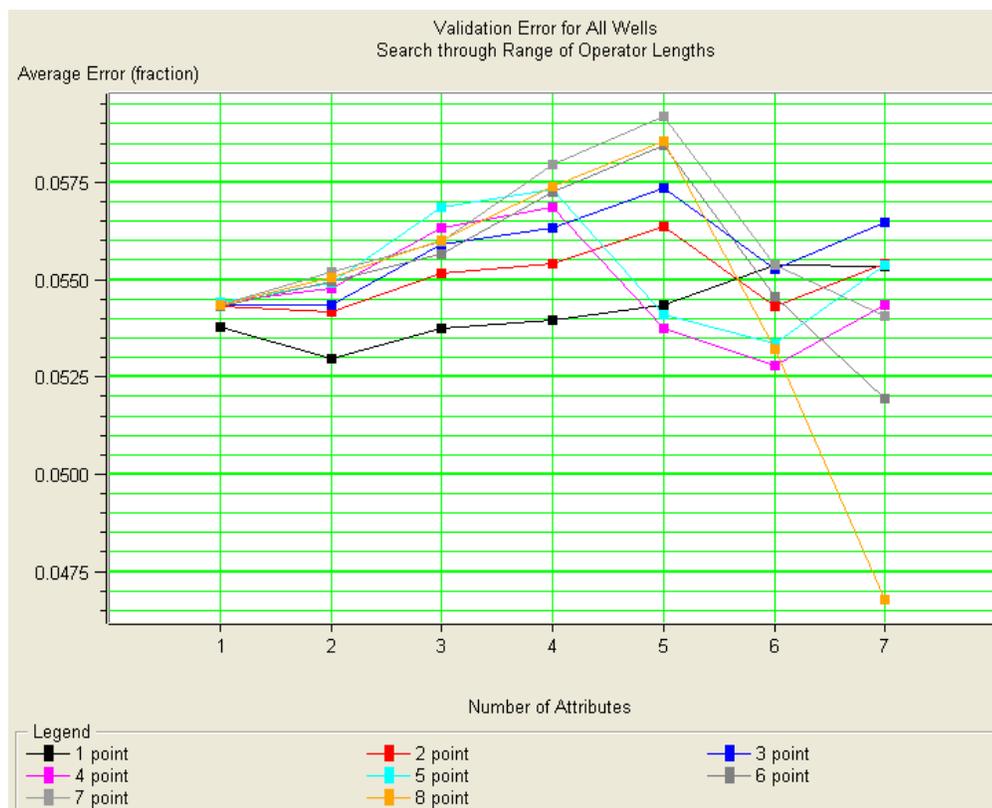


Figura 4.5. Gráfico cruzado de la predicción del error.

La Figura 4.6 muestra los cuatro registros de porosidad calculados (color rojo) tomando en cuenta los atributos antes mencionados. Se observa que la predicción es bastante buena, además de obtenerse un valor de correlación alto de 0.8.

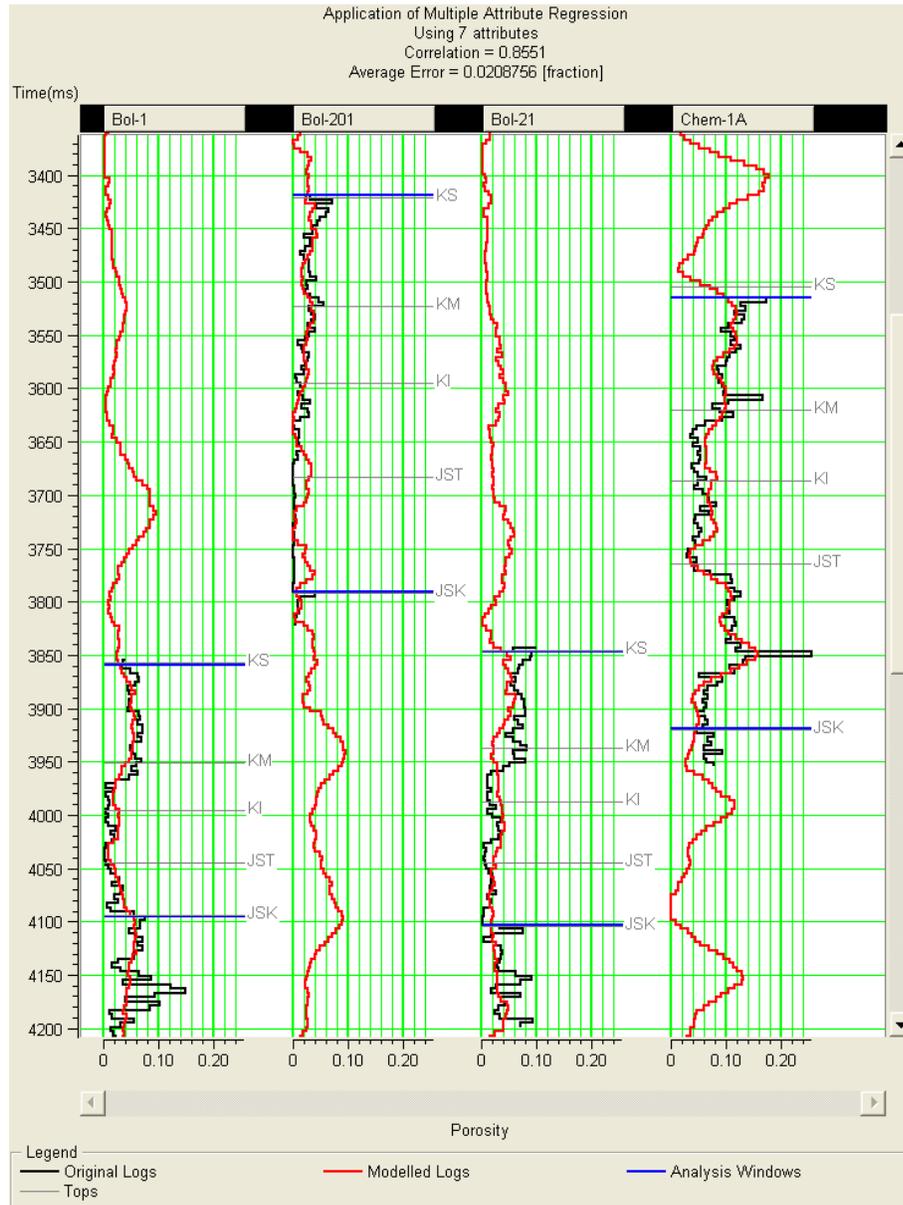


Figura 4.6. Entrenamiento de la regresión de atributos múltiple con la mayor correlación y el menor error posible.

4.3.3. Validación Multiatributos

Una vez determinados los atributos con menor error RMS y la longitud del operador que mejor predicen el registro objetivo se hace la validación de estos para su posterior uso en el entrenamiento de la red neuronal.

Para determinar la validación de los atributos, Emerge usa el siguiente procedimiento de validación, el cual se explica a detalle en el Apéndice B:

1. Divide la serie completa de datos en dos grupos:
 - a. Serie de datos de validación.
 - b. Serie de datos de entrenamiento
2. Cuando se determinan los coeficientes por regresión, usa la serie de datos para entrenamiento.
3. Para medir el error de predicción, usa la serie de datos de validación.

La Figura 4.7 muestra el gráfico cruzado de correlación entre la propiedad generada a partir del análisis de modelado de propiedades y la propiedad estimada a partir del pozo. La línea de 45° sería la mejor correlación entre lo observado y lo calculado. Los puntos de los datos de la zona de análisis de cada pozo se muestran en un solo color, así el Bol-1 es verde intenso y el Chem-1 los puntos amarillos.

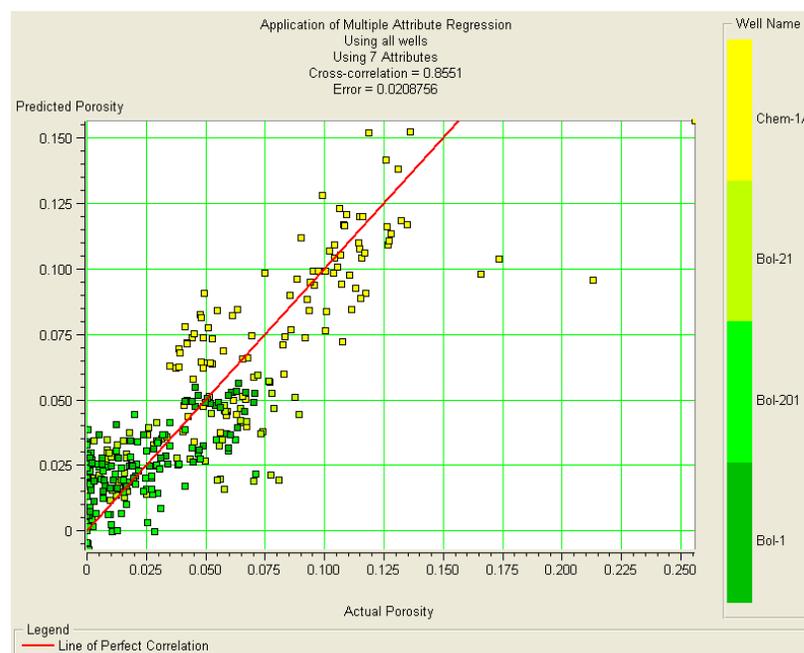


Figura 4.7. Gráfico cruzado entre la porosidad de registro y la calculada.

La Figura 4.8 muestra los valores de correlación y error promedio obtenidos para el caso de la predicción de la Porosidad. Se observa un error de correlación de 0.63 con error promedio de 0.046.

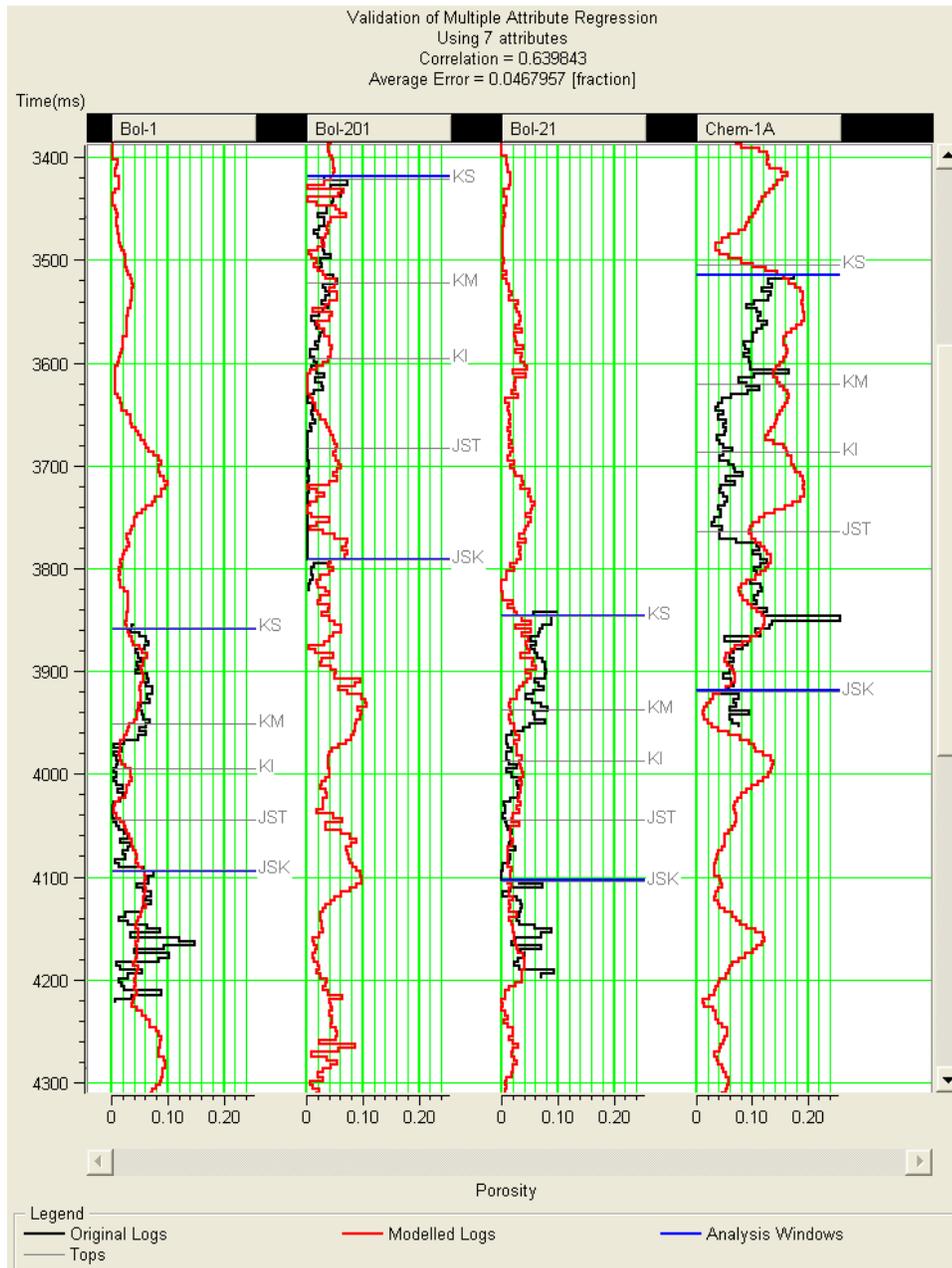


Figura 4.8. Validación de la regresión de atributos múltiple con la mayor correlación y el menor error posible.

