

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**RECONOCIMIENTO DE LITOFACIES APLICANDO
ATRIBUTOS SÍSMICOS Y MÉTODOS DE CLASIFICACIÓN GUIADA
EN LAS PARCELAS 362-7/362-8/362-9/362-10 DEL CAMPO JOBO,
ÁREA MAYOR DE TEMBLADOR, ESTADO MONAGAS**

**Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Barreto B., Jhanes C.**

Caracas, julio de 2004

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**RECONOCIMIENTO DE LITOFACIES APLICANDO
ATRIBUTOS SÍSMICOS Y MÉTODOS DE CLASIFICACIÓN GUIADA
EN LAS PARCELAS 362-7/362-8/362-9/362-10 DEL CAMPO JOBO,
ÁREA MAYOR DE TEMBLADOR, ESTADO MONAGAS**

**Tutor académico: Prof. José Manuel Cavada
Tutor industrial: Ing. Andrés Espeso**

**Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Barreto B., Jhanes C.**

Caracas, julio de 2004

Caracas, Julio de 2004

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería en Geología, Minas y Geofísica (Departamento de Geofísica), para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Jhanes Barreto, titulado:

“Reconocimiento de litofacies aplicando atributos sísmicos y métodos de clasificación guiada en las parcelas 362-7/ 362-8/ 362-9/362-10 del Campo Jobo, Área Mayor de Temblador, Estado Monagas”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Ovidio Suárez

Jurado

Prof. Franklin Ruiz

Jurado

Prof. José Cavada

Tutor

Ing. Andrés Espeso

Tutor

DEDICATORIA

A mi mamá y a mi papá, a quienes quiero y aprecio sobre todas las cosas, por su paciencia, constancia y dedicación... Gracias a ustedes obtengo esta primera importante lucubración de mi vida.

A mis hermanos, Manolo, Julio y sobre todo a Jesús, aunque no nos llevemos bien del todo, siempre están ahí, en el camino correcto. Gracias por su compañía y peleas... El éxito de uno es el triunfo de todos.

A Fernando, mi primo y hermano, por apoyarme. A mi prima Naty y sus niñas adorables, Gabriela y Amanda, por tanto cariño que me han dado.

A mi familia, abuela, tías paternas y maternas, en especial a Oly, por su cariño y por estar siempre pendiente de mí.

A Marianne, Preciosa, por el cariño y el amor concedido, que me apoyan y me fortalecen en cada momento.

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por facilitar todas las herramientas necesarias para mi formación profesional.

A INTEVEP, por la confianza brindada para la realización de este trabajo.

A mi tutor académico Prof. José Cavada, por ofrecerme su asesoría.

A mi tutor industrial, Andrés Espeso, por sus ideas novedosas, confianza, consejos y regaños.

A Ann Marie Mezones, por sus conocimientos, tranquilidad, ironía y sinceridad.

A Jorge Reverón por su apoyo incondicional y aportes de conocimientos.

A los tres anteriores por mantener un criterio crítico.

A María Daniela Rangel, por su interés, apoyo y confianza.

A Gustavo Montenegro, por su paciencia y soporte en las aplicaciones de GeoFrame.

A mis compañeros, tesistas y pasantes, Lugo, Dixxon, Silva, Bladimir, Asdrúbal y, en especial, a Roomer, Hugo y Eduardo, por su apoyo, consejos y críticas.

A mis compañeros de clases Jimmy, Carlos, Cara, Liz, Arihanna, Rivadeneira, que siempre estuvieron ahí, compartiendo momentos alegres y difíciles.

Barreto B. Jhanes C.

**RECONOCIMIENTO DE LITOFACIES APLICANDO
ATRIBUTOS SÍSMICOS Y MÉTODOS DE CLASIFICACIÓN GUIADA
EN LAS PARCELAS 362-7/362-8/362-9/362-10 DEL CAMPO JOBO,
ÁREA MAYOR DE TEMBLADOR, ESTADO MONAGAS**

Tutor académico: Prof. José Manuel Cavada. Tutor industrial: Ing. Andrés Espeso.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

Departamento de Geofísica. Año 2004, 96 p.

Palabras claves: Litofacies Atributos sísmicos Clasificación de facies sísmicas
Redes neuronales Métodos supervisados.

Resumen

En este trabajo se presentan los resultados de la interpretación de sísmica 3D, de un área de 96 km² perteneciente al Campo Jobo, localizado en la zona central del Estado Monagas, a unos 100 km al sur de la ciudad de Maturín. Este estudio tiene como finalidad determinar, clasificar y predecir variaciones en la litología, correspondiente al Miembro Morichal de la Formación Oficina, para optimizar la aplicación de las diferentes tecnologías de recuperación de zonas con hidrocarburos remanentes, que redunden en el mejoramiento de la producción del campo.

La metodología empleada consiste en la aplicación de los principales atributos sísmicos para determinar sus relaciones con las litofacies identificadas en los registros de pozos. Una

herramienta propuesta en este trabajo es el uso de las redes neuronales, basadas en el método supervisado de propagación hacia atrás (backpropagation). Esta metodología permitió predecir las distribuciones de litofacies en el volumen sísmico, abarcando las áreas entre pozos y las carentes de información de pozos. La predicción de litofacies se realizó a partir de tres (3) pozos clases, con la comprobación de siete (7) pozos y un núcleo.

Con este análisis de facies sísmicas mediante redes neuronales, se determinó que el paquete C del Miembro Morichal presenta el mejor desarrollo de arena en el campo. El intervalo superior, está representado litológicamente por arenas limpias con gran continuidad lateral. Esta tendencia se observa en el intervalo inferior, aunque con menor extensión lateral.

Las técnicas de redes neuronales, junto con la geoestadística y los atributos sísmicos, permitirá reconocer litología en las nuevas zonas exploratorias, donde la información de pozos es escasa, facilitando las decisiones de nuevas localizaciones de pozos, para obtener un eficiente desarrollo de exploración y explotación.

ÍNDICE GENERAL

Contenido	Página
Dedicatoria	iii
Agradecimientos	iv
Resumen	v
Índice general	vii
Lista de figuras	x
Lista de tablas	xiii
Introducción	1
Capítulo 1	3
El problema	3
1.1. Planteamiento del problema	3
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivos generales	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Justificación del problema	5
1.4. Localización del área de estudio	5
Capítulo 2	7
Marco geológico	7
2.1. Geología Regional. Cuenca Oriental de Venezuela	7
2.2. Geología Local. Área Mayor de Temblador.	8
2.2.1. Estratigrafía	8
2.2.2. Aspectos estructurales del Área Mayor de Temblador	11

Contenido	Página
2.2.3. Campo Jobo	13
2.2.4. Petrofísica del Área Mayor de Temblador	17
Capítulo 3	19
Marco teórico	19
3.1. Facies sísmicas	19
3.2. Atributos sísmicos.	22
3.2.1. Extracción de atributos de la sísmica	22
3.2.2. Clasificación de atributos	24
3.2.3. Atributos de la traza compleja	25
3.2.4. Amplitud instantánea	26
3.2.5. Fase instantánea	27
3.2.6. Frecuencia instantánea	28
3.2.7. Polaridad aparente	29
3.3. Redes neuronales	31
3.3.1 Características de las redes neuronales	32
3.3.2. La neurona biológica y la neurona matemática	33
3.3.3. Arquitectura de una red neuronal	37
3.3.4. Red neuronal de propagación hacia delante (feedforward)	37
3.3.5. Aprendizaje y entrenamiento	37
3.3.6. Métodos supervisados	38
3.3.7. Método de entrenamiento “backpropagation”	39
3.3.8. Justificación e importancia de las redes neuronales	40
Capítulo 4	41
Metodología	41
4.1. Inspección de los datos	42
4.2. Amarre de los datos geológicos y geofísicos	43
4.3. Resolución vertical	43
4.4. Sismograma sintético	44

Contenido	Página
4.5. Propiedades petrofísicas	51
4.6. Interpretación sísmica	53
4.6.1. Interpretación de horizontes sísmicos	53
4.6.2. Interpretación de fallas	56
4.7. Extracción de atributos sísmicos	61
4.8. Mapas de propiedades guiados (log property mapping)	61
4.9. Análisis de facies sísmicas	65
Capítulo 5	69
Análisis de resultados	69
5.1. Mapas estructurales en tiempo	69
5.2. Análisis de facies sísmicas	79
5.2.1. Facies sísmicas de la zona A	81
5.2.2. Facies sísmicas de la zona C	84
5.2.3. Facies sísmicas de la zona C1	88
Conclusiones	91
Bibliografía	92

Lista de figuras

Figura		Página
1	Ubicación relativa del área de estudio	6
2	Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus provincias	7
3	Registro tipo del Campo Jobo	10
4	Mapa estructural del Campo Jobo – Formación Oficina	12
5	Localización del Campo Jobo, en el Área Mayor del Temblador	13
6	Columna estratigráfica local del campo Jobo, Formación Oficina	15
7	Registro tipo compuesto de la Formación Oficina en donde se representan los marcadores cronoestratigráficos	16
8	Traza sísmica analítica	25
9	Similitud entre la neurona biológica y la neurona matemática	34
10	Neurona matemática (perceptrón)	35
11	Función de activación sigmoideal	36
12	Espectro de amplitud de la ondícula extraída del pozo JOC 605	44
13	Registro sísmico	45
14	Curva TZ del pozo JOC 605	46
15	Curva de deriva del registro sónico	47
16	Registro sónico calibrado	47
17	Sismograma sintético del pozo JOC 605	49
18	Sismograma sintético del pozo JOC 605 desplegado en una sección sísmica	50
19	Sección estratigráfica con los intervalos de interés	51

Figura		Página
20	Malla de interpretación del horizonte tope D	54
21	Sección sísmica Línea 1520	55
22	Patrón de análisis de semejanza.	56
23	Análisis de desemejanza en el horizonte tope A	57
24	Mapa de buzamiento del horizonte tope A	58
25	Técnica de detección de borde Sobel	59
26	Mapa de detección de borde del horizonte tope A	59
27	Sección sísmica línea 1600	60
28	Matriz de calidad para la zona A	62
29	Diagrama de dispersión de los pozos de la zona A	63
30	Diagrama de dispersión en los pozos de la zona A entre amplitud y arena neta con regresión lineal por mínimos cuadrados	64
31	Matriz de correlación entre los atributos sísmicos de la zona A	66
32	Atributos linealmente independientes de la zona A	66
33	Mapa del horizonte tope A con las clases a predecir y las zonas de entrenamiento y validación	68
34	Cubo sísmico entre el horizonte tope A y horizonte tope D	70
35	Mapa en tiempo del horizonte tope A, que presenta el patrón estructural interpretado	71
36	Mapa en tiempo del horizonte tope C, que presenta el patrón estructural interpretado	72
37	Mapa en tiempo del horizonte tope C1, que presenta el patrón estructural interpretado	73
38	Mapa en tiempo del horizonte tope D, que presenta el patrón estructural interpretado	74
39	Imagen 3D del horizonte tope C	76

Figura		Página
40	Horizonte tope C con secciones sísmicas	76
41	Cubo sísmico con la falla principal de Jobo	77
42	Línea arbitraria en el área noreste de la zona de estudio en donde se observan fallas normales que buzan al norte	78
43	Tipos de litofacies usado en la clasificación de facies sísmicas	79
44	Comportamiento del registro gamma ray en los pozos de control para el intervalo comprendido entre los tope A y C (zona A)	80
45	Comportamiento del registro gamma ray en los pozos de control para el intervalo comprendido entre los tope C y C1 (zona C)	80
46	Comportamiento del registro gamma ray en los pozos de control para el intervalo comprendido entre los tope C1 y D (zona D)	80
47	Mapa de litofacies zona A	82
48	Mapa de espesor de arena neta de la zona A	83
49	Mapa de litofacies de la zona C, comparado con el mapa de arena neta del estudio de Vallejos et al (2002)	85
50	Mapa de litofacies zona C	86
51	Mapa de espesor de arena neta de la zona C	87
52	Mapa de litofacies zona C1	89
53	Mapa de espesor de arena neta de la zona C1	90

Lista de tablas

Tabla		Página
1	Marcadores cronoestratigráficos definidos en trabajos anteriores	17
2	Petrofísica del Miembro Morichal	17
3	Parámetros de corte utilizados en la evaluación petrofísica	18
4	Parámetros petrofísicos utilizados en la evaluación petrofísica	18
5	Parámetros de las facies sísmicas y su significado geológico	21
6	Rango de tiempo de cada uno de los horizontes interpretados	69

INTRODUCCIÓN

La identificación de las principales figuras estratigráficas existentes en el subsuelo, permite determinar la ubicación de las mejores zonas para la localización de nuevos pozos de desarrollo y lograr la eficiencia de la explotación de un campo. El conocimiento de la configuración geométrica de los yacimientos proporciona una idea de la distribución areal de los cuerpos que los integran, ofreciendo mayor precisión al momento de tomar decisiones de perforación. Por ello es de suma importancia conocer la litología y el patrón de facies, existentes en los yacimientos.

En las últimas décadas se ha utilizado la información sísmica para conocer la geología del subsuelo. Particularmente, esta información ha sido aplicada exitosamente en la descripción de las estructuras geológicas. Sin embargo, las ventajas de la sísmica se han usado muy poco en la estimación de la distribución espacial de las propiedades de las rocas, así como también, las características estratigráficas y las facies sísmicas.