4.4. REDES NEURONALES Y SU APLICACIÓN

Con el fin de mejorar los resultados obtenidos en el análisis multiatributos se decidió aplicar la técnica de redes neuronales.

Como se mencionó anteriormente, las redes neuronales han llegado a ser muy populares en las diferentes ramas de la geofísica, Van der Baan y Jutten (2000) hace referencia sólo a algunos que han utilizado las redes neuronales como herramienta para aplicar exitosamente a una variedad de problemas.

Una red neuronal es un algoritmo matemático que puede ser entrenado para resolver un problema que normalmente requiere intervención humana (Haykin, 1999). Las redes neuronales pueden ser clasificadas de acuerdo a dos características principales, por el tipo de problema que pueden resolver, ya sea clasificación o predicción y por el tipo de entrenamiento usado, el cual puede ser supervisado o no supervisado.

En la presente tesis se utiliza el método de Red Neuronal Probabilística (PNN por sus siglas en inglés), el cual está basado en un esquema de interpolación matemática donde los valores obtenidos pueden ser interpretados como un peso relativo dado a cada atributo. Al realizar el mapeo, las funciones de peso se multiplican por un valor de registro conocido para determinar los valores desconocidos (ver Apéndice C).

En la práctica, el uso de la PNN puede dividirse en cuatro pasos:

1. Diseño de la regresión multilineal con paso hacia atrás y su validación.
2. Entrenar la red neuronal para establecer la relación no lineal entre atributos sísmicos y propiedades de yacimiento en las localizaciones de los pozos.
3. Aplicar el entrenamiento de red neuronal a un volumen de datos sísmicos.
4. Validar los resultados en los pozos utilizados para el entrenamiento (Pramanik *et al.*, 2004).

4.4.1. Entrenamiento de la Red Neuronal

Para la construcción de la red neuronal se seleccionaron los atributos de la etapa anterior (mostrados en la Tabla 4.1).

Para un caso simple en el cual se trata de predecir un valor y desconocido de un registro y de un valor x de un atributo conocido, usando los valores de entrenamiento (x_1, y_1) , (x_2, y_2) , y (x_3, y_3) como se ejemplifica en la Figura 4.9.

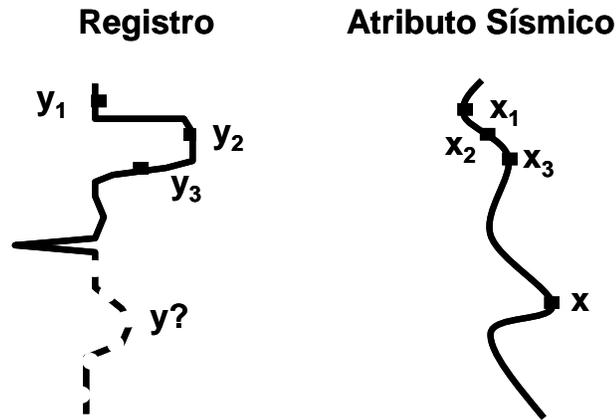


Figura 4.9. Entrenamiento de la Red Neuronal (tomada de Hampson, 1999).

La Figura 4.10 muestra el gráfico cruzado de correlación entre la porosidad calculada y la real medida de cada pozo, es decir muestra la tendencia a predecir en las porosidades reales más altas y en las más bajas, se observa que la línea de correlación roja se aproxima bastante a una línea de 45° teniendo una desviación estándar de alrededor del 20 por ciento; así también es notable que en este caso de PNN los puntos de los datos están mucho más cercanos a la línea de regresión. Si comparamos esta gráfica con la Figura 4.7 observamos que este método produce menor dispersión en la correlación.

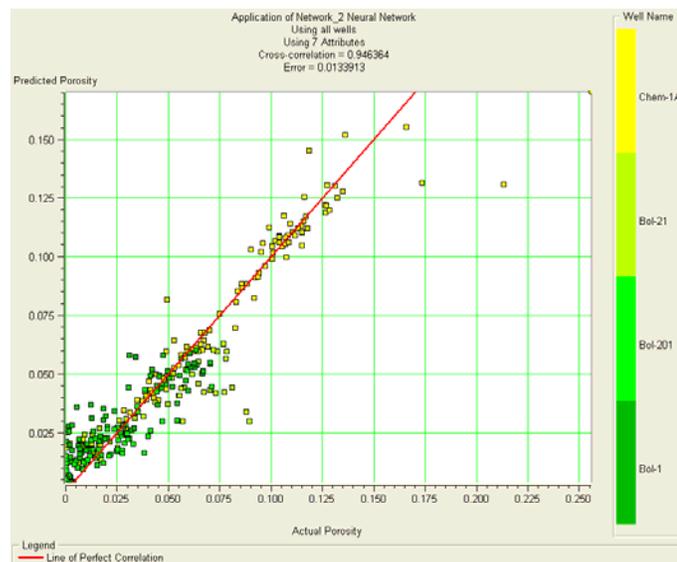


Figura 4.10. Gráfico cruzado entre la porosidad de registro y la calculada.

4.5. APLICACIÓN DE LA RED NEURONAL A LOS DATOS SÍSMICOS E INTERPRETACIÓN

Finalmente, el modelo PNN fue usado para crear un volumen de porosidad que produce un modelo geológico basado en los registros geofísicos. Una vez obtenido el mínimo error y la mejor correlación, se aplicó como control de calidad la red neuronal a algunas líneas cercanas a los pozos; posteriormente se aplicó al cubo sísmico completo obteniéndose finalmente un cubo 3D para la propiedad de porosidad efectiva (Figura 4.13).

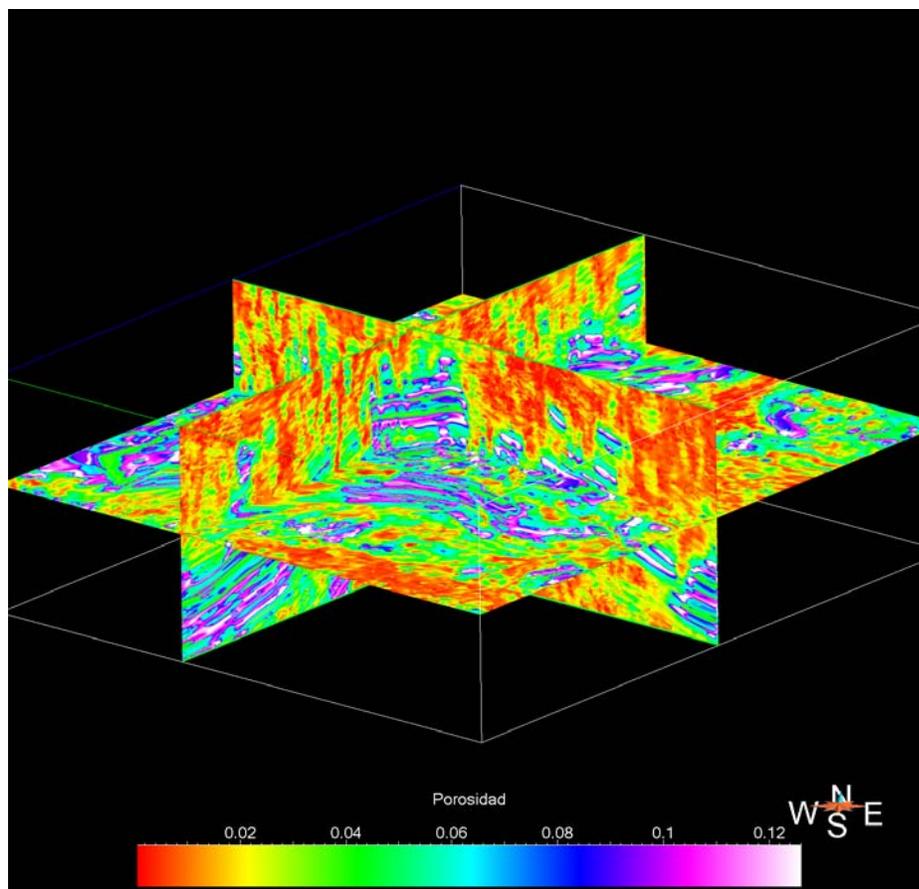


Figura 4.13. Cubo de Porosidad (fracción)

El cubo de porosidad efectiva se interpretó principalmente con los mapas para cada nivel, así como también con algunas secciones en los pozos utilizados.

Las Figuras 4.14a, 4.14b, 4.14c y 4.14d muestran los mapas generados a partir del volumen de porosidad para cada uno de los cuatro niveles de interés, los tonos azules y violetas corresponden a las zonas con mayor porosidad. De los cuatro niveles generados el mapa en el que se observan valores más altos de porosidad corresponde al nivel JSK.

En el mapa 4.14a se observan muy pocas zonas con porosidades altas, la mayor concentración está alrededor del pozo Chem-1a. Este mapa nos muestra la distribución de porosidades en el Cretácico Superior. En general, la zona con las mejores porosidades está concentrada en el área suroeste del cubo y esencialmente en el eje mayor de la estructura, mientras que las porosidades menores en amarillo y verde están alrededor del alto, limitando la prospectividad exploratoria de este nivel.

Nótese adicionalmente el incremento de la porosidad en la cercanía de algunas de las fallas, especialmente las fallas de dirección NE 40° SW y las NW 5° SE, las cuales corresponden a las direcciones abiertas en este intervalo, ya descritas con anterioridad.

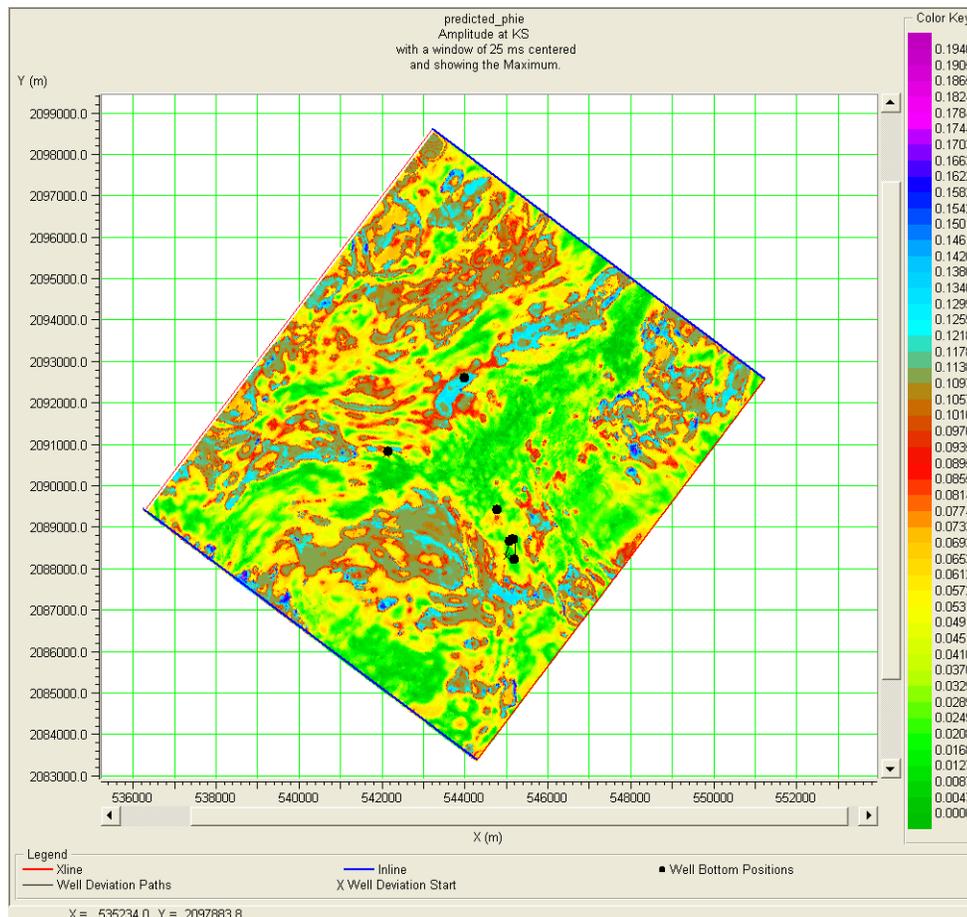


Figura 4.14a. Mapa generado a partir del cubo de volumen de porosidad (fracción) correspondiente al nivel KS.