La sísmica de reflexión 3D ofrece un mejor entendimiento de las características del yacimiento, por aportar densidad espacial, imágenes de alta resolución y capacidad de discriminar variables petrofísicas. Esta técnica, complementada con imágenes horizontales, permite visualizar estilos depositacionales y la relación espacial entre los patrones de reflexión, para analizar las facies sísmicas.

Actualmente existe una tendencia de aplicar nuevas técnicas de predicción y clasificación, en diversos problemas del campo de la ciencia y la ingeniería, incluyendo el área de la geofísica. Se trata de las redes neuronales, que son sistemas computacionales que imitan las redes neuronales biológicas del cerebro animal. Esta técnica difiere de los métodos convencionales que incorporan un algoritmo estructurado, en su habilidad de aprendizaje y reconocimiento de patrones, con operaciones usualmente no lineales, entre los datos de entrada y de salida ofreciendo información importante sobre el problema a ser resuelto.

Aprovechando las ventajas de las redes neuronales sobre otros métodos convencionales, se pretende optimizar la caracterización de yacimientos de un área del Campo Jobo, ubicado al

sur del Estado Monagas. Se aplicarán métodos supervisados para identificar los tipos de litofacies presentes en un área sin pozos, haciendo uso de las litofacies identificadas en otros pozos. Con este análisis de facies, mediante la sísmica 3D y las redes neuronales, se tratará de limitar eventos estratigráficos de interés en materia de hidrocarburos, para definir nuevas áreas prospectivas, que persigan el mejor desarrollo productivo de este campo.

CAPÍTULO 1

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

El Área Mayor de Temblador es una de las zonas de producción más importantes de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la parte meridional del Estado Monagas. Se encuentra al este del Área Mayor de Oficina y continúa al sur en el sector Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco. En ella se ubica el Campo Jobo, descubierto en 1956, con una producción cerca de 30500 barriles de petróleo pesado por día y una producción acumulada de más de 291 millones de barriles.

Por la compleja arquitectura de las facies sedimentarias en el Campo Jobo, se ha hecho difícil determinar la distribución vertical y areal de los cuerpos de arenas que controlan el potencial almacenamiento de hidrocarburos, influyendo negativamente en la ubicación de nuevas áreas prospectivas. Por otra parte, debido al carácter heterogéneo de las zonas productoras del campo, la información existente de pozos y sísmica, tanto 2D como 3D, ha dado lugar a diversas interpretaciones con discrepancias entre sí, tanto a nivel estructural como a nivel estratigráfico.

En vista de lo anterior, se pretende realizar la integración de la interpretación sísmica con la correlación ajustada de marcadores geológicos previamente definidos, para establecer un marco estructural y estratigráfico confiable, que fusione los datos disponibles con la tecnología más reciente en estudios de caracterización de yacimientos. En este sentido, se interpretarán las superficies correspondientes a las unidades cronoestratigráficas de los paquetes A y C del Miembro Morichal, definidos por Vallejos et al (2002), en el área de las parcelas 362-7/362-8/362-9/362-10.

De igual manera, se llevará a cabo un reconocimiento de patrones sísmicos con la finalidad de predecir la existencia y distribución espacial de los rasgos estratigráficos, que permitan determinar de manera eficiente la caracterización de los yacimientos. Una poderosa técnica cualitativa usada para tal fin es el análisis de las facies sísmicas, la cual está basada en el

estudio de los atributos sísmicos, y su principal acción es encontrar una relación entre estos atributos, el tipo de roca del yacimiento y las propiedades petrofísicas del subsuelo.

Un método automático que se propone en este trabajo para identificar y predecir las facies sísmicas, que podrían corresponder a eventos estratigráficos prospectivos (arenas), de una manera rápida, sencilla y eficaz, es el basado en las redes neuronales. Con la aplicación de este tipo de métodos supervisados se pretende realizar la integración de registros de pozos, reflexiones sísmicas y patrones de facies, en áreas perforadas para extrapolar el conocimiento de éstas, hacia las áreas carentes de pozo.

1.2.Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Determinar, clasificar y predecir variaciones en la litología, aplicando atributos sísmicos, en el Campo Jobo, Área Mayor de Temblador, Estado Monagas.
- Identificar nuevas áreas prospectivas.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar la calibración sísmica/pozo.
- Interpretar horizontes sísmicos.
- Generar mapa de atributos sísmicos.
- Realizar visualización 3D.
- Realizar petrofísica básica.
- Elaborar mapas de propiedades guiados por sísmica.
- Analizar facies sísmicas mediante redes neuronales

1.3.Justificación del problema

Lograr una mejor definición de las facies sísmicas, de las diferentes distribuciones espaciales de los cuerpos de arena, así como de las barreras de permeabilidad (sellos estratigráficos) existentes en el campo, permitirá optimizar la aplicación de las diferentes tecnologías de recuperación de zonas con hidrocarburos remanentes, que redunden en el mejoramiento de la producción del campo. También, la identificación de las principales figuras estratigráficas existentes en el subsuelo conllevará a determinar la ubicación de las mejores zonas de localización de puntos de drenaje para los yacimientos, y lograr así la eficiencia de la explotación del campo.

Por otro lado, la aplicación de nuevos métodos de clasificación y predicción de facies sísmicas, como lo son las redes neuronales, aportará un crecimiento en el conocimiento y en las técnicas de caracterización de yacimientos. Este método se convierte en una poderosa herramienta, ya que no requiere de una matemática sofisticada y de una gran cantidad de datos, como los métodos estadísticos convencionales, siendo capaz de realizar dichas actividades de una forma rápida, sencilla y eficaz.

1.4.Localización del área de estudio.

El área de estudio, localizada en la zona central del Estado Monagas, está conformada por el campo Jobo, el cual junto a los campos Morichal, El Salto, Temblador, Isleño, Pilón, Uracoa, Bombal y Tucupita integran El Área Mayor de Temblador, ubicada al este del Área Mayor de Oficina y continúa al sur en el sector Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Desde el punto de vista geográfico, el campo Jobo está ubicado en el Estado Monagas, a unos 100 km al sur de la ciudad de Maturín y a unos 70 km al noroeste del río Orinoco, con una superficie aproximada de 240 km². Está limitado al este por el Campo Pilón y al suroeste por el Campo El Salto.

La zona de interés abarca las parcelas 362-7/362-8/362-9/362-10, con un área de aproximadamente 96 km², limitada dentro de las siguientes coordenadas UTM:

- Latitud (UTM) mínima: 500890,72 m
- Latitud (UTM) máxima: 512891,88 m
- Longitud (UTM) mínima: 978877,94 m
- Longitud (UTM) máxima: 986876,69 m

Proyección UTM
 Zona UTM 20
 Datum horizontal La Canoa (PSAD 56)
 Datum vertical nivel medio del mar
 Elipsoide international Hayford 1924
 Unidades metros

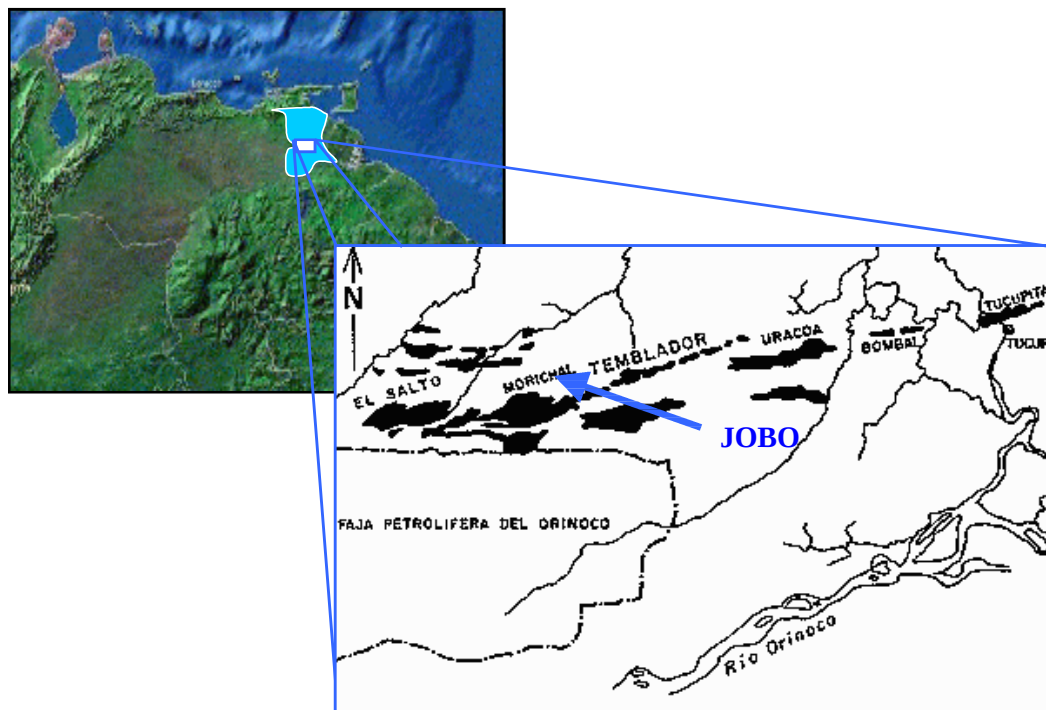


Figura 1. Ubicación relativa del área de estudio. Campo Jobo, Área Mayor de Temblador, Estado Monagas. Modificado del “Código geológico de Venezuela”, PDVSA-Intevep (1997).

CAPÍTULO 2

MARCO GEOLÓGICO

2.1. Geología regional. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental está localizada al noreste de Venezuela entre 8° y 11° latitud norte y 61° y 66° latitud oeste. Los límites de la Cuenca Oriental de Venezuela son: el Escudo Precámbrico de Guayana al sur, el Arco de El Baúl al oeste, la corteza oceánica del Atlántico ecuatorial al este y los cinturones ígneos y metamórficos de la Cordillera de la Costa y Araya-Paria al norte, (Di Croce, 1995).

De oeste a este, la Cuenca Oriental de Venezuela a su vez se divide en dos subcuencas: la de Guárico al oeste y la de Maturín al este (figura 2). El límite que separa la subcuenca de Guárico del cinturón plegado de la Serranía del Interior y la subcuenca de Maturín es el sistema de falla de Urica. Más hacia el sur las subcuencas de Guárico y Maturín son separadas por los anticlinales del sistema de falla de Anaco y sus estructuras de inversión asociadas.



Figura 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias.

Tomado de Schlumberger Oilfield Services, 1997

En Venezuela esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido oeste-este, una anchura promedio de 200 km de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 km² en los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Territorio Delta Amacuro y una extensión menor

en el Estado Sucre. La cuenca actual es asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. (González de Juana et al, 1980).

El espesor de las columnas sedimentarias terciarias varía desde pocos centenares de metros en los bordes meridional y occidental, hasta 6 y 8 km en las partes profundas de la cuenca. El volumen total de sedimentos terciarios se estima en alrededor de medio millón de kilómetros cúbicos.

González de Juana et al (1980), distingue ocho áreas principales productoras de petróleo en la Cuenca Oriental de Venezuela: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. El área de interés de este trabajo es el Área Mayor de Temblador, específicamente la región de Jobo. El Área Mayor de Temblador abarca la geología local que se explicará a continuación.

2.2. Geología local. Área Mayor de Temblador

2.2.1. Estratigrafía

En su estudio, González de Juana et al (1980) afirma que las acumulaciones de petróleo en los campos del Área Mayor de Temblador son muy similares estratigráficamente, presentando las mismas características de la zona sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. El basamento lo constituye un complejo ígneo-metamórfico precámbrico que representa el borde septentrional del Escudo de Guayana. Sobre el basamento yace una secuencia de unidades sedimentarias (figura 3). La primera unidad es el Grupo Temblador de edad Cretácica. Sobre el Grupo Temblador se deposita discordantemente la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano, depositada sobre una discordancia Pre-Terciaria, ha sido dividida arbitrariamente en 16 unidades productoras (Schlumberger Oilfield Services, 1997): Miembro Morichal (0-16 hasta 0-11), Miembro Yabo (0-10 hasta 0-9) y Miembro Jobo/Pilón (0-8 hasta 0-4). Las tres unidades restantes pertenecen a la sección basal de la Formación Freites suprayacente (Mioceno Medio). La Formación Las Piedras

(Mioceno tardío a Plioceno) suprayace a Freites en contacto discordante y, a continuación, se encuentra la Formación Mesa (Pleistoceno).

El basamento probablemente corresponde a la Serie Imataca, que aflora al sur del Orinoco. Está constituida por micaesquistos, dioritas cuarcíferas y granito. Este basamento precámbrico desciende suavemente hacia el norte a la tasa de 25 m por kilómetro entre el cauce actual del Orinoco y el Campo Temblador, donde aumenta a 60 m por kilómetro. El pozo Temblador-1 penetró el basamento a los 4.997' (1523 m).

A continuación se describe las unidades sedimentarias que yacen sobre este basamento, de manera resumida modificado de Almarza (1997):

Solamente la unidad basal del **Grupo Temblador**, la Formación Canoa (Cretáceo medio), está presente en el área ya que la formación Tigre desaparece por truncamiento. La Formación Canoa consiste litológicamente en arcilitas y abundantes arenas de grano fino a grueso, subangular a redondeado, y lutitas, menos abundantes, carbonosas, micáceas y piríticas. El ambiente de sedimentación es probablemente de tipo fluvial. La formación se adelgaza hacia el sur y termina por acunarse contra el basamento.

La **Formación Oficina** (Mioceno inferior a medio) descansa discordantemente sobre la Formación Canoa. En los campos Temblador y Jobo el espesor llega a los 900'. En los campos El Salto, Jobo-Morichal y Temblador la Formación Oficina fue dividida en cuatro miembros que, desde la base, se denominan Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. Se compone principalmente de una alternancia de areniscas y lutitas fluvio-deltáicas y de ambiente marino muy somero, perfectamente diferenciadas en dos ciclos sedimentarios arenáceos, Miembro Morichal el inferior y Miembro Jobo el superior, separados por un intervalo marino de lutitas con mas de 40' de espesor, Miembro Yabo, muy uniforme y constante.

El **Miembro Morichal** es el de mayor espesor, con 650', y suele contener potentes intervalos arenosos en lentes de hasta 80-100' con grano fino a medio, poco consolidados, intercalados con lutitas carbonosas y limolitas con capas de lignito. Presenta la mayor acumulación de arena de la Formación Oficina (hasta siete paquetes de arena en campo Jobo) con facies de corrientes entrelazadas y combinación de barras de meandro y de desembocadura.

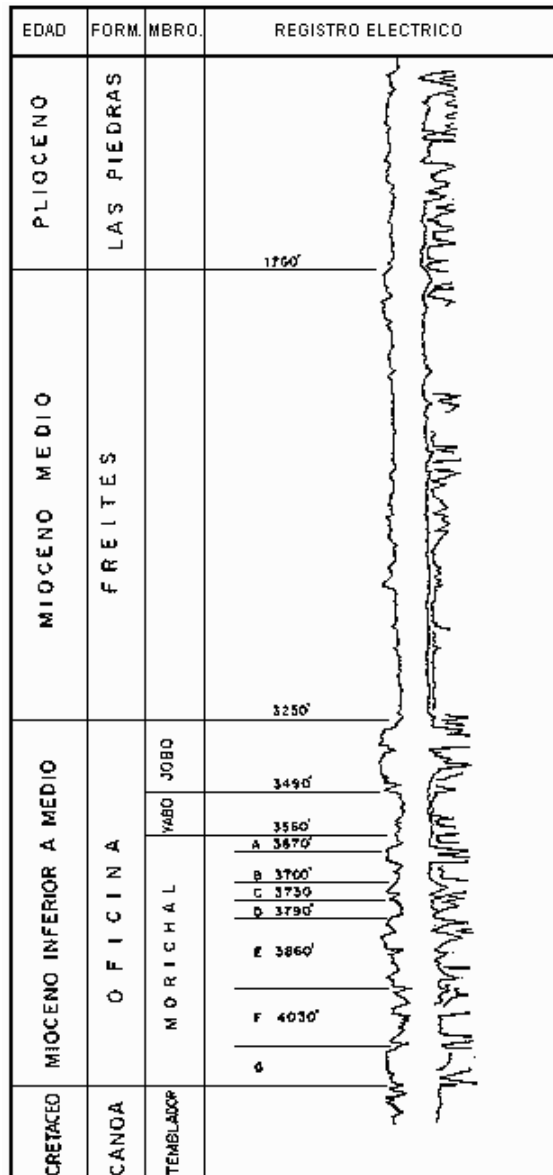


Figura 3. Registro tipo del Campo Jobo. Tomado de Almarza (1997)

El **Miembro Yabo** es lutítico, 45' a más de 90' de espesor, con ocasionales lentes arenosos de grano fino. Su ambiente indica una transgresión marina de corta duración entre los intervalos Morichal y Jobo.

El **Miembro Jobo** es un intervalo predominantemente arenoso, de bajo delta y bajas litorales intercaladas, con espesor de 130-240', que muestra capas delgadas de lignito. Consiste en arenas sueltas de grano fino a medio, a veces con lutitas macizas o laminadas intercaladas. Hacia

el tope los sedimentos se hacen calcáreos, culminando en facies típicas de ambiente próximo costero. En el campo Jobo muestra seis lentes arenosos principales y un espesor promedio de 210'.

El **Miembro Pílon** es esencialmente lutítico y representa el paso transicional de la Formación Oficina a la Formación Freites. Hacia la Faja Petrolífera del Orinoco contiene arenas de ambiente litoral, con buenas características de yacimiento.

La **Formación Freites** (Mioceno medio), concordante sobre la Formación Oficina, consiste litológicamente de lutitas, arcillas y arenas calcáreas glauconíticas y fosilíferas, medianamente consolidadas y de grano fino a medio. En el campo Jobo tiene un espesor máximo de 1.340' y en el área de Pílon llega a 1.500' de arenas intercaladas con lutitas. Pasa transicionalmente a la Formación Las Piedras, suprayacente.

La **Formación Las Piedras** (Mioceno superior-Plioceno), con origen continental de tipo fluvial, está constituida por capas poco consolidadas de arenisca carbonácea, friable, de grano fino a grueso, asociada con arcillas y lutitas; presenta abundantes lignitos y gravas.

La **Formación Mesa** (Pleistoceno) cubre discordantemente la mayor parte del área. Está compuesta por arenas, gravas y conglomerados, alternando con arcillas. En el campo Jobo promedia 1.500' de espesor.

2.2.2. Aspectos estructurales del Área Mayor de Temblador

Los campos del Área Mayor de Temblador tienen gran semejanza estructural, y se encuentran todos sobre un homoclinal de rumbo N 70° E, donde el basamento desciende suavemente (4° a 5°) hacia el norte, cortado por fallas normales escalonadas de dirección general este-noreste. La mitad de las fallas buza al sur, limitando los yacimientos. En los bloques levantados se produjo el arqueamiento que constituye factor importante para la acumulación de los hidrocarburos.

La mayoría de las fallas son no-sellantes, normales y de gran extensión (superior a los 15 km) con desplazamientos verticales que oscilan entre 50' y 200' (Schlumberger Oilfield Services, 1997). El desplazamiento vertical en el sector norte es mayor que en el sector sur.

Entre las principales fallas con buzamiento y desplazamiento al sur se encuentran las fallas de Tucupita, Jobo, Pilón, Uracoa y Temblador, esta última presentando numerosas fallas ramificadas (figura 4). Este movimiento estructural se ha ubicado en el Mioceno superior y Plioceno inferior, puesto que las fallas afectan la Formación Las Piedras inferior y medio y se profundizan dentro de basamento (Almarza, 1997).

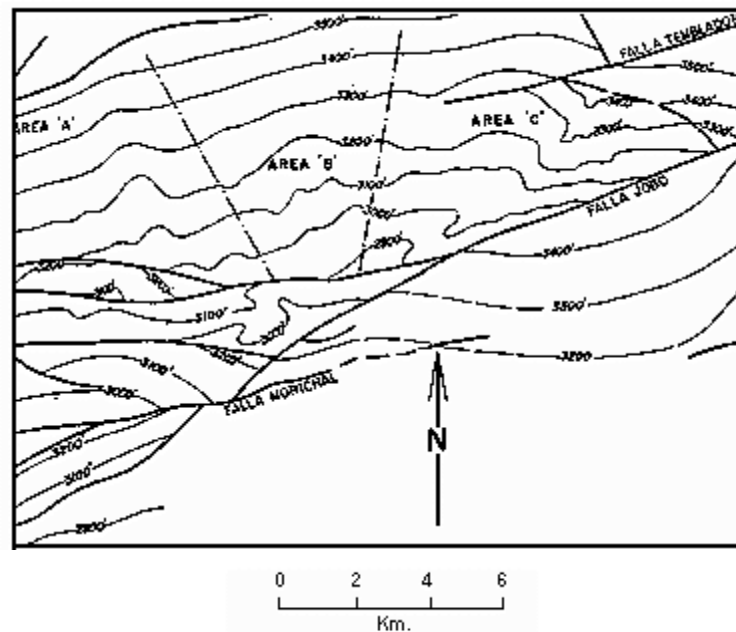


Figura 4. Mapa estructural del Campo Jobo – Formación Oficina.

Modificado de Almarza (1997)

Las acumulaciones de hidrocarburos están controladas esencialmente por trampas estratigráficas y, por ello, no se encuentran contactos agua-petróleo regionales ni tampoco contactos gas-petróleo (Schlumberger Oilfield Services, 1997). Este entrampamiento estratigráfico adquiere cierta importancia en los bordes este y oeste de los yacimientos, debido al acúñamiento lateral de las arenas.

2.2.3. *Campo Jobo*

Geográficamente, el campo Jobo está localizado al noreste de Venezuela, aproximadamente a 100 km al sur de la ciudad de Maturín, Estado Monagas. Tiene una extensión aproximada de 30 km de largo por 8 km de ancho ocupando un área de 240 km². Comprende áreas tradicionales de crudos pesados y extrapesados y aporta cerca del 60% de la producción total de dichas áreas. Limita al noreste con el río Morichal Largo, al sur con el campo Morichal y al este con el campo Pílon formando parte de la cuenca oriental de Venezuela, (Llamedo et al, 1997).

El campo Jobo está situado tres kilómetros al suroeste de Temblador (figura 5), dentro del homoclinal de buzamiento norte. La acumulación se descubrió al norte de la falla Pílon, con buzamiento sur de 60°-70° y desplazamiento que llega hasta más de 300'. El límite este está determinado por una falla transversal de dirección noreste que separa a Jobo del campo Pílon. Al oeste se desarrolló el campo Morichal que se fue acercando al campo Jobo con los pozos de avanzada hasta considerarse una sola acumulación, aunque el buzamiento regional norte presenta localmente algunas variaciones debidas a pliegues y fallas.

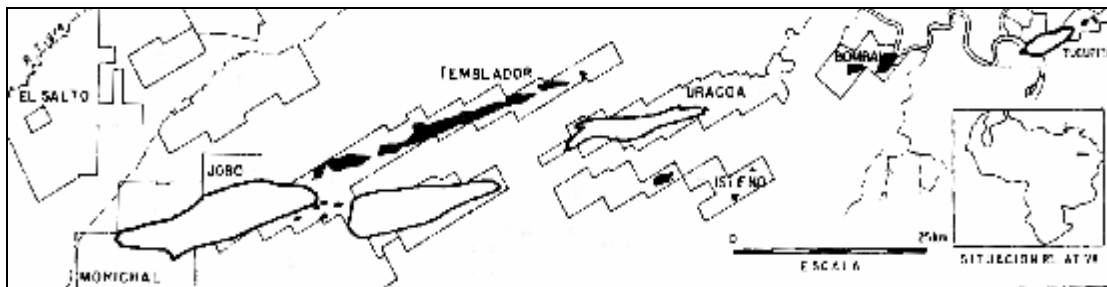


Figura 5. Localización del Campo Jobo, en el Área Mayor del Temblador. Modificado de González de Juana et al (1980)

El Campo Jobo pertenece geológicamente a la Faja Petrolífera del Orinoco, basándose en la hipótesis de que la Formación Oficina equivale lateralmente al intervalo estratigráfico entre la discordancia pre-Temblador y el contacto superior con la Formación Freites.

La estructura de la región de Jobo es un suave monoclinal de buzamiento norte, cortado por fallas preferentemente de rumbo este-oeste con desplazamiento hacia el sur. En particular la

falla de Jobo, que controla la acumulación de petróleo en este campo, tiene un desplazamiento que alcanza 400' (121 m)

La formación Oficina es la unidad productora del campo, dividida, como se explicó anteriormente, en cuatro miembros que desde la base se denominan: Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. Esta formación está representada por unas alternancias de areniscas y lutitas fluvio-deltáicas y de ambiente marino muy somero, perfectamente diferenciadas en dos ciclos sedimentarios arenáceos: Miembro Morichal el inferior y Miembro Jobo el superior, separados por un intervalo marino de lutitas, Miembro Yabo muy uniforme y constante.

El Miembro Morichal es el que aporta mayores reservas petrolíferas de la formación Oficina en el área, representado por potentes intervalos arenosos en lentes de hasta 80-100' con grano fino a medio, poco consolidados, intercalados con lutitas carbonosas y limolitas con capas de lignito. Está representado por facies de corrientes entrelazadas y combinación de barras de meandro y de desembocadura. Corresponde a la Unidad I de la Faja Petrolífera del Orinoco, a la Formación Merecure del Area Mayor de Oficina, y a Oficina inferior de Zuata.

A su vez el Miembro Morichal está conformado por siete paquetes arenosos (A, B, C, D, E, F y G) claramente separados por niveles lutíticos de buena extensión lateral. Los paquetes C, E y G, representan desde el punto de vista sedimentario los cuerpos potencialmente más prospectivos geológica y petrofísicamente del Miembro Morichal, (Linares, 1998). En la figura 6 se observan dichos paquetes en el pozo JOC 465.

Basado en estudios previos, Vallejos et al (2002) dividen la columna estratigráfica de la Formación Oficina en unidades cronoestratigráficas, a través de marcadores cronoestratigráficos bien definidos (figura 7) representados por FS (superficies de inundación) y SB (limites de secuencia). Estos marcadores, pertenecientes al intervalo de estudio, Miembro Morichal, se presentan en la tabla 1.

El marcador MFSDan corresponde a la base de la Formación Freitas; el marcador "O" representa el contacto entre el Miembro Pilón y el Miembro Jobo; TBj y TFj pertenecen al Miembro Jobo y el tope A, tope C, tope D y tope F pertenecen al Miembro Morichal. El paquete C está dividido en dos paquetes, C1 y C2, representados por el tope C1 y el tope C2.