El mapa de la Figura 4.14b nos muestra la distribución de porosidades en el Cretácico Medio. Al igual que en el caso anterior las zonas con mayores porosidades están representadas con colores violeta y azul, y están concentradas en el área suroeste de la estructura, se observan aún menos zonas con porosidades altas, lo cual es un resultado esperado ya que en el Cretácico Medio la porosidad de matriz predominante es muy baja (tamaño de poros correspondientes a microporos), por lo que la caracterización del sistema fracturado es de fundamental importancia para el desarrollo del campo.

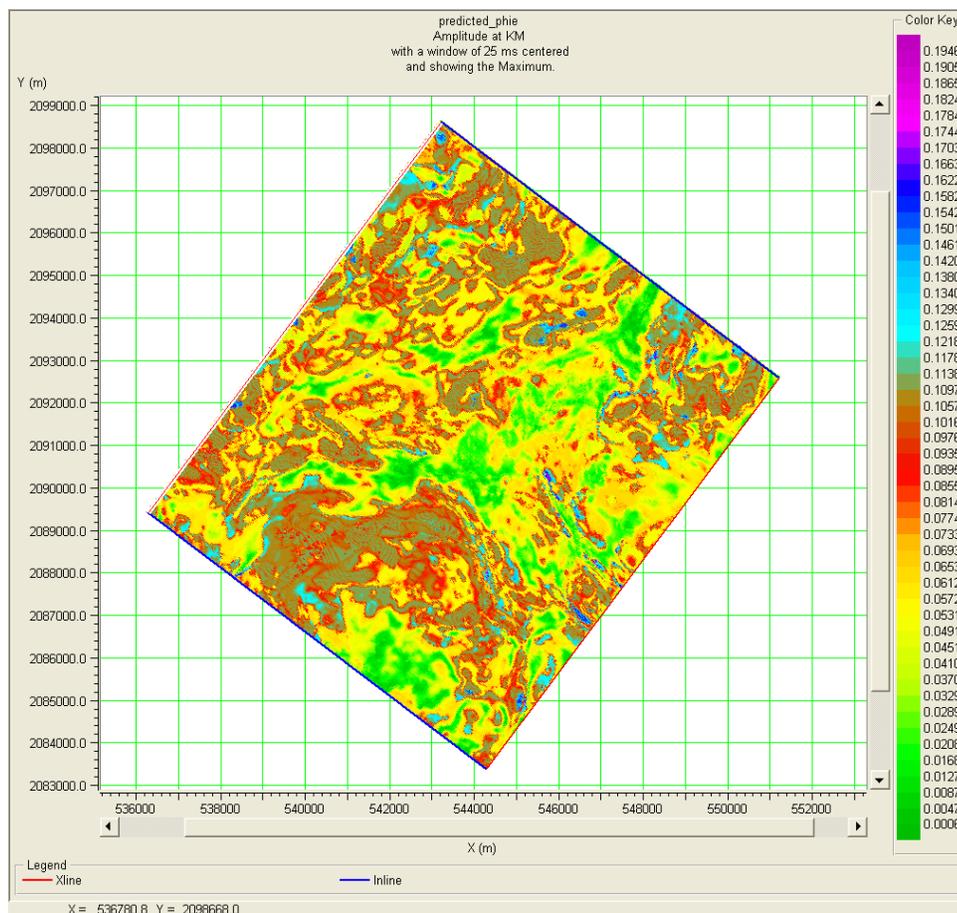


Figura 4.14b. Mapa generado a partir del cubo de volumen de porosidad (fracción) correspondiente al nivel KM.

El mapa 4.14c corresponde al nivel del Jurásico Titoniano; en éste se observan porosidades altas al norte del límite del mapa, en una parte baja de la estructura y por lo tanto de poco interés. En general el mapa es muy similar al mapa anterior correspondiente al Cretácico Superior.

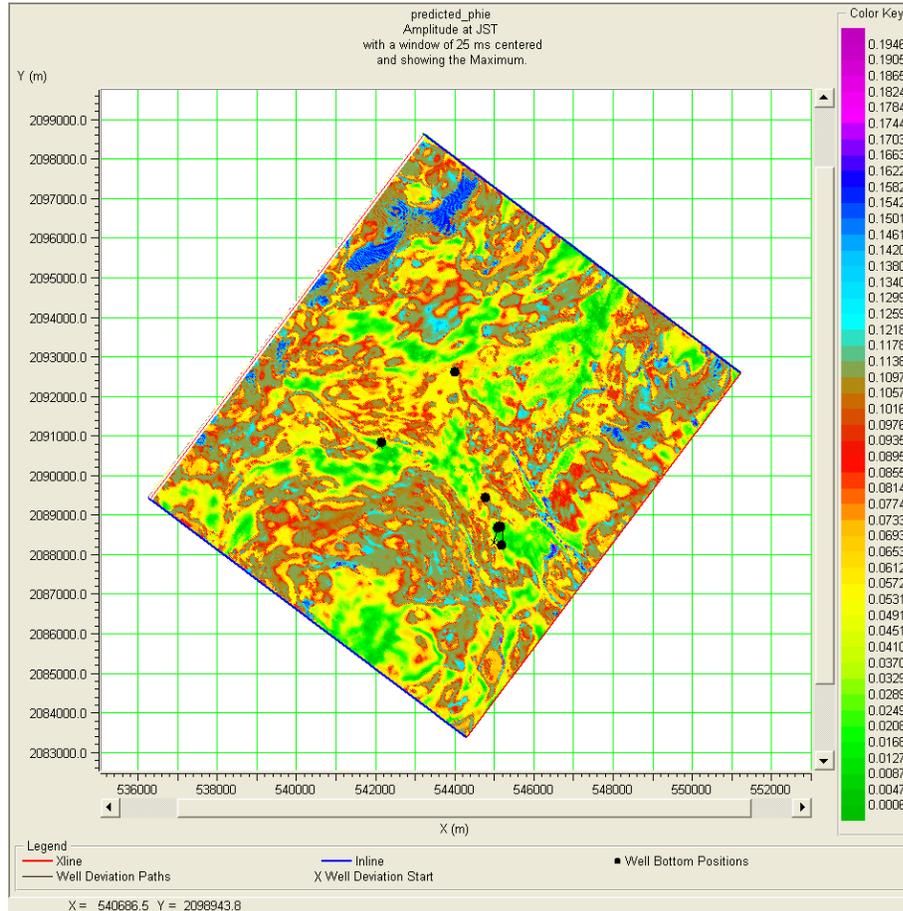


Figura 4.14c. Mapa generado a partir del cubo de volumen de porosidad (fracción) correspondiente al nivel JST.

El mapa 4.14d es el que presenta valores más altos de porosidad, se observa un área relativamente extensa en el flanco de la estructura donde no se presenta pozo alguno y por lo que resulta importante para la realización de un pozo para su evaluación.

Nótese que al contrario del Cretácico, la porosidad en el Jurásico está distribuida en toda el área del prospecto, generando zonas con gran interés exploratorio, enmarcadas con los círculos de color azul.

Como se mencionó anteriormente el Jurásico Kimeridgiano presenta facies oolíticas de muy buenas características petrofísicas, con porosidades intergranulares en el orden del 10 %, que permiten el flujo de hidrocarburos. La presencia de fracturas, cuando están presentes, optimiza la producción ya que aumenta la capacidad de flujo del yacimiento.

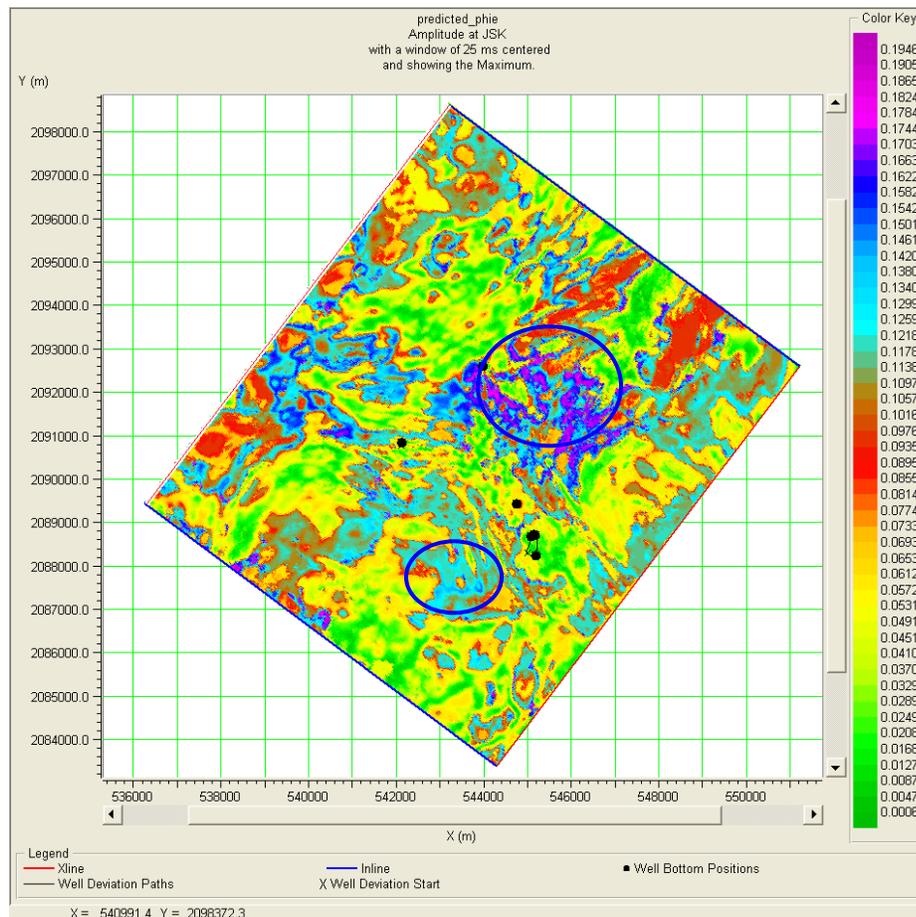


Figura 4.14d. Mapa generado a partir del cubo de volumen de porosidad (fracción) correspondiente al nivel JSK.

Los resultados tanto de análisis multiatributos y redes neuronales pueden ser considerados confiables y de buena calidad tomando como base los errores y los coeficientes de correlación obtenidos.

Así, con el fin de observar la distribución de la porosidad con respecto a los sistemas de fracturas antes identificados se generó una superposición de los mapas de porosidad con los mapas del atributo buzamiento instantáneo. Estos mapas se muestran en las Figuras 4.15 y 4.16; en ellos se observa que las porosidades están asociadas a las estructuras del área, es decir que la distribución de la porosidad está ligada al sistema de fallas antes identificado en el análisis de atributos sísmicos.

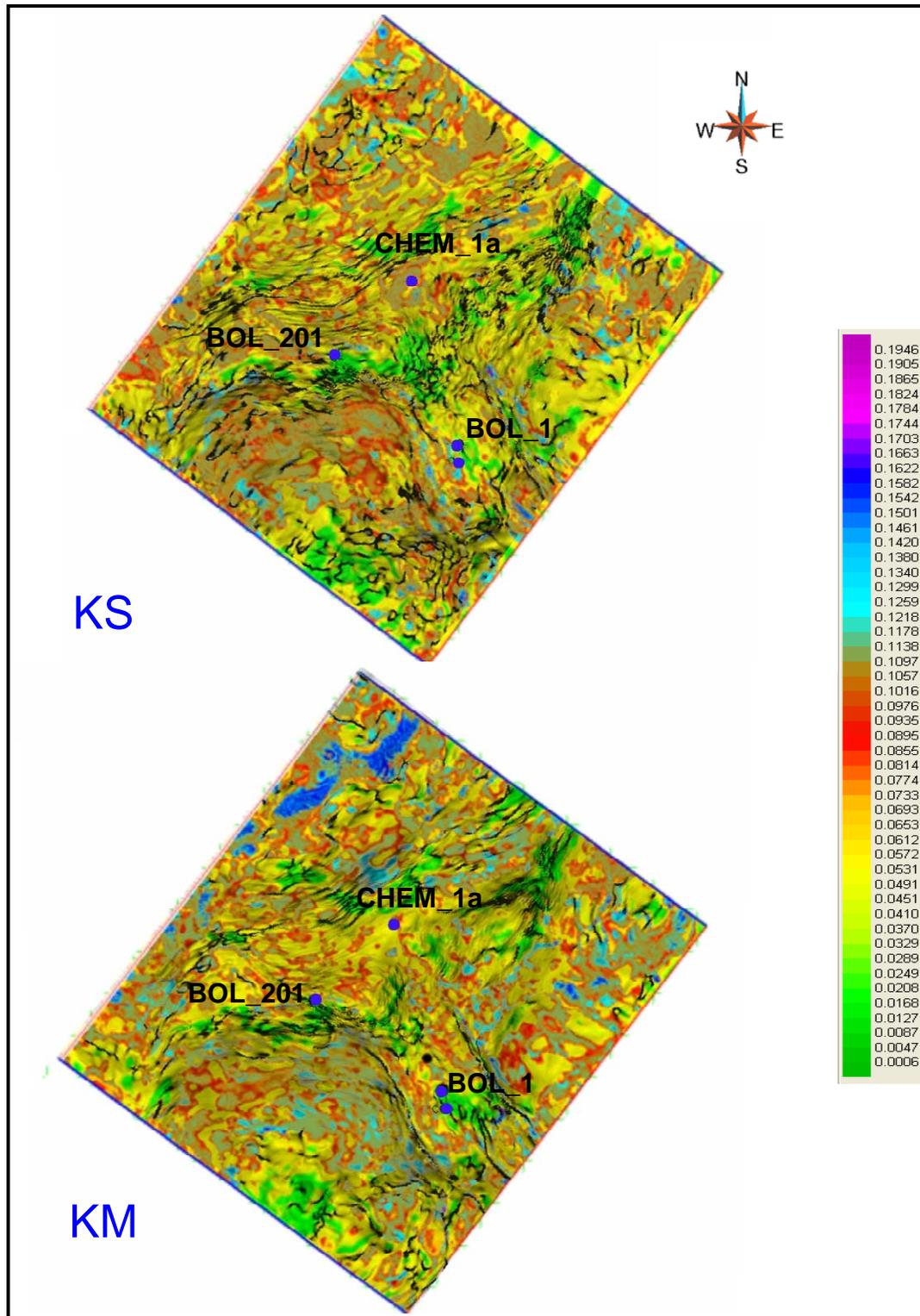


Figura 4.15. Mapas de porosidad (fracción) mezclado con el atributo de buzamiento instantáneo para el nivel KS y KM.

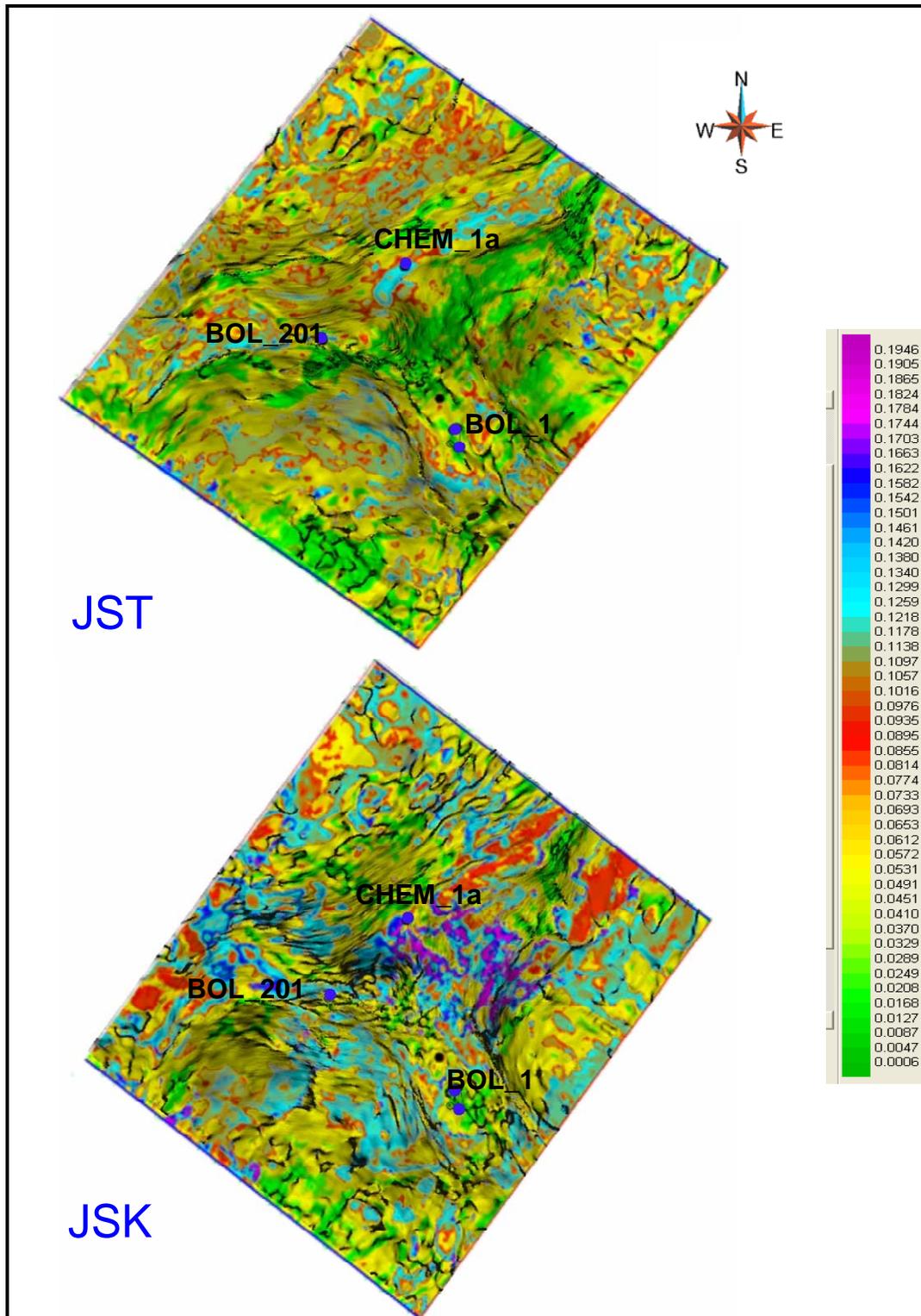


Figura 4.16. Mapas de porosidad (fracción) mezclado con el atributo de buzamiento instantáneo para el nivel JST y JSK.

La contribución de esta tesis es la generación de un cubo de propiedades petrofísicas, que puede ser analizado en diferentes direcciones y permite observar la distribución de la porosidad efectiva, que en conjunto con un análisis de patrones principales de fracturas, obtenido por medio de atributos geométricos, puede determinar las zonas con mayores posibilidades de explotación.

Recientemente en algunos trabajos se incluye la *impedancia acústica* como un atributo más para el modelado de propiedades petrofísicas. Como lo demuestran diferentes trabajos, por ejemplo Calderón *et al.* (2005) y Fu *et al.* (2006), hay campos en los que este atributo, derivado de una inversión basada en un modelo, puede ser usado como un atributo sísmico principal para estimar la distribución espacial de las propiedades de las rocas. Si este atributo se combina con otros atributos sísmicos de un modo lineal o no lineal, el ajuste entre el registro derivado de las propiedades y los valores calculados puede mejorar la interpretación. Por esta razón y con la finalidad de mejorar los resultados, sería conveniente utilizar dicho atributo para la obtención de un cubo de porosidad.

CONCLUSIONES

De acuerdo con los objetivos particulares de esta tesis podemos concluir lo siguiente:

- Se realizó la interpretación estructural 3D del campo Bolontikú, utilizando los datos apilados cuya calidad y resolución en general fue buena. Se interpretaron cuatro horizontes correspondientes a los niveles: Cretácico Superior, Cretácico Medio, Jurásico Superior-Titoniano y Jurásico Kimeridgiano, que representan rocas almacén del yacimiento y que por lo tanto fueron los niveles estudiados en esta tesis.
- Las principales características del modelo incluyen un alineamiento de fallas NW-SE que dividen el área de estudio en dos dominios importantes, colocando a los pozos Chem-1A y Bol-201 en uno de estos dominios, mientras que los pozos Bol-1 y Bol-21 pertenecen al segundo dominio. Lo que permite concluir que la información obtenida de las dos parejas de pozos proporciona características de dos dominios diferentes. Por ejemplo, el pozo Bol-201 presenta un espesor similar al Chem-1A, mientras que entre los pozos Bol-1 y el Chem-1A es evidente un cambio en el espesor de toda la secuencia estratigráfica estudiada.
- De las pruebas realizadas se determinó que los atributos que mejor definen la intensidad y orientación de las zonas fracturadas son: Similitud (Similarity), Frecuencia Instantánea (Instantaneous Frequency), Dirección de Buzamiento (Dip Azimut), Cambio de Buzamiento (Dip Variance) y Buzamiento Instantáneo (Instantaneous Dip).

- Se identificaron direcciones de fracturas reportadas en los pozos, tanto para fracturamiento abierto como para fracturamiento cerrado teniendo como base los mapas obtenidos del análisis de atributos sísmicos y los datos de núcleos de pozos disponibles. En lo que respecta al Cretácico Superior existe un gran número de alineaciones secundarias, sólo dos de ellas muestran potencial exploratorio (NE 37° SW y NE 5° SE) y se encuentran ubicadas mayormente en las áreas de los pozos sobre el alto estructural central del campo. El Jurásico Superior-Kimeridgiano reporta un mayor número de fracturamiento abierto (NW 80° SE, NW 40° SE, NW 20° SE, NE 68° SW, NW 5° SE), lo que permite concluir que este nivel tiene mayor cantidad de alineamientos potenciales que el Cretácico, lo cual le da grandes probabilidades exploratorias.
- Se obtuvo un volumen de porosidad a partir de dos diferentes técnicas, regresión multilineal y PNN, identificando la distribución de la porosidad efectiva que fue representada en mapas para cada nivel de interés. De este análisis también se concluye que PNN proporciona mayor correlación entre la porosidad calculada y la inferida de registros geofísicos de pozos, así como errores de alrededor del 2 % que son inferiores a los obtenidos en el análisis multiatributos.
- Los mapas generados de porosidad estimada explican satisfactoriamente la información de los pozos. La regresión multilineal de atributos proporciona un buen ajuste de curvas en los pozos Bol-1, 21 y 201, sin embargo el ajuste para el pozo Chem-1 es muy malo. La aproximación PNN del registro de porosidad proporciona un alto coeficiente de correlación mejorando la resolución lateral y vertical en comparación al método de regresión multilineal.