Formación
Oficina

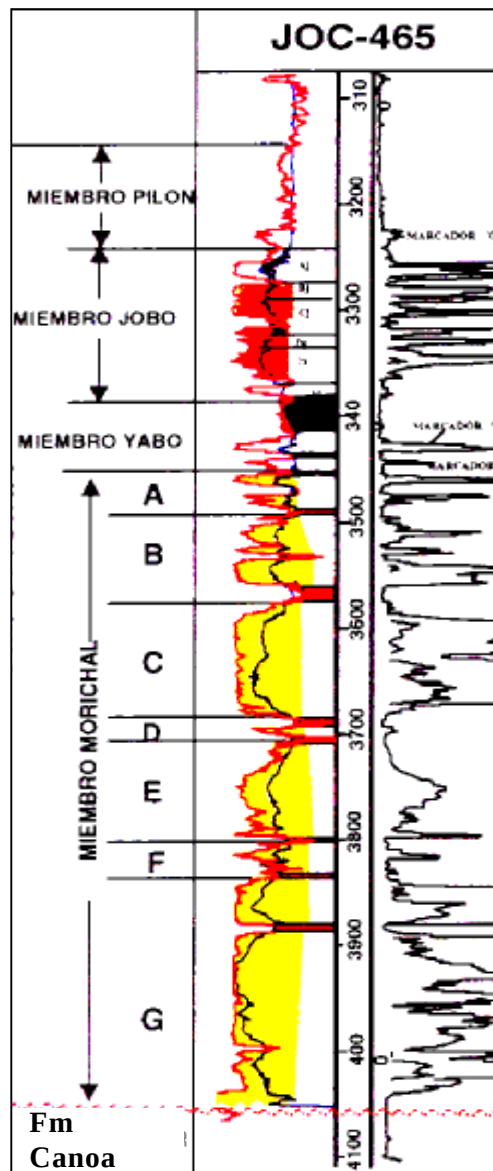


Figura 6. Columna estratigráfica local del campo Jobo, Formación Oficina. Modificado de Mahmoudi y Carbón, 1998

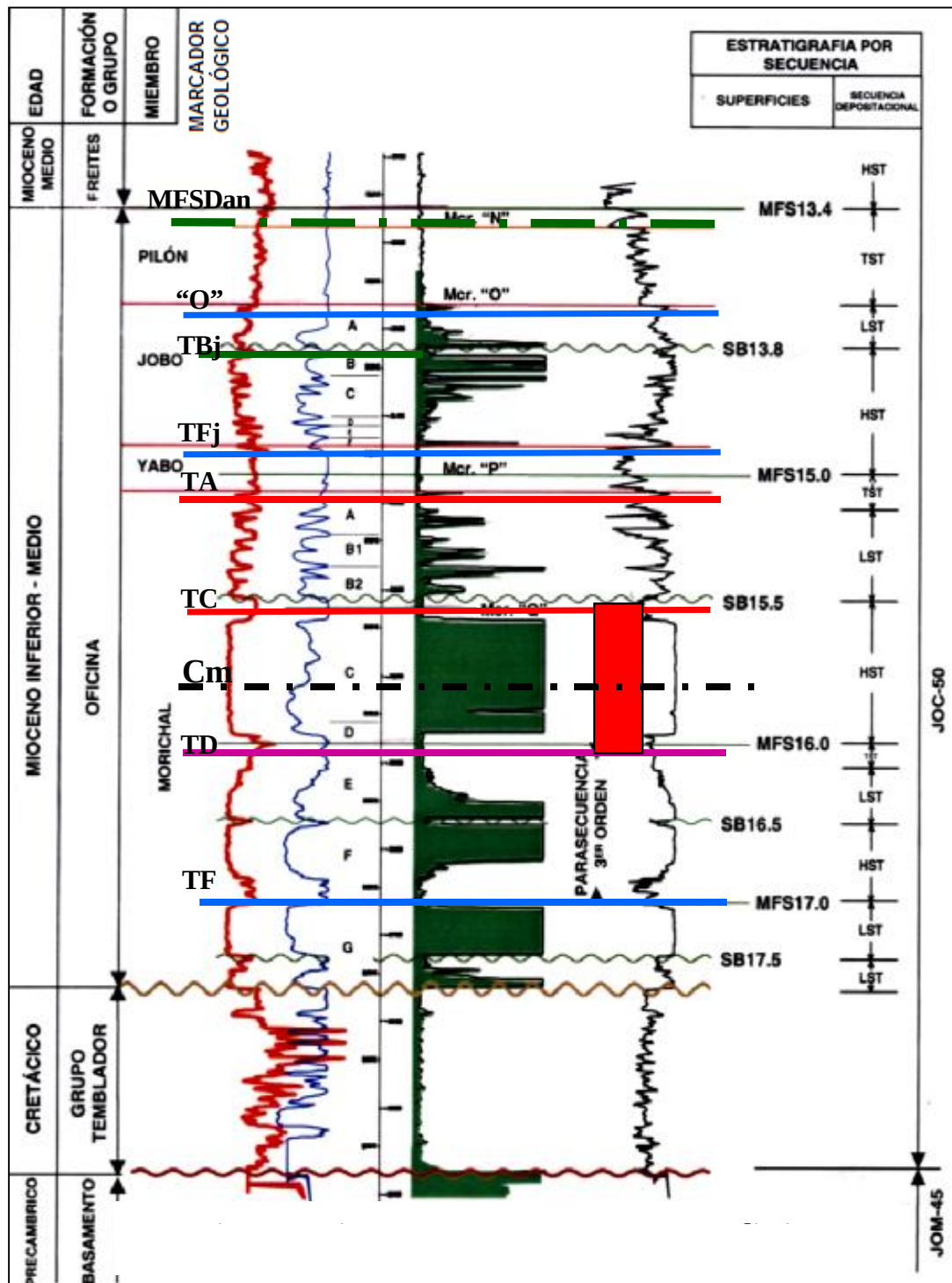


Figura 7. Registro tipo compuesto de la Formación Oficina en donde se representan los marcadores cronoestratigráficos. Modificado de Linares (1998)

Tabla 1. Marcadores cronoestratigráficos definidos en trabajos anteriores.

Vallejos et al 2002	Linares C et al 1998	González G
MFSDan		MFS 13.4
O	Mcr “O”	
TBj	Tope arena B, Miembro Jobo	SB 13.8
TFj	Base arena F, Miembro Jobo	
Tope A	Tope arena A, Miembro Morichal	
Tope C	Mcr “Q”	SB 15.5
Tope C1		
Tope C2		
Cm		
Tope D	Base arena D, Miembro Morichal	MFS 16.0
Tope F	Base arena F Miembro Morichal	MFS 17.0

2.2.4. Petrofísica del Área Mayor de Temblador

Bernys (1997) presenta una evaluación petrofísica de las Unidades de los Miembros Morichal y Jobo, resultado del estudio de 70 pozos disponibles con perfiles de porosidad (densidad y neutrón) y de 206 pozos con curvas de resistividad solamente (laterolog), así como del análisis de núcleos de dos pozos y de muestras de cuatro pozos. De igual manera, Vallejos et al (2002) y Linares (1998), presentan un análisis petrofísico. Estos trabajos coinciden ampliamente en los resultados, los cuales se presentan a continuación en las siguientes tablas:

Tabla 2. Petrofísica del Miembro Morichal.

	Rango	Miembro Morichal
Espesor neto (pies)	150 a 470	218
Volumen de arcilla (Vsh) %	5 a 12	8
Porosidad (%)	28 a 35	31
Permeabilidad (md)	4000 a 20.000	11000
Saturación de agua (%)	11 a 26	18

Los parámetros de corte (cutoff) utilizados para la evaluación petrofísica y estimación de la arena neta son los siguientes:

Tabla 3. Parámetros de corte utilizados en la evaluación petrofísica.

Sw	Vsh	Porosidad	Swi
45%	40%	20%	7%

Los parámetros petrofísicos se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4. Parámetros petrofísicos utilizados en la evaluación petrofísica.

Resistividad del agua (Rw)	Coefficiente de tortuosidad (a)	Exponente de saturación (n)	Exponente de cementación (m)
0,50 ohm-m	1,0	2,0	1,7

CAPÍTULO 3

MARCO TEÓRICO

La impedancia acústica del subsuelo es una propiedad física que determina los coeficientes de reflexión con incidencia normal a través de su contraste, y es expresada como la densidad multiplicada por la velocidad sísmica de la onda P del medio, (Sheriff, 2002):

$$I = \rho * v$$

Esta propiedad es de gran importancia en los métodos sísmicos, ya que la reflexión de una onda se produce en interfases que separan dos medios con diferentes impedancias acústica. Las amplitudes de los coeficientes de reflexión con incidencia normal viene dado por:

$$CR = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1}$$

donde I_1 es la impedancia del medio 1 y I_2 la impedancia del medio 2.

La interacción entre estos coeficientes de reflexión de las rocas y la señal emitida a través de éstas por una fuente de energía, da como resultado una traza sísmica.

La respuesta de las amplitudes en las trazas sísmicas varía con los cambios de impedancia acústica, que son reflejados por ejemplo en cambios en la litología. Sin embargo, un mismo valor de amplitud puede ser producido por litologías distintas, por lo que no es suficiente para discriminar estas diferencias litológicas.

Para poder relacionar estos cambios en los valores de los parámetros de la traza sísmica con las variaciones de litología, se ha desarrollado el estudio de atributos sísmicos, que junto con el análisis de facies sísmicas tienen por objetivo ser una poderosa herramienta para la caracterización de yacimientos.

3.1. Facies sísmicas

Una facies sísmica puede ser definida como una región en el volumen de datos sísmicos que tiene patrones de reflexión característicos distinguibles de aquellos de otras áreas, basándose en la amplitud de reflexión, continuidad, geometría y configuración interna de los reflectores.

El análisis de facies sísmicas es la descripción e interpretación geológica de estos parámetros de reflexión sísmica. De esta manera representa una poderosa técnica cualitativa para el análisis estratigráfico de los datos sísmicos tanto en la exploración de hidrocarburos como en la caracterización de yacimientos.

Para poder asociar una interpretación geológica y depositacional de los parámetros de reflexión sísmica, se debe realizar dos pasos claves, (West, 2002):

- Clasificación de facies sísmicas: se definen las facies sísmicas, la extensión lateral y vertical.
- Interpretación: análisis de las asociaciones laterales/verticales, modelos de mapas, y calibración con pozos.

Los parámetros de las facies sísmicas proveen información considerable de la geología del subsuelo (tabla 5). La configuración de reflexión revela patrones de espesor, con lo que se puede interpretar procesos depositacionales y erosión. Las reflexiones en contactos de fluidos pueden ser identificadas. La continuidad de reflexión es asociada con la homogeneidad de los estratos. La amplitud de reflexión contiene información de los contrastes de impedancia de las interfaces y el espaciamiento entre ellas; también puede predecir cambios laterales. La frecuencia se relaciona a factores geológicos como el espaciamiento entre reflectores, cambios laterales en la velocidad interválica y presencia de gas. Grupos de estos parámetros en mapas de facies sísmicas permiten la interpretación en términos de ambientes depositacionales, fuente de sedimento y configuración geológica.

Tabla 5. Parámetros de las facies sísmicas y su significado geológico. Modificado de Mitchum et al (1977).

Parámetros de las facies sísmicas	Interpretación geológica
Configuración de la reflexión	Patrones de estratos Procesos depositacionales Erosión y paleotopografía Contactos de fluido
Continuidad de reflexión	Continuidad de estratos Procesos depositacionales
Amplitud de reflexión	Contraste de velocidad – densidad Espaciamiento entre capas Contenido de fluido
Frecuencia de reflexión	Espesor de capas Contenido de fluido
Velocidad intervállica	Estimación de litología Estimación de porosidad Contenido de fluido
Forma externa y asociación areal de las unidades de facies sísmicas	Espesor de ambiente de depositacional Fuente de sedimento Configuración geológica

El análisis de facies sísmicas se basa en el estudio de atributos sísmicos, que son parámetros calculados a partir de la información contenida en la traza sísmica. Desde su comienzo a principios de la década de 1970, la aplicación de los atributos sísmicos ha sido validada como una herramienta analítica para predicción litológica en caracterización de yacimientos.

3.2. Atributos sísmicos

Un atributo es una propiedad específica de información acerca de algo. Es cualquier detalle que sirve para calificar, identificar, clasificar, cuantificar, o expresar el estado de una cantidad.

En geofísica, los atributos sísmicos, según Chen y Sidney (1997a), son medidas de las características geométricas, cinemáticas, dinámicas y estáticas de la información total contenida en los datos sísmicos. Estas medidas están usualmente basadas en estimaciones de amplitud y frecuencia.

Los atributos son de gran utilidad ya que se correlacionan con algunas propiedades físicas de interés, bien sea de manera cuantitativa o cualitativa (Hart, 2002). El objetivo de un estudio cuantitativo es hacer predicciones numéricas de las propiedades del subsuelo de interés a través de la sísmica. En un análisis cualitativo, la finalidad es encontrar estructuras que comparten características similares; este estudio provee información de la geometría y de la distribución de las propiedades físicas de los estratos, tales como porosidad, litología, espesor de capa, etc.

Con estas dos características, se puede extraer la mayor información de los datos sísmicos y utilizarlos para interpretar características estructurales, estratigráficas y litológicas del subsuelo. Por ello, es de suma importancia una calibración con registros de pozos e información del yacimiento para así justificar cualquier correlación entre atributos y geología.