ANEXO A: ATRIBUTOS SISMICOS

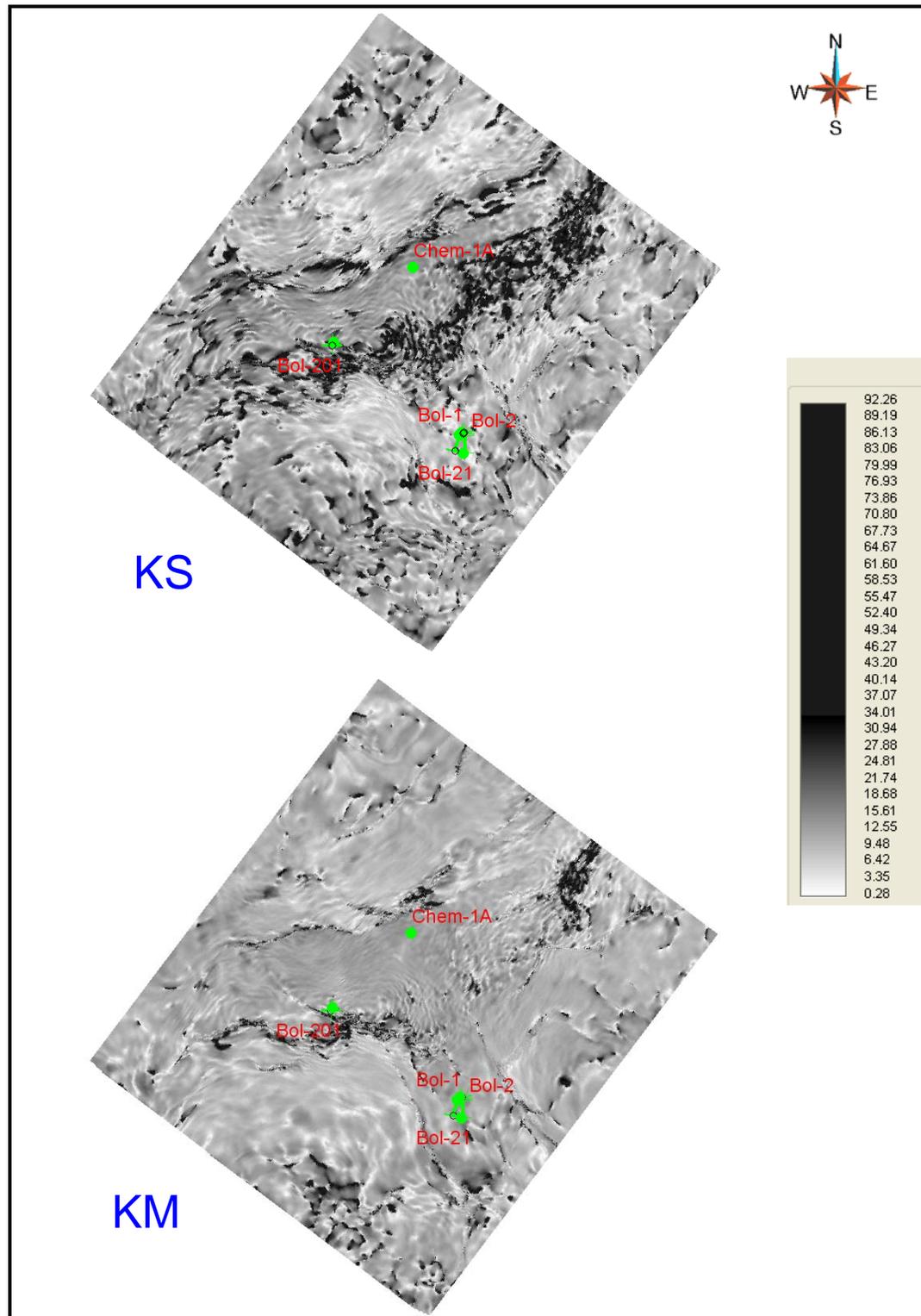
A1.FRECUENCIA INSTANTÁNEA

Figura A.1. Atributo de frecuencia instantánea para los niveles KS y KM.

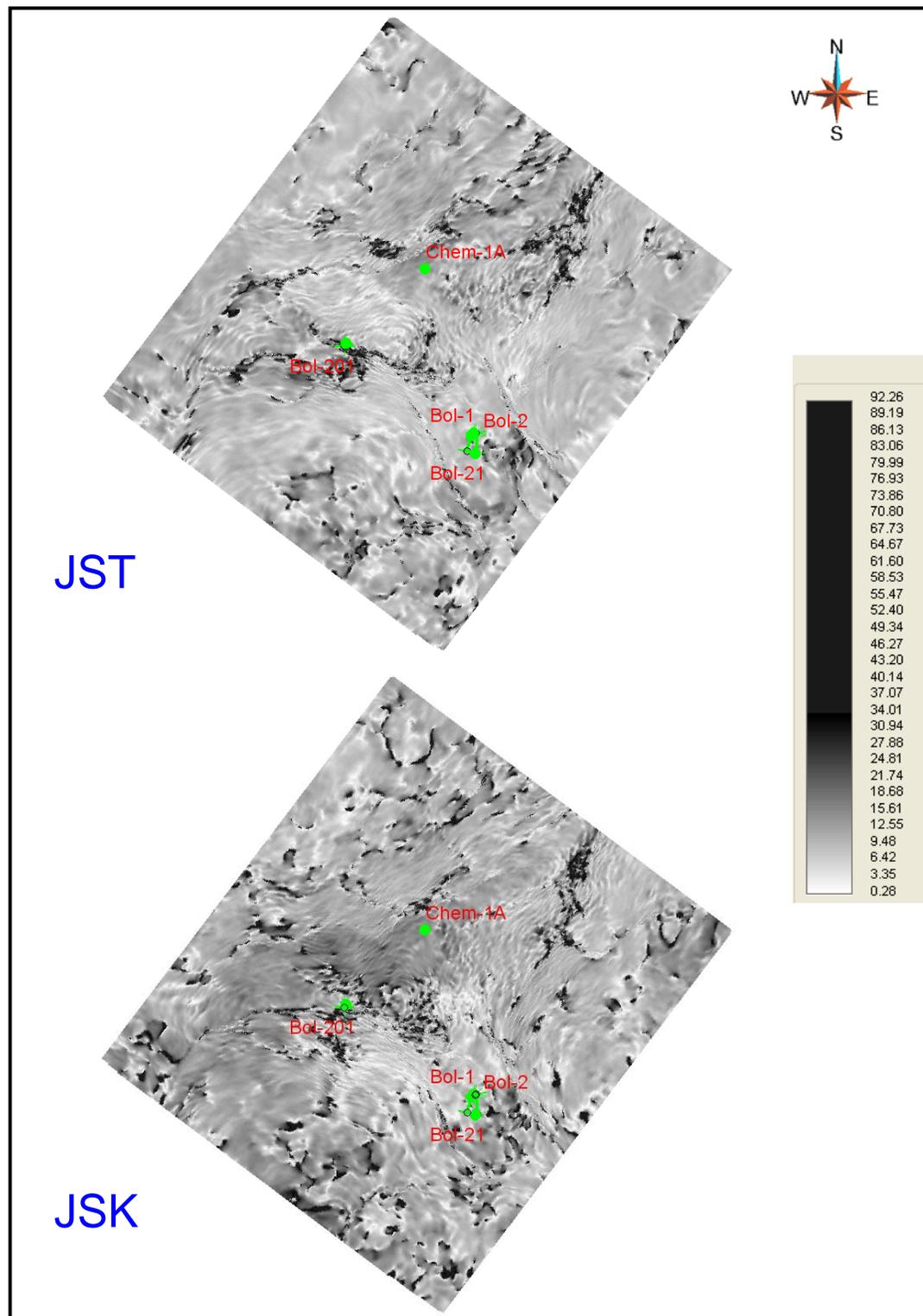


Figura A.2. Atributo de frecuencia instantánea para los niveles JST y JSK.

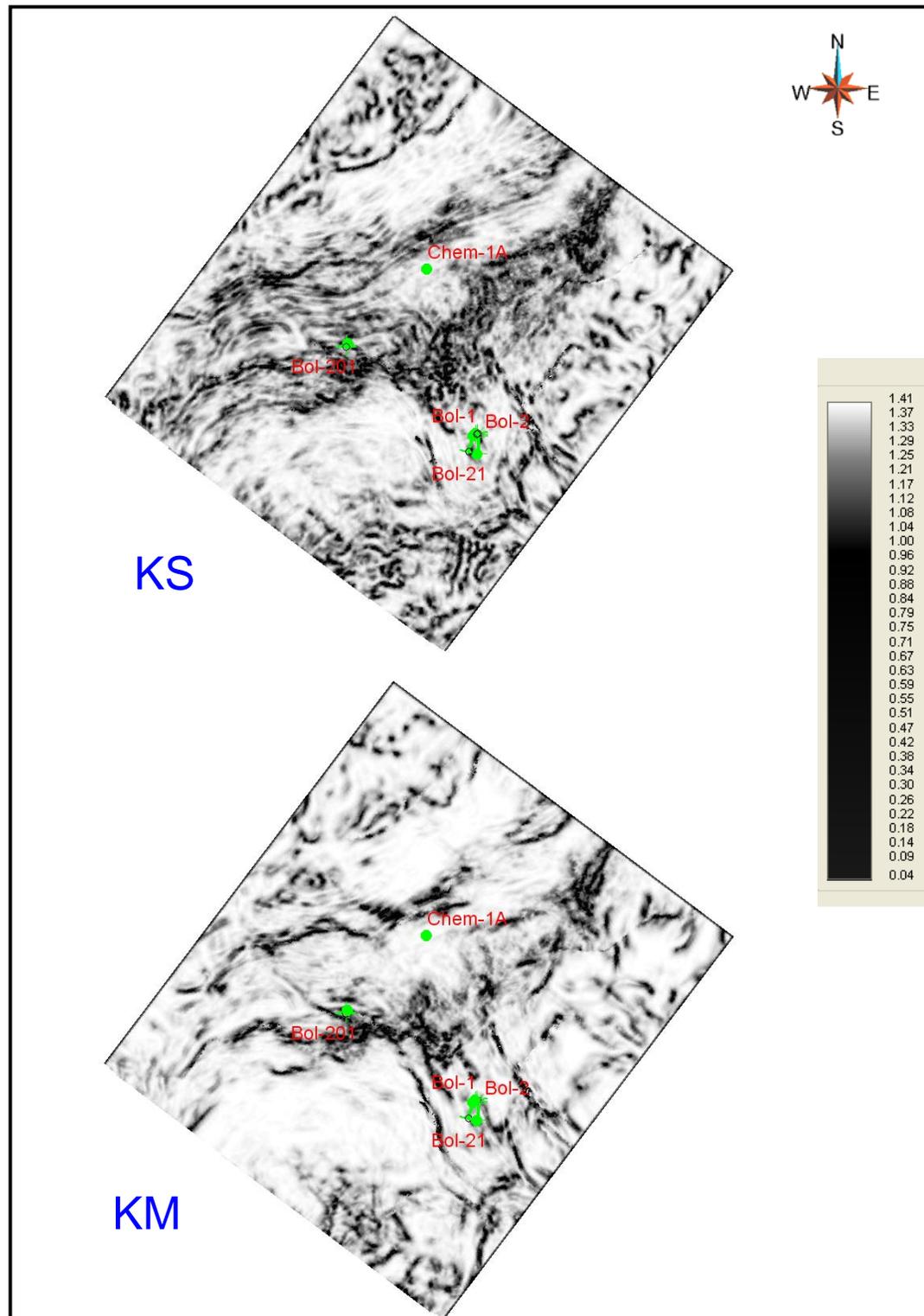
A2. SIMILITUD

Figura A.3. Atributo de similitud para los niveles KS y KM.

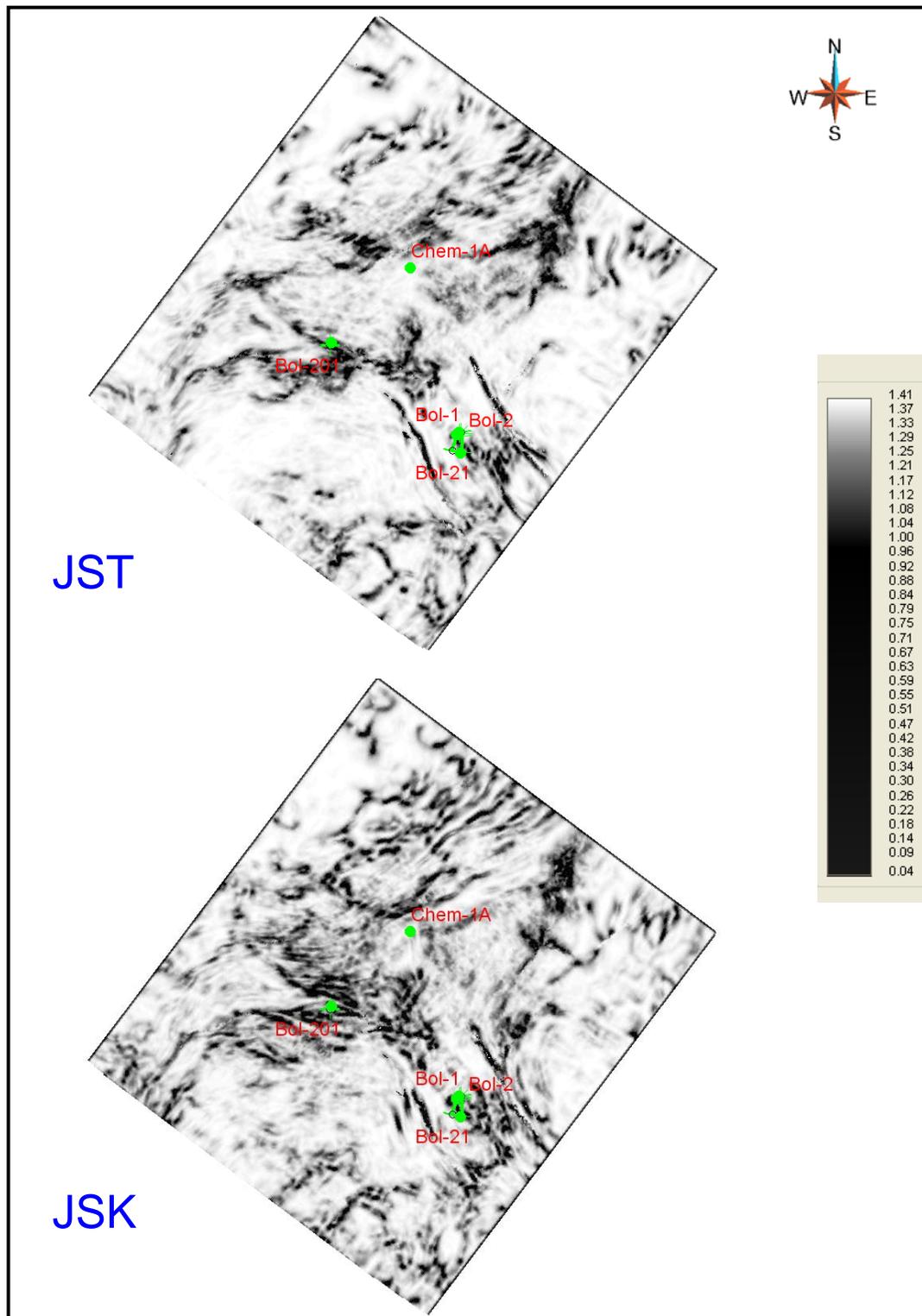


Figura A.4. Atributo de similitud para los niveles JST y JSK.