3.2.1. Extracción de atributos de la sísmica

Durante los últimos años, los atributos sísmicos, junto con los métodos geoestadísticos, han contribuido en la descripción y cuantificación de las propiedades del yacimiento. Esta meta ha sido lograda en parte, gracias a la evolución de los sistemas de interpretación, los cuales han permitido la extracción de atributos en diferentes etapas del procesamiento e interpretación de la información sísmica. Los atributos pueden ser generados de datos pre-apilados (pre-stack) y pos-apilados (post-stack), antes y después de la migración.

Los atributos sísmicos pueden ser generados a partir de distintos objetos de la sísmica: una sección sísmica, un evento sísmico y un volumen o cubo sísmico, (Chen y Sidney, 1997a):

- Atributos basados en una sección sísmica: usualmente son los atributos generados y visualizados en conjunto con la traza sísmica en forma de ondícula.
- Atributos basados en eventos sísmicos: también llamados atributos de superficie o atributos instantáneos, proveen información de los datos sísmicos a lo largo de una superficie, en particular, un horizonte interpretado. Siguiendo un horizonte, se puede estudiar la variación de los atributos en o entre los límites geológicos. La extracción se puede realizar de un evento instantáneo, en donde los atributos son derivados del análisis de la traza sísmica en la localización del evento, o de una ventana de traza sísmica, en la que los atributos son extraídos de ventanas variantes (puede cambiar de longitud y posición en la traza sísmica mientras nos movemos de traza en traza). El límite superior e inferior de esta ventana varía según el evento sísmico interpretado. Como caso especial, se tiene una sección horizontal (timeslice).
- Atributos basados en volumen (cubo sísmico): los atributos son derivados de un volumen sísmico 3D. Tiene mucho valor y aplicabilidad ya que visualiza la correlación entre trazas, y provee información de la similitud y continuidad de la señal sísmica entre traza y traza. Un atributo de volumen es definido como la suma de un atributo instantáneo sobre un intervalo, que puede estar limitado por dos horizontes interpretados, o por una ventana constante alrededor de la interpretación, (Sonneland, 1989).

Es importante destacar que existen muchos factores en el subsuelo que no afectan la información geológica pero si la señal sísmica, por lo que es importante contar con datos sísmicos de buena calidad para realizar un buen análisis de atributos sísmicos. Por otra parte, también se debe tomar en cuenta el procesamiento de los datos sísmicos, ya que esto puede intensificar o eliminar anomalías de atributos, dando como resultado interpretaciones erróneas.

Para realizar una buena selección de los atributos a usar en función del objetivo, por lo general se realiza un análisis de gráficos cruzados (cross plot), ya que permite determinar la correlación existente entre una propiedad física en particular y un atributo sísmico, y así discriminar aquellos que presentan poca relación.

La existencia de un gran número de atributos puede ser aplicados para distinguir las diferentes litologías mediante la selección apropiada de los mismos, o de sus combinaciones. Esta selección puede ser realizada usando distintos métodos automáticos (métodos estadísticos, clasificación automática, entre otros).

3.2.2. Clasificación de atributos

En la actualidad se puede extraer, guardar, visualizar, analizar, validar y evaluar los atributos sísmicos mediante la investigación aplicada, desarrollos de algoritmos y sistemas integrados de software, (Chen y Sidney, 1997b). Esto ha dado lugar a un incremento en la gran variedad de atributos, por lo que en la bibliografía se encuentran diversas clasificaciones.

Taner y Sheriff (1977) describen los atributos instantáneos que resultan del análisis de la traza sísmica compleja. Brown (1996) establece cuatro categorías de atributos sísmicos basadas en estimaciones de tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación, proponiendo a su vez, la clasificación pre-stack (pre-apilado) y post-stack (pos-apilados). Chen y Sidney (1997a) presentan dos categorías basadas en las características cinemáticas/dinámicas de la onda sísmica y en las características del yacimiento. Taner (2001), basándose en las relaciones directas con la importancia interpretativa que los atributos representan, estudia dos clasificaciones de atributos: geométricos (relacionados a la geometría del horizonte sísmico) y físicos (relacionados a la propagación de la onda, litología y otros parámetros físicos).

Este trabajo, no tiene por finalidad estudiar una clasificación completa de los atributos sísmicos. Simplemente, se discutirán los principales, los más usados y los que son de gran importancia debido a sus aplicaciones en la interpretación sísmica.

3.2.3. Atributos de la traza compleja

Los atributos de la traza compleja son medidas basadas en el análisis de la traza sísmica analítica.

Una traza sísmica (la traza que es detectada y registrada en la práctica) puede ser representada a partir de una señal analítica, con componentes real e imaginaria, (figura 8). Sólo la componente real es detectada y visualizada, (Taner et al, 1979).

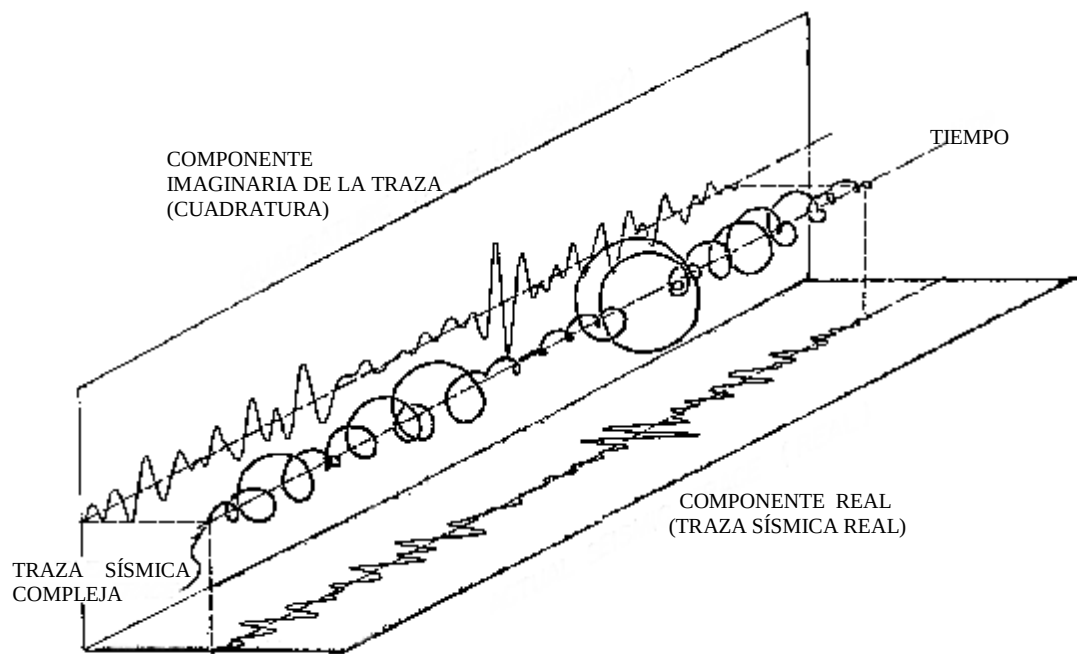


Figura 8. Traza sísmica analítica. Esta traza es generada por un vector cuya longitud varía en el tiempo, rotando en función del tiempo. La traza sísmica real es la proyección de este vector en el plano real y la cuadratura de la traza es la proyección en el plano imaginario.

Modificado de Taner, 1979.

La traza sísmica $f(t)$ es entonces, la componente real de una señal compleja:

$$F(t) = f(t) + ih(t)$$

$$i = \sqrt{-1}$$

donde:

$F(t)$: variable compleja en función del tiempo

$f(t)$: componente real (traza sísmica grabada o registrada)

$h(t)$: componente imaginaria de la traza (cuadratura); en la práctica, $h(t)$ está en desfase con $f(t)$ 90°. Se determina a partir de $f(t)$ usando la transformada de Hilbert:

$$h(t) = \frac{1}{p} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{f(t)}{t - t} dt$$

Conociendo $f(t)$ y $h(t)$ se puede definir $A(t)$ y $\theta(t)$:

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

$$q(t) = \tan^{-1} [h(t) / f(t)]$$

$A(t)$ se conoce como **amplitud instantánea** y $\theta(t)$ como **fase instantánea**.

3.2.4. Amplitud instantánea

La amplitud instantánea, también conocido como intensidad de reflexión, es la amplitud independiente de la fase. Es una función del tiempo que puede tener su máximo valor en puntos de la fase que no pertenecen a un pico o valle de la traza real, especialmente si el evento está compuesto por varias reflexiones. Por ello, la máxima intensidad de reflexión asociada con un evento reflector puede ser diferente de la máxima amplitud del pico o valle de la traza real, (Taner, 1979).

La amplitud instantánea es la envolvente de la traza sísmica. Para un instante de tiempo, la amplitud instantánea es calculada como la raíz cuadrada de la energía total de la señal sísmica:

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)}$$

por lo tanto, la amplitud instantánea es siempre positivo y en el mismo orden de magnitud de la traza real.

Los principales usos de la amplitud instantánea en la interpretación son:

- Provee información acerca de contrastes en la impedancia acústica y por consiguiente en la reflectividad.
- Los cambios laterales en la amplitud instantánea están siempre asociados con grandes cambios litológicos o con acumulaciones de hidrocarburos.
- Reflexiones con alta amplitud, conocidas como “bright spot” (punto brillante), indican posibles acumulaciones de gas.
- Cambios bruscos en la amplitud instantánea son asociados a fallas o rasgos depositacionales como canales.
- Detecta límites de secuencias.
- Correlación espacial de porosidad y otras variaciones litológicas.
- Puede detectar y calibrar efectos de entonamiento de capa delgada, que pueden resultar de la interferencia constructiva o destructiva de las ondículas reflectoras.
- Distingue un reflector masivo, por ejemplo una discordancia, de un grupo compuesto de reflectores.

3.2.5. Fase instantánea

La fase instantánea es definida como la fase de la traza compleja; describe el ángulo entre la traza y su transformada de Hilbert para un tiempo dado:

$$q(t) = \tan^{-1} [h(t) / f(t)]$$

La fase instantánea es una medida de la continuidad de eventos en una sección sísmica, ya que es independiente de la amplitud instantánea. Su valor es siempre un número entre -180° y $+180^\circ$. La tasa temporal de cambio de la fase instantánea es la frecuencia instantánea.

Los principales usos de la fase instantánea en la interpretación son:

- Mejor indicador de continuidad lateral.
- Como la fase es independiente de la amplitud instantánea, detalla la continuidad de eventos, haciendo más visibles los eventos débiles.
- Puede detectar y calibrar efectos de entonamiento de capa delgada.
- Como no tiene información de la amplitud, todos los eventos son representados.
- Muestran rasgos depositacionales tales como acuñaientos (pinchouts), discordancias angulares, canales, abanicos, geometría depositacional interna, zonas de engrosamiento y adelgazamiento, offlap, onlap, límites de secuencia, difracciones, y la interferencia de eventos con diferentes características de buzamiento.

3.2.6. Frecuencia instantánea

La frecuencia instantánea, al igual que la fase, es un valor asociado a un instante de tiempo. Representa la tasa de cambio de la fase instantánea como una función del tiempo. Es una medida de la pendiente de la fase de la traza y es obtenida tomando la derivada de la fase:

$$w(t) = \frac{dq(t)}{dt}$$

La mayoría de los eventos están compuestos de reflexiones individuales de varios reflectores cercanos entre si, con contraste de impedancia acústica y separación constantes. La superposición de reflexiones individuales puede producir un patrón de frecuencia que caracterizan al evento completo. La frecuencia de un evento compuesto por un número de reflexiones cambiará gradualmente a medida que la secuencia de capas cambia en grosor o litología, por ejemplo; es por eso que la frecuencia es una herramienta útil.

Los principales usos de la frecuencia instantánea en la interpretación son:

- Las anomalías de baja frecuencia indican la presencia de hidrocarburos. Este efecto es acentuado por arenas no consolidadas, debido al contenido de petróleo en los poros. Esta disminución en la frecuencia sólo ocurre en reflectores por encima de la zona productora; los reflectores profundos aparecen normales.

- Indicador de zonas de fractura, ya que las mismas aparecen como zonas de frecuencia baja.
- Puede detectar y calibrar efectos de entonamiento de capa delgada.
- Indicador de espesor de capa. Las altas frecuencias indican interfaces bruscas o capas delgadas de lutita. Las frecuencias bajas son indicativas de geometría de capas más masivas, como las ricas en arena.
- Ya que representa un valor en un punto, en vez de un promedio en un intervalo, la frecuencia instantánea revela cambios abruptos que de otra manera no se notaría en el proceso de promedio. Tales cambios pueden indicar acñamientos o bordes del contacto agua-petróleo.

3.2.7. Polaridad aparente

La polaridad aparente es definida como la señal de la traza real donde la amplitud instantánea de la traza tiene un máximo local. Este cálculo supone una ondícula de fase cero y asigna un signo positivo cuando el coeficiente de reflexión es positivo o un signo negativo cuando el coeficiente de reflexión es negativo.

La aplicación de la polaridad aparente está relacionada principalmente con la identificación de acumulaciones de gas y cambios estratigráficos.

Los atributos explicados hasta ahora son los más usados en los proyectos de caracterización de yacimientos. Estos atributos principales conforman los elementos fundamentales para la generación de la inmensa diversidad de atributos sísmicos existentes en las diferentes plataformas de ambiente integrado. Las distintas clasificaciones de atributo se derivan de estos cuatro atributos principales, por lo que es de suma importancia concentrarse en su entendimiento y comprensión, sin menospreciar el aporte de los otros derivados de ellos.