A3. DIRECCIÓN DE BUZAMIENTO

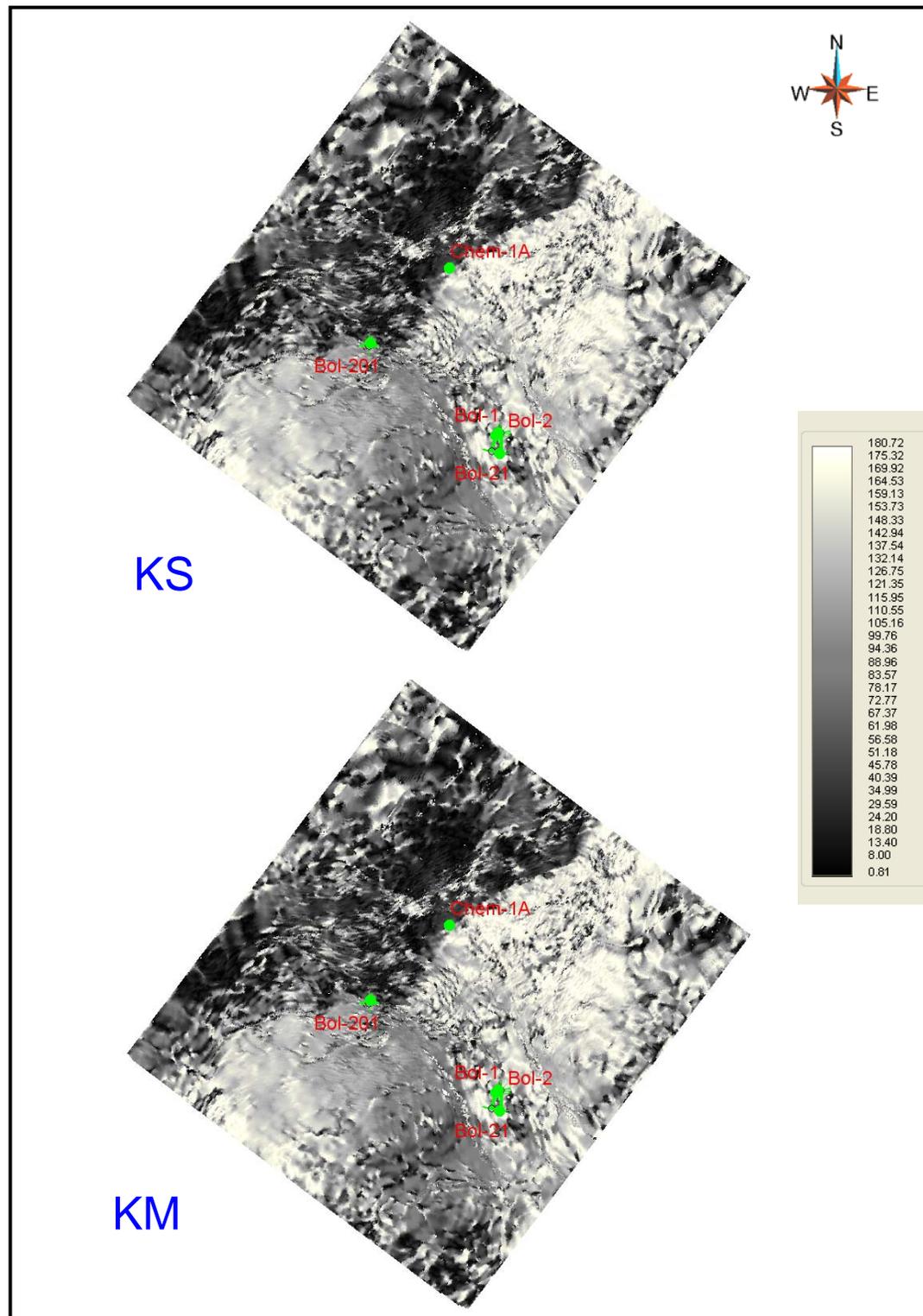


Figura A.5. Atributo de dirección de buzamiento para los niveles KS y KM.

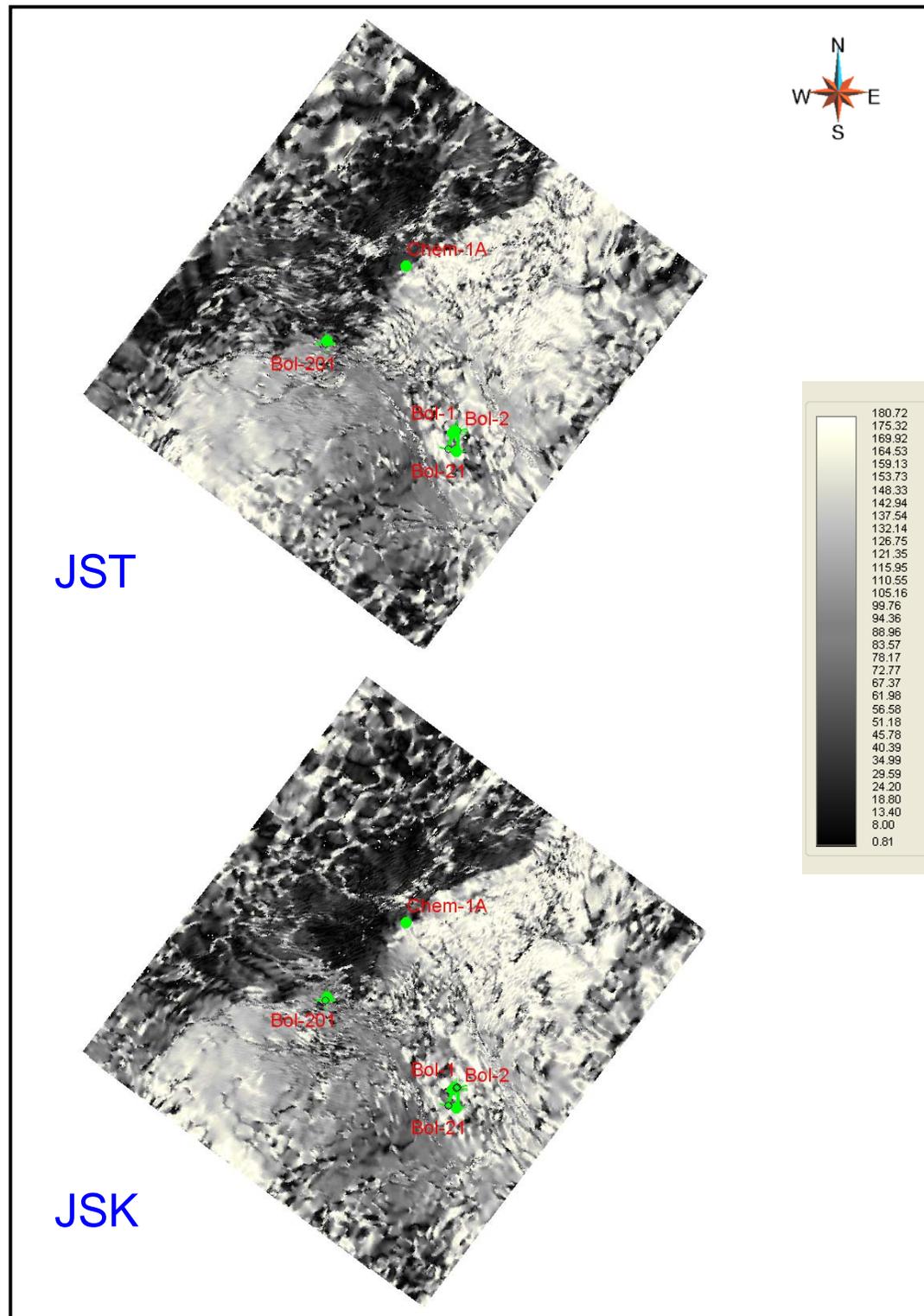


Figura A.6. Atributo de direccion de buzamiento para los niveles JST y JSK.

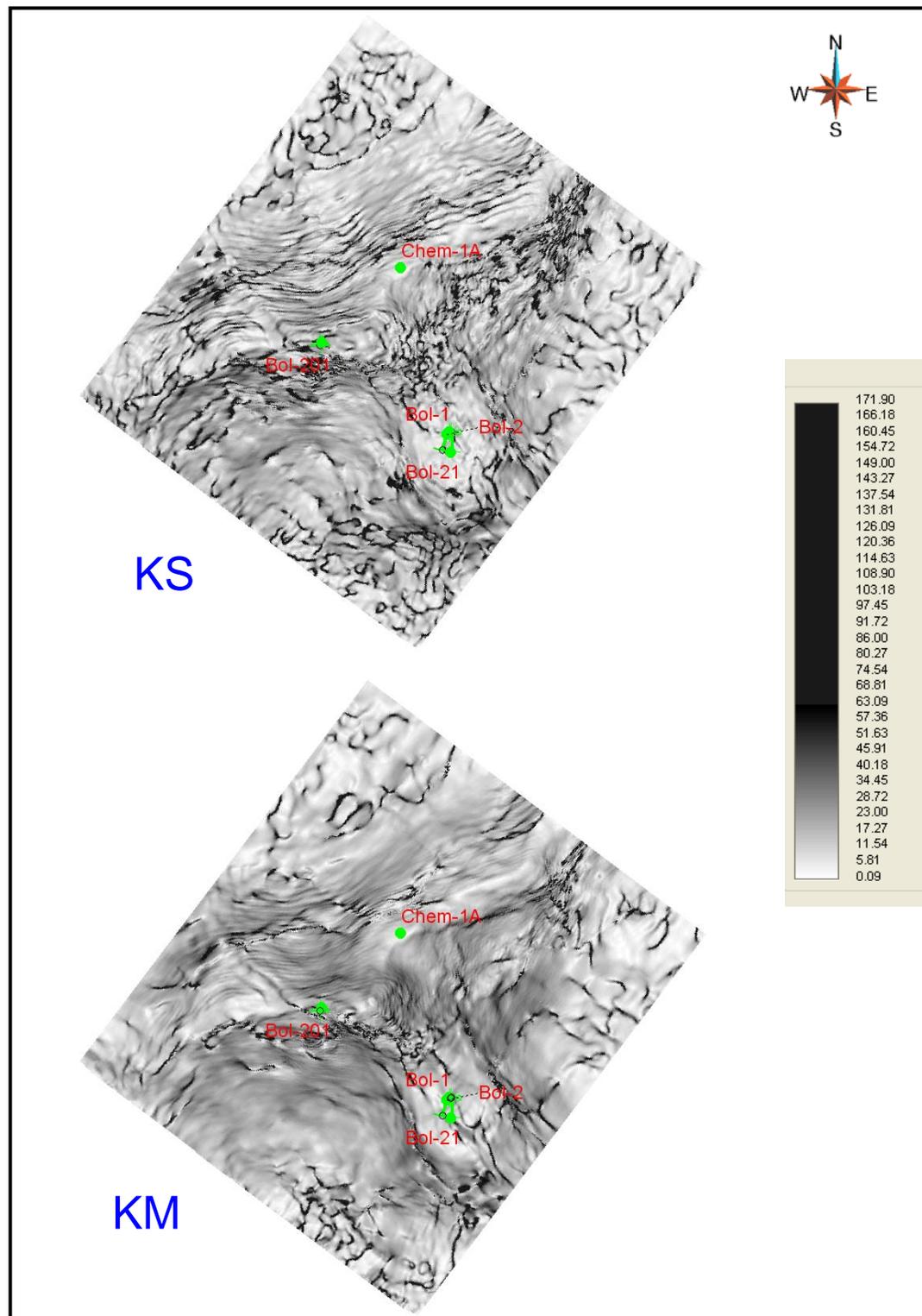
A4. BUZAMIENTO INSTANTÁNEO

Figura A.7. Atributo de buzamiento instantaneo para los niveles KS y KM.

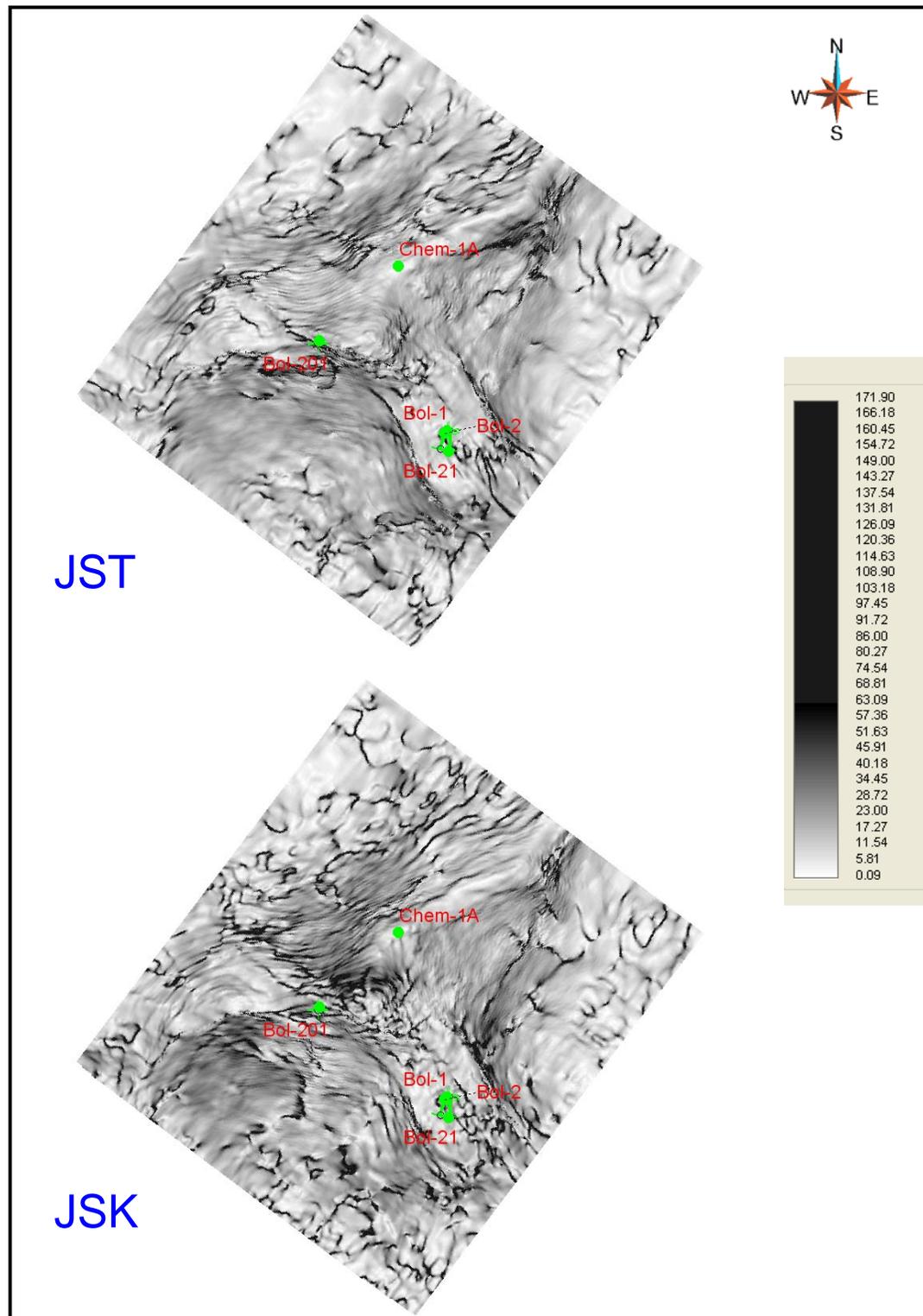


Figura A.8. Atributo de buzamiento instantaneo para los niveles JST y JSK.

APÉNDICES

A. TRAZA SÍSMICA COMPLEJA Y TRANSFORMADA DE HILBERT

Taner and Sheriff (1977) and Taner *et al.* (1979) introdujeron el concepto del uso de la transformada de Hilbert para calcular la amplitud, fase y frecuencia instantáneas, significando que el valor de la amplitud, fase y frecuencia son calculados para cada muestra de tiempo de cada traza sísmica. La interpretación sísmica se ha beneficiado fuertemente de la tecnología de atributos sísmicos puesto que permite analizar rigurosamente el comportamiento de la amplitud, fase y frecuencia de los datos sísmicos a lo largo de horizontes objetivos.

La transformada de Hilbert desenvuelve una secuencia helicoidal compleja (Figura A.1), a veces llamada la señal analítica, de una secuencia verdadera de los datos. La señal analítica tiene una parte real, que son los datos originales, y una parte imaginaria, que contiene la transformada de Hilbert. La parte imaginaria es una versión aparentemente distinta de la secuencia verdadera original con un desplazamiento de fase de 90°. Los senos por lo tanto se transforman a los cosenos y viceversa. La transformada de Hilbert tiene la misma amplitud y contenido de la frecuencia que los datos verdaderos originales e incluye la información de la fase que depende de la fase transforme de los datos originales.

El concepto de trazas complejas fue descrito por Tanner (1979). La traza compleja se define como en la siguiente ecuación:

$$Cx(t) = x(t) + iy(t)$$

Donde

$Cx(t)$ = Traza compleja

$x(t)$ = Traza Sísmica

$y(t)$ = Transformada de Hilbert de $T(t)$

$y(t)$ es un desfazamiento de 90° de $T(t)$

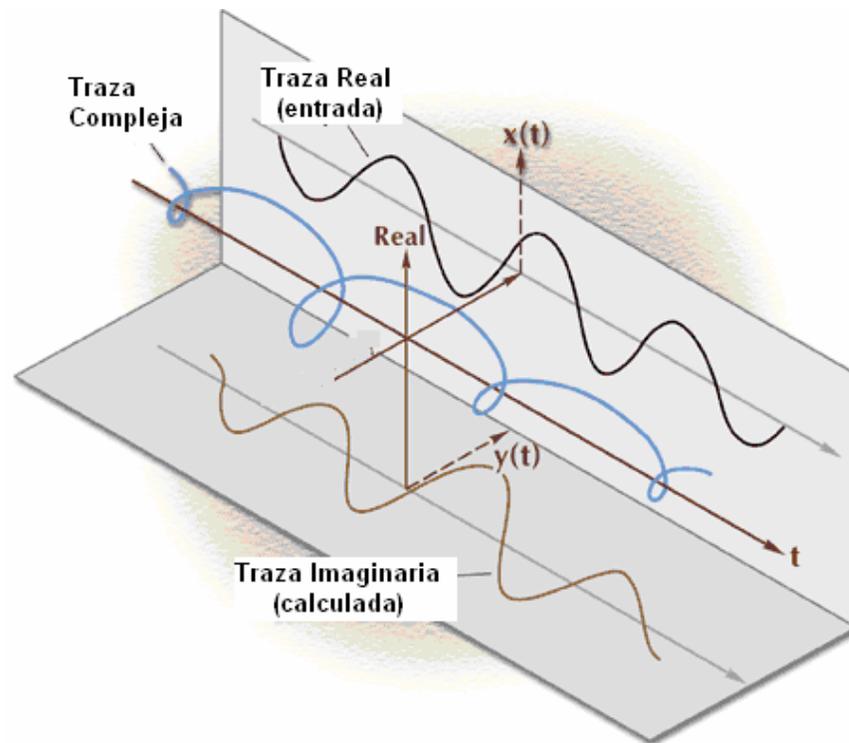


Figura A1.1. Traza compleja (tomada de AAPG, 2003)

B. TRANSFORMADA MULTIATRIBUTO USANDO REGRESIÓN LINEAL CON PASO HACIA ATRÁS

El método de transformada multiatributo involucra los mismos datos de entrada como un método geoestadístico excepto que utiliza una serie secundaria múltiple de medidas sísmicas. En la aproximación de regresión multilineal se desea calcular pesos óptimos aplicados a los atributos para generar un volumen de propiedad de yacimiento (Pramanik *et al.*, 2004). En el caso más general, aquel cuando la relación entre la propiedad de registro (P) y los atributos sísmicos (A_i) pueden ser escritos en la siguiente forma:

$$P(x,y,t)=F [A_1(x,y,t), A_2(x,y,t),\dots\dots\dots, A_M(x,y,t)], \quad (\text{B.1})$$

donde $P(x,y,t)$ es la propiedad de registro como una función de coordenadas x , y y t .

$F[.]$ es una relación funcional y A_i $i=1, 2, 3,\dots,M$ denota los atributos sísmicos. La relación funcional más simple es lineal. Para N muestras de tiempo medidas de los registros, la ecuación B.1 puede ser escrita como:

$$P_t=W_1A_{1t}+ W_2A_{2t}+ W_3A_{3t}+\dots\dots\dots+ W_M A_{Mt}+ W_{M+1} \quad (\text{B.2})$$

donde $t=1,2,\dots, N$ denota las muestras de tiempo y W_i , $i=1, 2, 3,\dots, M+1$ son pesos. Aquí W_{M+1} es una constante y es llamada bias. Los pesos son determinados por optimización de mínimos cuadrados. Una aproximación más avanzada es usar los operadores convolucionales en lugar de pesos constantes en el análisis de regresión:

$$P_t=W_1 * A_{1t}+ W_2 * A_{2t}+ W_3 * A_{3t}+\dots\dots\dots+ W_M * A_{Mt}+ W_{M+1} \quad (\text{B.3})$$

Donde $*$ denota convolución. En el caso de un operador de convolución de L puntos, hay $L \cdot (M+1)$ pesos desconocidos para ser determinados por optimización de mínimos cuadrados. Una aproximación de regresión multilineal se puede desempeñar bien si la relación funcional entre la propiedad de registro calculado y el atributo sísmico es lineal. En tal caso, el atributo que tiene el error de predicción más bajo se encuentra en primer lugar ($M=1$). Después para $M=2$, se fija el primer atributo para ser el caso $M=1$, y se encuentra el mejor par de atributos que tiene el error de predicción cuadrado medio más bajo. Para $M=3$ se fijan los primeros dos atributos para ser aquellos usados en el caso $M=2$ y encontrar el mejor triple de atributos que tienen el mínimo error de predicción. Esta

regresión paso atrás automáticamente selecciona el mejor atributo sísmico próximo cuya contribución en una dirección ortogonal al atributo previo es más grande. El método de regresión lineal múltiple es una de las técnicas ampliamente usadas en el campo de la geostatística. De cualquier forma se requiere precaución al utilizar esta técnica. En la regresión múltiple hay una tentación de incluir un número grande de variables de regresión las cuales parecen mejorar el ajuste para una serie de puntos dados, pero de hecho estos dan un ajuste espurio y un desempeño de predicción pobre. El número de variables no debe de ser mayor al número de observaciones.

PREDICCIÓN DE LA POROSIDAD CON TRES ATRIBUTOS

De acuerdo Hampson *et al.* (2001) el registro objetivo es modelado por la ecuación lineal:

$$\phi(t) = w_0 + w_1 I(t) + w_2 E(t) + w_3 F(t)$$

donde: $\phi(t)$ = porosidad

$I(t)$ = Atributo 1

$E(t)$ = Atributo 2

$F(t)$ = Atributo 3

Puede escribirse como sistema de ecuaciones lineales:

$$\phi_1 = w_0 + w_1 I_1 + w_2 E_1 + w_3 F_1$$

$$\phi_2 = w_0 + w_1 I_2 + w_2 E_2 + w_3 F_2$$

...

$$\phi_N = w_0 + w_1 I_N + w_2 E_N + w_3 F_N$$

O en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \vdots \\ \phi_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & I_1 & E_1 & F_1 \\ 1 & I_2 & E_2 & F_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & I_N & E_N & F_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} \quad \text{ó } P=AW$$

Puede resolverse por mínimos cuadrados:

$$W = [A^T A]^{-1} A^T P$$

Estos coeficientes minimizan el error total de predicción:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\phi_i - w_0 - w_1 * I_i - w_2 * E_i - w_3 * F_i)^2$$

El error de predicción para N+1 atributos nunca puede ser más grande que el error de predicción para n atributos.

VALIDACIÓN MULTIATRIBUTO

Emerge deja sistemáticamente fuera algunos pozos utilizando el conjunto de datos de validación

Asumiendo que se tienen cinco pozos y tres atributos.