En general, la respuesta de cada uno de los atributos sísmicos está asociada a los cambios en la litología y en las propiedades físicas del subsuelo. Con el análisis en conjunto de estos atributos se pueden distinguir zonas en la sísmica con características sísmicas particulares que pueden relacionarse a rasgos geológicos.

La correlación de atributos sísmicos con propiedades de yacimientos se puede realizar de distintas maneras, como se explicó anteriormente. También, existe la posibilidad de crear mapas de clasificaciones, para obtener un buen análisis de facies sísmicas, con estimación de la distribución de propiedades petrofísicas y determinación de litología, etc. La geoestadística juega un papel importantísimo para tal fin que junto con nuevas técnicas permiten establecer la caracterización de un yacimiento más rápido, confiable y eficaz. Una de estas nuevas técnicas es mediante métodos de clasificación guiada, a través de redes neuronales.

3.3. Redes neuronales

En toda investigación aplicada es muy común encontrar situaciones en las que debemos estimar o predecir el comportamiento de una variable criterio en función de una o varias variables predictoras. Cuando el criterio es una variable cuantitativa se suele hablar de problemas de predicción o estimación, mientras que cuando es una variable cualitativa (categoría) se habla entonces de problemas de clasificación.

En los últimos años, una nueva tendencia en las tareas de predicción y clasificación se ha estado aplicando progresivamente para la solución de estos problemas, en sustitución de los métodos convencionales, tales como los métodos estadísticos. Esta nueva técnica está basada en las redes neuronales o neuronales, las cuales son aproximadores universales de cualquier función continua con una precisión arbitraria.

Las redes neuronales artificiales son una tecnología emergente que ha sido aplicada en muchas áreas de la ciencia y la ingeniería. Son sistemas computacionales que imitan las redes neuronales biológicas del cerebro animal. Esta tecnología de inteligencia artificial, con menos de 20 años de antigüedad se desarrolló tratando de emular el proceso de aprendizaje y reconocimiento de patrones que realizan las neuronas del cerebro humano, (Nielsen, 2002).

Esta técnica difiere de los métodos convencionales que incorporan un algoritmo estructurado, en su habilidad de “aprender” de ejemplos en los cuales realiza clasificaciones usualmente no lineales, entre los datos de entrada y de salida ofreciendo a la red información importante sobre el problema a ser resuelto, (Calderón et al, 2000).

El implemento de las redes neuronales en estudios de caracterización de yacimientos ha demostrado su efectividad en actividades relacionadas con predicción y estimación. La capacidad de adaptación y aprendizaje de estos modelos “inteligentes” los hacen atractivos para la aplicación de algunos problemas en exploración geofísica. Las redes neuronales han sido usadas para reconocer formas de ondas y seleccionar primeras llegadas, en electromagnetismo, magnetotelúrica, inversión sísmica, desdoblamiento de ondas de cizalla, análisis de registros de pozo e interpretación, edición de trazas, deconvolución sísmica, clasificación de eventos, análisis de velocidades entre otros, (Van der Baan, 2000).

3.3.1. Características de las redes neuronales

Las redes neuronales presentan las siguientes características:

- Inclínación natural a adquirir el conocimiento a través de la experiencia, el cual es almacenado, al igual que en el cerebro, en el peso relativo de las conexiones interneuronales.
- Aprendizaje inductivo; es decir, modifican su comportamiento en función de la experiencia.
- Adaptabilidad, ya que son capaces de cambiar dinámicamente junto con el medio.
- Poseen un alto nivel de tolerancia a fallas, es decir, pueden sufrir un daño considerable y continuar teniendo un buen comportamiento, al igual como ocurre en los sistemas biológicos, ya que la información se halla distribuida por toda la red (memoria distribuida).
- Tener un comportamiento altamente no-lineal, lo que les permite procesar información procedente de otros fenómenos no-lineales.
- Generalización; una vez entrenada, se le pueden presentar a la red datos distintos a los usados durante el aprendizaje. La respuesta obtenida dependerá del parecido de los datos con los ejemplos de entrenamiento.
- Abstracción o tolerancia al ruido; son capaces de extraer o abstraer las características esenciales de las entradas aprendidas, de esta manera pueden procesar correctamente datos incompletos o distorsionados.
- Procesamiento paralelo, pueden realizar distintas actividades a la vez.

3.3.2. La neurona biológica y la neurona matemática

Las actividades de investigación desarrolladas en torno al estudio de redes neuronales artificiales están motivadas en modelar la forma de procesamiento de la información en los sistemas nerviosos biológicos. Especialmente, por la forma de funcionamiento del cerebro humano, que es completamente distinta al funcionamiento de un computador digital convencional. El cerebro humano corresponde al de un sistema altamente complejo, no-lineal y paralelo. En términos sencillos lo anterior equivale a decir que puede realizar muchas operaciones simultáneamente a diferencia de los computadores comunes que son de tipo secuencial, o sea, realizan sólo una operación a la vez. En este sentido, una red neuronal es un procesador de información, de distribución altamente paralela, constituido por muchas unidades sencillas de procesamiento llamadas neuronas, (Izaurieta y Saavedra, 2003).

La neurona biológica (o célula nerviosa) consta de una porción central o cuerpo celular (soma), que contiene el núcleo y una o más estructuras denominadas axones y dendritas. Las dendritas reciben los impulsos procedentes de otras neuronas, situadas en el extremo de las fibras nerviosas (estructura ramificada), estableciendo unas conexiones llamadas sinapsis. Estas señales de entradas son atenuadas con el aumento de la distancia de la sinapsis al núcleo. El núcleo a su vez, integra las señales recibidas (en tiempo y espacio) y después activa una señal de salida. Estos impulsos se propagan eléctricamente a lo largo de la membrana celular hasta el final del axón, mediante la liberación de unas sustancias llamadas neurotransmisores, que produce un efecto excitador o inhibidor sobre la neurona dando el carácter de fuerza o efectividad de una sinápsis. Las señales excitadoras e inhibitorias recibidas por una neurona se combinan, y en función de la estimulación total recibida, la neurona toma un cierto nivel de activación, que se traduce en la generación de breves impulsos nerviosos con una determinada frecuencia o tasa de disparo. Finalmente, en el extremo del axón la señal se trasmite a una neurona adyacente o a una célula muscular. Esta estructura se ilustra en la figura 9.

De esta manera, la información se transmite de unas neuronas a otras y va siendo procesada a través de las conexiones sinápticas y las propias neuronas. El aprendizaje de las redes neuronales se produce mediante la variación de la efectividad de las sinápsis, de esta manera cambia la influencia que unas neuronas ejercen sobre otras.

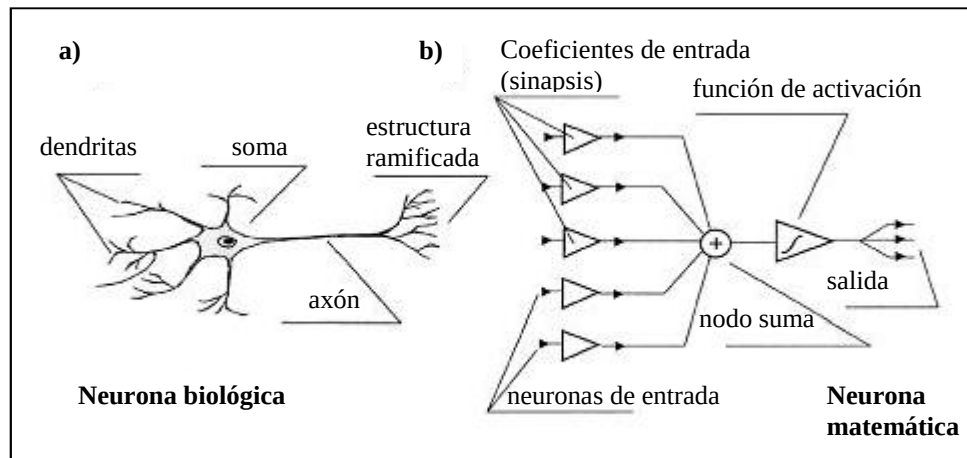


Figura 9. Similitud entre la neurona biológica(a) y la neurona matemática (b). Modificado de Van der Baan (2000).

La neurona matemática, o **perceptrón** (figura 10), procede de manera similar:

- Las neuronas se modelan mediante unidades de proceso. Cada unidad de proceso se compone de una red de conexiones de entrada, una función de red, encargada de computar la entrada total combinada de todas las conexiones, un núcleo central de proceso, encargado de aplicar la función de activación, y la salida, por dónde se transmite el valor de activación a otras unidades.
- La integración de las señales recibidas es únicamente en espacio.
- La magnitud numérica que corresponde al grado de actividad de cada entrada se llama activación, y es equivalente al impulso nervioso
- Las conexiones entre las unidades de entrada tienen diferentes “pesos” (w_i), que representan el grado en que una conexión es más o menos fuerte. Lo que hace cada peso sináptico es multiplicar a su entrada correspondiente, definiendo así la importancia relativa de cada entrada. Son lo similar a las conexiones sinápticas, el peso de la conexión equivale a la fuerza o efectividad de la sinápsis. La existencia de conexiones determina si es posible que una unidad influya sobre otra, el valor

de los pesos y el signo de los mismos definen el tipo (excitador/inhibidor) y la intensidad de la influencia.

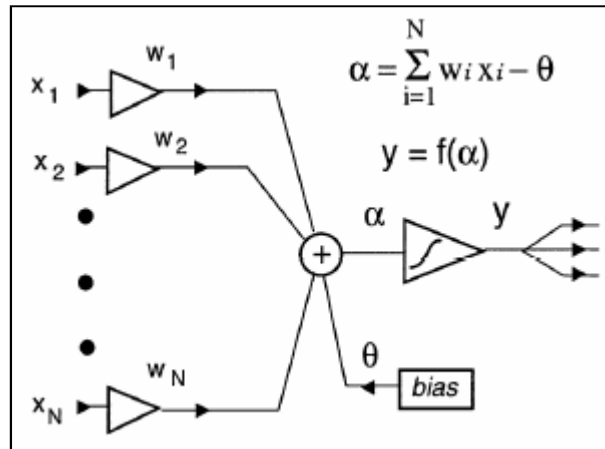


Figura 10. Neurona matemática (perceptrón). Las entradas están representadas por “ x_i ” y los pesos por “ w_i ”. El valor de la salida “ y ” está dado por la suma ponderada de todos los valores de la entrada “ x_i ”, sustrayendo un valor umbral constante “bias” θ , y aplicando una función límite f . Modificado de Van der Baan (2000).

- La función de entrada (función base, de red o de propagación) calcula el valor de entrada total a la red; es la suma de los valores de entrada (x_i) ponderadas por los pesos de las conexiones correspondientes. Equivale a la combinación de las señales excitadoras e inhibidoras de las neuronas biológicas:

$$a = \sum_{i=1}^N [x(i) \cdot w(i)]$$

- Una constante “bias” θ (valor pequeño, generalmente entre 0 y 1) es aplicada para asegurar la independencia de la función de activación de los valores de entrada:

$$a = \sum_{i=1}^N [x(i) \cdot w(i)] - q$$

- La suma de los “pesos” de las entradas es alimentada a una función de transferencia no lineal (función de activación) para reescalar dicha suma. Esta función se encarga de calcular el nivel o estado de activación de la neurona en función de la entrada total. En otras palabras, transforma la red de entrada en una simple salida.
- La función de activación que mejor reproduce el comportamiento de una neurona biológica, es la función sigmoideal. Esta es una función continua diferenciable, suave, monótonamente creciente hasta un límite como se muestra en la figura 11. Su rango está comprendido entre 0 y 1; es decir, para cualquier entrada la salida estará comprendida entre 0 y 1. Esta función permite acomodar las señales muy intensas, sin producir saturación, y admite señales débiles sin excesiva atenuación:

$$f(j) = \frac{1}{\{1 + \exp[-a(j)]\}}$$

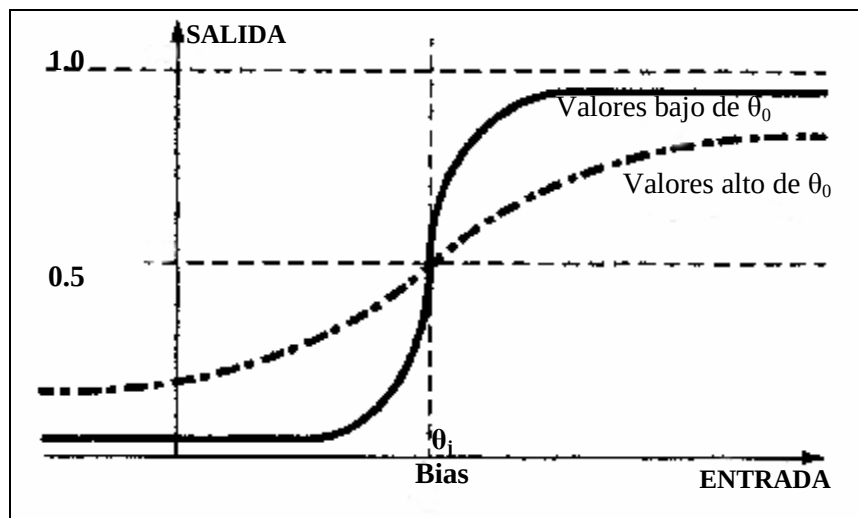


Figura 11. Función de activación sigmoideal. Modificado de Taner (1995)

- El valor de salida cumpliría la función de la tasa de disparo en las neuronas biológicas:

$$y_j = f \sum_i w_{ij} x_i - q_j$$

3.3.3. Arquitectura de una red neuronal

La arquitectura de una red se refiere a su organización general, es decir, el patrón de conexiones que la constituyen. De esta manera, existe una gran variedad de redes, tales como redes de flujo directo y redes recurrentes, redes de una sola capa, dos o más capas (redes multicapa), redes con o sin conexiones intracapa, etc.