- Deja fuera uno de los pozos y resuelve los coeficientes de regresión usando solo los datos de cuatro de los pozos.

$$\phi_1 = w_0 + w_1 I_1 + w_2 E_1 + w_3 F_1$$

$$\phi_2 = w_0 + w_1 I_2 + w_2 E_2 + w_3 F_2$$

...

$$\phi_N = w_0 + w_1 I_N + w_2 E_N + w_3 F_N$$

- Con los coeficientes derivados, calcula el error de predicción para el pozo 1 (el antes excluido) solo con los datos del mismo. Esto nos da el error de validación para el pozo 1, E1.

- Repite el proceso para cada uno de los otros pozos cada vez dejando fuera del cálculo de los coeficientes de la regresión los pozos seleccionados, pero usando solo aquel pozo para el cálculo del error.

- Calcula el error de validación promedio para todos los pozos.

C. TRANSFORMADA MULTIATRIBUTO USANDO REDES NEURONALES PROBABILISTICA

La Red Neuronal Probabilística (PNN) de acuerdo a Pramanik *et al.* (2004) es actualmente un esquema de interpolación matemática el cual usa una arquitectura de red neuronal para su implementación, es una de las redes neuronales más efectivas. En la PNN los pesos son calculados usando el concepto de distancia en espacio-atributo de un punto conocido a un punto desconocido. La idea básica de la PNN es usar una serie de uno a más valores medidos (variables independientes) para predecir el valor de una sola variable dependiente. Se denotan las variables independientes p con un vector $x = (x_1, x_2, \dots, x_p)$. Las entradas de la red neuronal son entradas independientes x_1, x_2, \dots, x_p , y la salida es una variable dependiente y . Nótese que la variable dependiente y es una escalar. El objetivo es estimar la variable dependiente desconocida, y' , en la localización donde las variables independientes son conocidas. Esta estimación está basada en la ecuación fundamental de la PNN (regresión general):

$$y'(x) = \frac{\sum_{i=1}^n [y_i \exp(-D(x, x_i))]}{\sum_{i=1}^n [\exp(-D(x, x_i))]} \quad (\text{C.1})$$

Donde n es el número de medidas y $D(x, x_i)$ está definido por:

$$D(x, x_j) = \sum_{j=1}^p \left[\frac{(x_j - x_{ij})}{\sigma_i} \right]^2 \quad (\text{C.2})$$

$D(x, x_j)$ es de hecho la distancia escalada entre el punto que se trata de estimar, x , y los puntos entrenados, x_i . La distancia está escalada por la cantidad σ_j (parámetro de suavizado) que puede ser independiente para cada variable independiente. El entrenamiento de la red ahora consiste en determinar la serie óptima de parámetros de suavizado, σ_j . El criterio para optimización es la minimización del error de validación. El resultado de validación para m ejemplos está definido como:

$$y'_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n [y_i \exp(-D(x_m, x_i))]}{\sum_{i \neq m}^n [\exp(-D(x_m, x_i))]} \quad (\text{C.3})$$

Entonces si el valor de predicción de m ejemplos es y'_m podemos calcular el error:

$$e_m = (y_m - y'_m)^2 \quad (\text{C.4})$$

Entonces el error total para n ejemplos es:

$$e = \sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2 \quad (\text{C.5})$$

REFERENCIAS

AAPG online course, 2003, Introduction to Seismic Attributes.

Aguilera, R., 1995, Naturally Fractured Reservoirs, Penwells Books, Tulsa Oklahoma, 2nd Ed, 521p.

Aguilera, R., 1998, Geologic aspects of naturally fracture reservoirs, The Leading Edge, 1667-1670p.

Aquino-López, J. A., 2003, Tesis de Maestría (Posgrado de Ingeniería, UNAM), El potencial Petrolero de las Calcarenitas del Paleógeno en la Sonda de Campeche, 66p.

Aquino-López, J. A., 2004, Sureste Basin, México and Associated Sub-basins: An Update and Future potencial, AAPG Internacional Conference Octubre 24-27, 2004; Cancún México.

Ángeles-Aquino, F. J., 2006 Monografía Petrolera de la Zona Marina, Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros.

Barrios, J., 2000, Sub-seismic fracture distribution in naturally fractured hydrocarbon reservoirs using 3D P-wave seismic, borehole, and image logs data: Caparroso, Escuintle, and Sen Oil Fields, Chiapas-Tabasco Area, Southern Mexico”, Dissertation Proposal, The University of Texas at Austin.

Barrios, J., Audemard, F., 2007, Mechanical Stratigraphy of salt induced structures from South Gulf of Mexico, Annual Convention & Exhibition, AAPG.

-
- Barnes, A. E., 1997, Genetic classification of complex seismic trace attributes: 67th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1151–1154p.
- Brown, A. R., 1996, Seismic attributes and their classification: The Leading Edge, **15**, 1090.
- Brown, A. R., 2001, Understanding seismic attributes. Geophysics, Vol. 66, No.1.
- Bratton, T., Viet Canh, D., Van Que, N., Duc Nguyen, V., Gillespie, P., Hunt, D., Li, B., Marcinew, R., Ray, S., Montaron, B., Nelson, R., Schoderbek, D., Sonneland, L., 2006, The Nature of Naturally Fracture Reservoirs, Oilfield Review Summer, Volume 18, Number 2.
- Calderon J. E., Castagna J., 2005, Porosity and lithologic estimation using rock physics and multi-attribute transforms in Balcon Field, Colombia, The Leading Edge 26: 142-150-
- Chen, Q., Sidney, S., 1997, Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring, The Leading Edge, vol.16, No. 5.
- Chernikoff, A., García-Hernández, J., Schatzinger, R., 2006, Mesozoic extensional tectonics: its impact on oil accumulations in Campeche Sound, Gulf of Mexico, The Leading Edge, October 2006, p. 1234-1234.
- Chopra, S., Marfurt, K. J., 2005., Seismic attributes – A historical perspective, Geophysics, vol. 70, no. 5, p. 3SO-28SO.
- Chopra, S., Marfurt, K. J., 2006 Seismic Attribute Mapping of Structure and Stratigraphy, SEG/EAGE Distinguished Instructor Short Course.
- Del Valle-García, R., Ramírez-Cruz, L., 2006, Spectral Attributes For Attenuation Analysis In A Fractured Carbonate Reservoir, The Leading Edge, 21, p.1038- 1041.
- Fu, D., Sullivan, E. C., Marfurt, K. J., 2006, Rock-property and seismic-attribute analysis of a chert reservoir in the Devonian Thirty-one Formation, west Texas, U.S.A. Geophysics, Volume 71, Issue 5, pp. B151-B158.
- Hampson, D. P., Schuelke, J. S., Quirein, J. A., 2001, Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data, Geophysics, Vol. 66 No.1; P220-236, 29 Figs., 2 Tablas.

-
- Harris, J.M., Langan, R.T., 2001, Crosswell seismic profiling: principle to applications, http://www.searchanddiscovery.net/documents/geophysical/harris_langan/images/harris.pdf
- Haykin, 1999, Neuronal Networks, A comprehensive Foundation. Second Edition. Prentice Hall.
- Holguín-Quiñónez, N., 1985, Evaluación Geoquímica del sureste de México, Boletín AMPG, Vol. 37, Número 1, p.p 3-48.
- Holguín-Quiñónez, N., González-García, R., 1992, Las rocas generadoras de México, Boletín AMPG, Vol. 52, Numero 1, p.p. 16-30.
- Jiménez-Guerrero M., 2005, Tesis de Maestría (Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado, UNAM) “Caracterización integral de yacimientos : Integración de datos de registros de pozo con atributos sísmicos usando Geostatística”
- Goldhammer, R. K., Johnson, C. A., Meneses-Rocha, J., 1999, Un resumen: Del desarrollo de los Sistemas de los Hidrocarburos, Tectónica y Estratigrafía de la Margen Sur del Golfo de México.
- Guzmán, E. A., Limón-Gonzalez, M., Márquez, D. B., 2000, The Gulf of Mexico Basin south of the border, the petroleum province of the 21st century, Part II Conference, San Diego California.
- Guzmán-Vega, M.A., Mello, M.R., 1999, Origin of Oil in the Surest Basin, Mexico. AAPG Bulletin, V. 83, No.7, P. 1068-1095
- Pacheco-Gutiérrez, A. C., 2002, Tesis Maestría (Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM) “Deformación transgresiva miocénica y el desarrollo de sistemas de fracturas en la porción nororiental de la Sonda de Campeche”, 98 p.
- PEMEX, Exploración y Producción, 1999. Las Reservas de Hidrocarburos de México. Vol. I y II.
- PEMEX, Exploración y Producción, 2007. Las reservas de Hidrocarburos en México.
- Pindell, J.L., 2002, How deep was the Late Jurassic Gulf of Mexico?, Offshore Magazine, v. 62 , pp. 60, 62, 63, 100.
-

-
- Pramanik, A. G., Singh, V., Vig, R., Srivastava, A. K., Tiwary, D. N., 2004, Estimation of effective porosity using geostatistics and multiattribute transforms: A case study, *Geophysics*, vol. 69, no. 2, p. 352-372.
- Martinez L. P., Hughes R. G., Wiggins M. L. I., 2002, Identification and characterization of naturally fractured reservoirs using conventional well logs, The University of Oklahoma.
- Martínez-Ángeles, R., 2002, Metodología de caracterización estática mediante tomografía de Rayos X: México, D.F., Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Informe de Investigación, 103 p.
- Marrett, R., Ortega, O.J., Kelsey, C.M., 1999, Extent of power-law scaling for natural fractures in rock: *Geology*, v. 27, p. 799-802.
- Mercado-Herrera, V., Russell, B., Flores, A., 2006, Neural networks in reservoir characterization, *The Leading Edge*, 25: 402-411.
- Neidell, N.S., Taner, M.T., 1971. Semblance and other coherency measures of multichannels data, *Geophysics*, 36, 482-497.
- Nelson, R. A., 1985 *Geology Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, Houston Gulf Publishing Company, 2nd ed. 332p.
- Rodríguez-Sandoval R., 2006, Tesis Maestría (Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM), Mapas de predicción de porosidad en el campo Ébano-Panuco México, por medio de Multiatributos Sísmicos y Redes Neuronales.
- Reyes-Ramos, F., Campos-Enríquez, J.O., 2007, Enhancing C2 y C3 coherency resolutions through optimizing semblance-based functions, *Geofísica Internacional*, Vol.46, Num.3, pp. 163-174.
- Savasta, O., Klíe, H., Toro, W., Márquez. D., González, M., 2000 Estudios de Anisotropía Sísmica en Geofísica de Exploración y Producción, *Visión Tecnológica*, 8, 39-48.
- Sarg, J. F., Schuelke, J. S., 2003, Integrated seismic analysis of carbonate reservoirs: from the framework to the volume attributes: *The Leading Edge*, v. 22, no. 7, p. 640-645.

-
- Skirius, C., Nissen, S. E., Haskell, N. L., Marfurt, K. J., Hadley, S., Ternes, D., Michel, Karin, Reglar, I., d'Amico, D, Deliencourt, F., Romero, T., d'Angelo, R., y Brown, B., 1999, 3-D seismic attributes applied to carbonates: The Leading Edge, 18, 384-393.
- Stearns, D.W., 1990, AAPG Fractured Reservoir School Notes, Great Falls, Montana.
- Taner, M. T., 2001, Seismic Attributes, Rock Solid Images, Houston, U.S.A., CSEG Recorder. 55.
- Taner, M., T., 2000, Attributes revisited. Rock Solid images:
http://www.rocksolidimages.com/pdf/attrib_revisited.htm
- Taner, M. T., Schuelke, J. S., O'Doherty, R. and Baysal, Edip, 1994, *Seismic attributes revisited*: 64th Annual Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 94, 1104-1106.
- Taner, M. T., Koheler F., Sheriff R.E., 1979. Complex Seismic Trace Analysis. Geophysics, Vol. 44, No. 6.
- Taner, M. T., Sheriff, R.E., 1977, Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination: American Association of Petroleum Geologist Memoir 26, p. 301-327.
- Todorov, T., Hampson, D., Russell, B., 1998, Porosity prediction using attributes from 3C-3D seismic data, CREWES Research Report, Volume 10.
- Van der Baan, M., Jutten, C., 2000 Neuronal networks in geophysical applications, Geophysics, Vol. 65, No. 4; P. 1032-1047, 7 figs., 1 tabla.
- Zeng H, Hentz, T. F., Wood, L., 2001, Strata slicing of Miocene-Pliocene sediments in Vermilion Bolck 50-Tiger Shoal Area, offshore Louisiana. The Leading Edge, April.