Aunque inicialmente se desarrollaron redes de una sola capa, lo más usual es disponer tres o más capas: la primera es la capa de entrada que actúa como buffer de entrada, almacenando la información bruta suministrada a la red o realizando un sencillo pre-proceso de la misma. La capa de salida actúa como interfaz o buffer de salida, almacenando la respuesta de la red para que pueda ser leída. Existen otras capas intermedias, encargadas de extraer, procesar y memorizar la información, que conforman las capas ocultas. Una de las redes más usadas y que presentan esta configuración son las denominadas “feedforward”.

3.3.4. Red neuronal de propagación hacia delante (feedforward)

Las redes neuronales artificiales ampliamente usadas en la resolución de problemas de reconocimiento de patrones son las redes neuronales “feedforward”, debido a la simplicidad de su implementación y su capacidad general para resolver una variedad de problemas. Los elementos computacionales individuales de las redes neuronales “feedforward” son referidos usualmente como neuronas o elementos de procesamiento. Las neuronas son arregladas en capas sucesivas con conexiones entre neuronas de una capa y aquellas de la siguiente capa, pero sin conexiones entre las neuronas dentro de la misma capa. En este arreglo de capa, los datos fluyen en una dirección comenzando en la primera capa o capa de entrada. Los pesos son comúnmente calculados minimizando la diferencia entre las redes de salida, una vez que un conjunto de vectores de datos de entrada, o patrones, hayan sido propagados a través de la red, y el correspondiente patrón de salida, (Calderón et al, 2000).

3.3.5. Aprendizaje y entrenamiento

El aprendizaje es el proceso en el que se adaptan las sinapsis, para que la red responda de un modo distinto a los estímulos del medio. En una red neuronal toda la información adquirida se

guarda en el valor de cada peso sináptico. El carácter de inteligencia está en el número, organización y modo de cambio de las conexiones sinápticas.

En el contexto de las redes neuronales artificiales, el proceso de encontrar los pesos óptimos es descrito como entrenamiento de la red, y el conjunto de patrones de entrada-salida es el conjunto de entrenamiento. El propósito de aprender las relaciones entre los patrones conocidos de entrada-salida para un problema dado, es aplicar la red entrenada a patrones de entrada con salidas desconocidas, posteriormente. Desde este punto de vista, una red neuronal “feedforward” es considerada como una función no lineal; el proceso de entrenamiento es entonces un problema de optimización donde los pesos de la red son los parámetros a ser estimados.

El aprendizaje se divide principalmente en dos tipos: aprendizaje supervisado y no supervisado. En este trabajo se estudiará el método supervisado.

3.3.6. Métodos supervisados

Este tipo de aprendizaje, comúnmente llamado clasificación guiada, requiere un “profesor” externo que evalúe el comportamiento del sistema y dirija las modificaciones subsecuentes. En este método se ajusta los pesos para que la aplicación de unos patrones de entrada produzca los patrones deseados de salida. El hecho de conocer la salida implica que el entrenamiento es supervisado. En general, y por razones de brevedad, los patrones de entrada-salida son referidos como vectores.

El entrenamiento requiere que cada vector de entrada se empareje con un vector objetivo que representa la salida deseada (par de entrenamiento). La red es entrenada con varios pares de entrenamiento. Un vector de entrada es aplicado, la salida de la red es calculada y comparada con el vector objetivo correspondiente, y la diferencia (error) es propagado hacia atrás a través de la red y los pesos son cambiados de acuerdo a un algoritmo que minimiza el error. Los vectores de entrenamiento son aplicados secuencialmente, y los errores son calculados y los pesos ajustados para cada vector, hasta que el error para la configuración de entrenamiento este en un nivel aceptablemente bajo, (Wasserman, 1989).

3.3.7. Método de entrenamiento “backpropagation”

El método de entrenamiento más usado es conocido como “backpropagation” (retropropagación). Este método produce un ajuste por mínimos cuadrados entre la salida actual o real producida por la red y la salida deseada o conocida, calculando un gradiente local en términos de los pesos de la red. El método sólo garantiza convergencia a un local óptimo.

Una red neuronal “backpropagation” es una red neuronal “feedforward” con aprendizaje supervisado. La estructura de esta red está organizada en tres capas: entrada, oculta y salida.

Para entrenar una red neuronal “backpropagation”, los datos de entrada son transferidos de la capa de entrada directamente a la capa oculta y luego a la capa de salida. La función de activación usada es la función sigmoide. El valor de salida de cada nodo está limitado entre 0 y 1. Para cada entrenamiento, el valor de la salida final de la red es comparada con el valor de la salida deseada, obteniendo un error. La retropropagación consiste en propagar el error hacia atrás, es decir, de la capa de salida hacia la capa de entrada, pasando por las capas ocultas intermedias y ajustando los pesos de las conexiones o nodos con el fin de reducir dicho error.

Cuando hay diferencia entre la salida del sistema y los valores de la salida deseada, los pesos de los nodos individuales son ajustados por la regla de delta, en donde la modificación de cada peso se calcula sumándole la discrepancia entre la salida deseada y la obtenida, multiplicado por la entrada y por un coeficiente de aprendizaje, (Martínez, 2002). La regla delta generalizada y el algoritmo de retropropagación, permiten entrenar redes no lineales de dos o más capas, mediante la propagación hacia atrás del error. La mayoría de las reglas empleadas en el aprendizaje supervisado son modificaciones de la regla delta generalizada. Este proceso se repite hasta que el error es aceptablemente pequeño para cada uno de los datos de entrenamientos. Después que la red es entrenada, está lista para clasificar los datos no vistos para predicción.

El entrenamiento de una red con “backpropagation” se resume en los siguientes pasos:

1. Inicialización de todos los pesos a números aleatorios pequeños, para asegurar que la red no se sature con grandes valores de pesos. Si los pesos comienzan en valores iguales, la red no aprenderá.

2. Se selecciona un par de entrenamiento (patrón de entrada y el patrón de salida deseado correspondiente), y se presenta el vector de entrada a la red.
3. Se calcula la salida de la red.
4. Se calcula el error entre la salida de la red y la salida deseada que es el vector objetivo del par de entrenamiento.
5. Se ajustan los pesos o conexiones de la red (aprendizaje) de manera tal que minimice el error.

Se repiten los pasos del 2 al 5 para cada patrón de entrenamiento hasta que el error cuadrático medio para la configuración de entrenamiento sea aceptablemente reducido.

3.3.8. Justificación e importancia de las redes neuronales

Muchas tareas de clasificación y transformación son enfocadas con un análisis estadístico inicial de los datos de entrada y de los resultados. Los que se realizan son promedios, medianas, momentos, curtosis, regresiones (lineales, no lineales, etc.), componente principal, análisis factorial y otros. Estos tipos de análisis son adecuados para intentar descubrir una o más ecuaciones "estáticas" o fórmulas que permitan a los datos de entrada ser transformados en resultados. Sin embargo, las soluciones "dinámicas" que incluyen procesos matemáticos, son mucho más apropiadas para muchas tareas de análisis, que las soluciones "estáticas". Afortunadamente, las redes neuronales son capaces de dividir los problemas y descubrir soluciones con componentes "estáticos" y "dinámicos", (Nielsen, 2002).

De este modo las redes neuronales se convierten en una poderosa herramienta que supera a otras conocidas, ya que se puede entrenar para funciones muy variadas. Por ejemplo, en la clasificación de litologías complejas o tipos de facies, para una red neuronal artificial esta actividad es mucho más sencilla, ya que no necesita de matemáticas sofisticadas o de una gran cantidad de datos, como los métodos estadísticos convencionales, siendo capaz de realizar dichas actividades de una forma rápida, sencilla y eficaz.

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA

El trabajo contó con una etapa inicial de revisión bibliográfica, en donde se analizó las referencias relacionadas con el tema, como trabajos anteriores, aspectos técnicos y económicos, y otros estudios relacionados.

En la siguiente fase se realizó una inspección de los datos en donde se revisó y se clasificó la información geológica y geofísica del proyecto. De esta fase se derivó un diagnóstico de la factibilidad del proyecto, en donde se definió el máximo alcance con los datos existentes, el requerimiento y sugerencia de adquisición de datos adicionales y los recursos requeridos.

En esta etapa de inspección, primero se analizó la lista de pozos de la zona de estudio con el fin de localizar las curvas de registros de pozos necesarias (sónico, densidad, gamma ray, tiros de verificación sísmica “check shot” o velocidades interválicas). Estas curvas se examinaron para juzgar si se encontraban en el rango de profundidad deseado, con las unidades correctas y determinar si han sido procesadas o no. También se verificó los marcadores geológicos existentes en los pozos, y así detectar cualquier irregularidad en los mismos para su posterior corrección.

Inspeccionar la data sísmica es de gran ayuda, ya que permite detectar problemas que puedan tener los datos ya cargados. En este sentido se verificó las coordenadas, unidades, tipo de datos (2D/3D, “pre-stack/post-stack”, con/sin post-procesamiento) y la calidad de la misma. Esto se realizó con un estudio del reporte de adquisición y de procesamiento.

Una vez realizado el proceso de recolección de información, inventario y revisión exhaustiva de los datos, se procedió a iniciar el estudio. En primer lugar, se realizó un amarre de los datos geológicos y geofísicos. Esta correlación se realizó mediante los sismogramas sintéticos, tomando en cuenta principalmente los pozos que disponían de registros de densidad, sónico y “checkshots” (tiros de verificación sísmica).

Luego del amarre de los datos geológicos y geofísicos, se procedió a realizar la interpretación sísmica. Esta actividad se enfocó en la identificación de las unidades

cronoestratigráficas (límites de secuencias (SB) y superficies de máxima inundación (MFS)), representadas por los reflectores de interés; también se interpretó las fallas principales. Con esto se obtuvo un modelo estructural-estratigráfico de la zona de estudio, el cual se validó con una visualización tridimensional (3D)

Esta interpretación sísmica se integró con la aplicación de atributos sísmicos en las regiones e intervalos de interés. Se seleccionaron los atributos más representativos que permitan definir con más detalle la forma estructural de la zona. También se calcularon atributos para identificar figuras estratigráficas que pueden ser asociadas a cuerpos sedimentarios de interés, así como también aquellos que permitan inferir continuidad de eventos, contenidos de fluidos y propiedades físicas, determinados por la evaluación petrofísica.

Con la ayuda de los atributos sísmicos, el aporte de la evaluación petrofísica y la comprobación de la información de pozos se realizó el análisis de facies sísmicas. Para ello se generaron mapas de clasificaciones litológicas con la aplicación de redes neuronales, mediante métodos de clasificación supervisados. También se elaboraron mapas de propiedades guiados por sísmica que, como paso opcional, ayudaron en la complementación de los resultados obtenidos mediante redes neuronales, proporcionando por ejemplo, valores de arena neta.

Toda esta metodología se realizó mediante la ayuda de las diversas plataformas de ambiente integrado, existentes actualmente en el mercado, tales como GeoFrame y Landmark.

4.1. Inspección de los datos

Con un análisis de los datos disponibles se crearon las listas de pozos para el área de interés. Se verificó que estos pozos presentaran varias características para el buen desarrollo del estudio, las cuales se indican a continuación:

- Tener definidos los marcadores geológicos de interés. En este estudio se tomó en cuenta los marcadores topes de cada unidad cronoestratigráfica de interés.
- Contener curvas de registros en el rango de profundidad a estudiar, principalmente gamma ray, potencial espontáneo, resistividad, sísmico, densidad, check shot, etc.

- Presentar las curvas de saturación de agua (Suwi), volumen de arcilla (Vsh) y de porosidad (Pgn), obtenidas de la evaluación petrofísica.

Estas características fueron validadas tomando en cuenta los trabajos de Linares (1998) y Vallejos et al (2002). Con estas listas de pozos se realizó la interpretación de las superficies sísmicas (horizontes) y se determinó las propiedades petrofísicas en los intervalos de interés.

4.2. Amarre de los datos geológicos y geofísicos

Es de suma importancia en los proyectos de interpretación sísmica disponer de una buena calibración entre los datos sísmicos (en tiempo) y la información de pozos (en profundidad), pues es lo que permite identificar y correlacionar los eventos sísmicos con los topes geológicos, tanto en tiempo como en profundidad. La calibración se obtiene mediante la generación de tablas tiempo-profundidad (tablas TZ) y sismogramas sintéticos.

Por otra parte, se debe tomar en cuenta que esta correlación depende de la resolución sísmica vertical, ya que determina el mínimo espesor apreciable en la sísmica.

4.3. Resolución vertical

La importancia de conocer la resolución de los datos sísmicos radica en que establece el grado de detalle con que puede ser resuelta o interpretada la geometría de los cuerpos de roca en el subsuelo. La resolución dependerá de los parámetros de la adquisición, del procesamiento de los datos y de la disposición de los estratos de roca en el subsuelo.

La resolución vertical implica que reflexiones del tope y base de una capa delgada pueden verse como eventos sísmicos separados, (Yilmaz, 2001). El límite aceptable para la resolución vertical es un cuarto de la longitud de onda dominante:

$$R_v = \frac{\lambda}{4} = \frac{v}{4f}$$

donde λ es la longitud de onda, v es velocidad y f es la frecuencia dominante.

Para el cálculo de la resolución vertical del Miembro Morichal, la velocidad es de 8500 pies/seg. La frecuencia dominante es de aproximadamente 55 Hz, observada en el espectro de amplitud del pozo JOC 605, en la figura 12. Con esto se obtuvo una resolución sísmica mínima de 38 pies aproximadamente, lo que permitió interpretar cuatro horizontes, correspondiente a los siguientes topes geológicos: tope A, tope C, tope C1 y tope D.

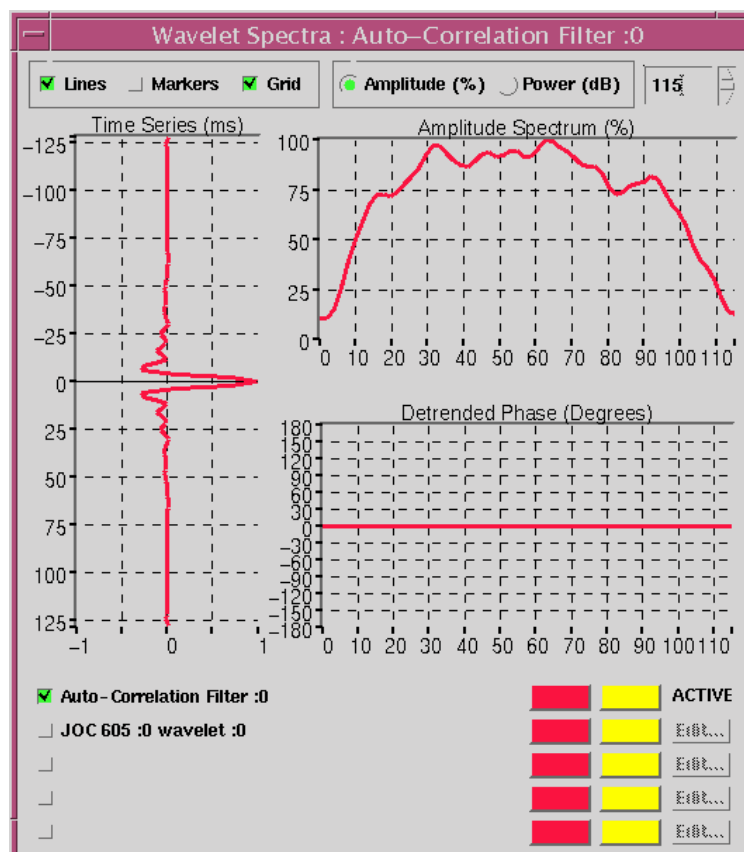


Figura 12. Espectro de amplitud de la ondícula extraída del pozo JOC 605. Se observa que la frecuencia dominante es aproximadamente 55 Hz.

4.4. Sismograma sintético

La traza sísmica es el resultado de la interacción entre los coeficientes de reflexión de las rocas del subsuelo y la señal emitida a través de éstas por una fuente de energía (figura 13). El sismograma sintético es la representación de una traza sísmica a lo largo del pozo, a partir de los registros de densidad y sísmico.

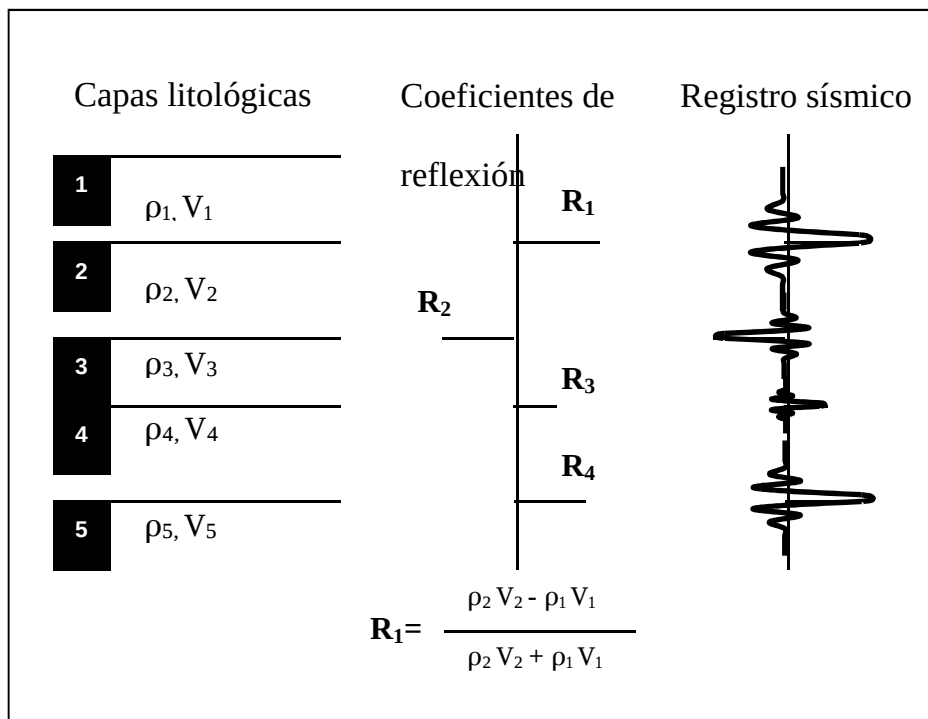


Figura 13. Registro sísmico. Las capas litológicas, cada una con densidad ρ_i y velocidad V_i , son representadas por los coeficientes de reflexión R_i . Un pulso generado en superficie es reflejado en las interfaces con una amplitud proporcional al coeficiente de reflexión, obteniéndose una traza sísmica o registro sísmico

Para elaborar el sismograma sintético se necesita conocer los coeficientes de reflexión en la dirección del pozo, que se obtienen con el perfil de densidad y del sónico. El registro de densidad proporciona directamente la curva continua de densidad. El registro sónico proporciona el tiempo de tránsito (tiempo que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación); su inverso es la velocidad de la onda sonora.

No obstante, se debe realizar una corrección del registro sónico, para evitar ruidos y distorsiones, producto de efectos de dispersión, condiciones del pozo, invasiones del lodo, entre otros. La corrección del registro sónico se realiza mediante la curva de calibración que proporciona la diferencia entre la curva de tiempo de los “check shots” y del registro sónico.

La escala del sismograma debe estar en tiempo doble de viaje sísmico, de la misma manera en que están representadas las secciones sísmicas; por ello se hace la conversión

profundidad-tiempo para ambos perfiles, mediante la tabla de valores tiempo-profundidad (tiempo de viaje del pulso sísmico desde la superficie hasta diversas profundidades), obtenidos del “check shot”.

El pozo JOC 605 es el único que dispone de los tres elementos fundamentales para la realización de un sismograma sintético confiable para la calibración sísmica - pozo: registro de densidad, registro sónico y curva tiempo-profundidad.

La curva tiempo-profundidad asignada al pozo JOC 605 (también se conoce como ley de velocidad) se muestra en la figura 14, con la cual se realizó la calibración de los datos de pozo con la sísmica.

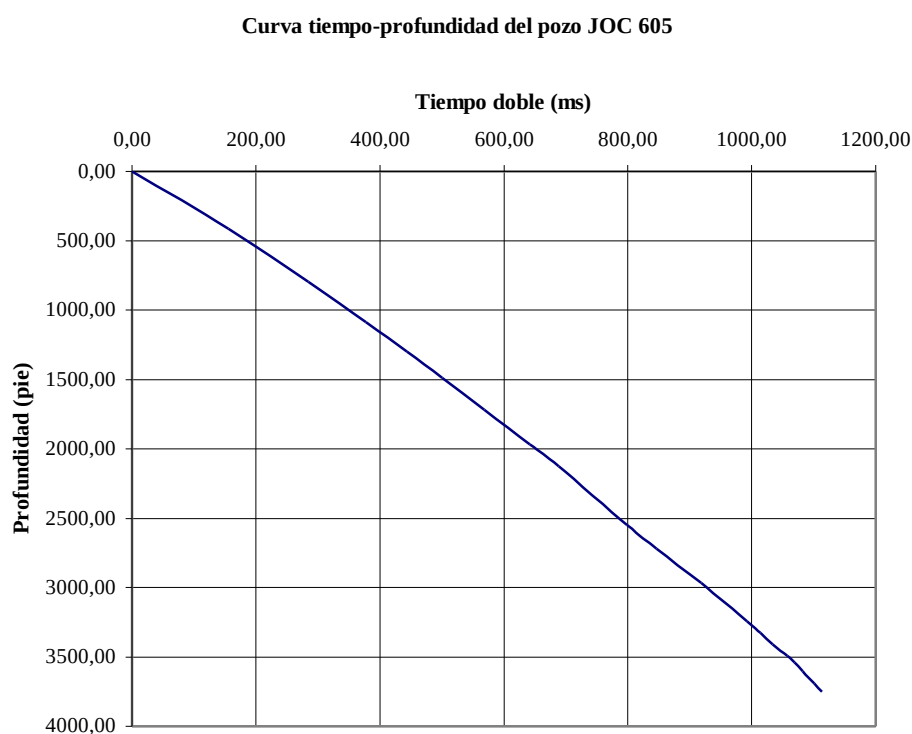


Figura14. Curva TZ del pozo JOC 605

Los valores proporcionados por el “checkshot” se compararon con los del registro sónico, con lo que se obtuvo las diferencias de tiempo y se calculó la curva de deriva del sónico, como se observa en la figura 15.

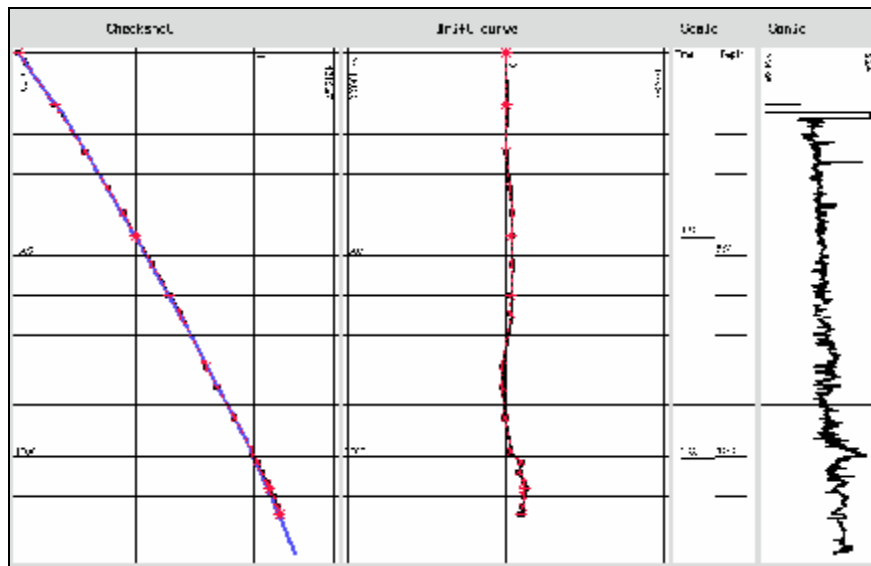


Figura15. Curva de deriva del registro sónico. En el primer panel el eje vertical es profundidad (m) y el eje horizontal tiempo (ms). La curva azul representa la TZ del registro sónico y la negra la del “checkshot”. La curva de deriva se muestra en el centro, mientras que en el panel de la derecha se aprecia el registro sónico original.

Luego se calibró el registro sónico con el “checkshot”, con la corrección por deriva, como se observa en la figura 16.

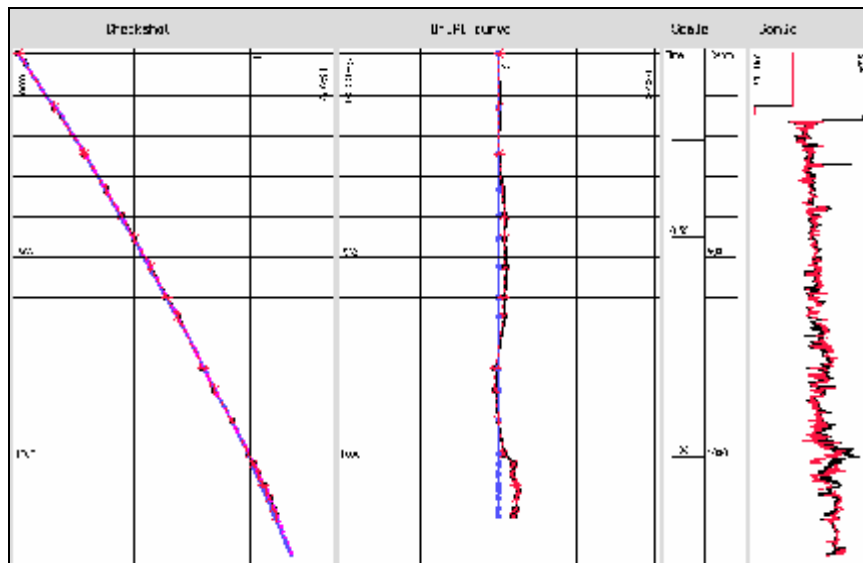


Figura 16. Registro sónico calibrado. Luego de realizar la corrección por deriva, se obtiene el registro sónico calibrado (a la derecha en rojo).

A los coeficientes de reflexión obtenidos mediante los registros de densidad y sónico, se les impuso una ondícula sísmica. Esto es, se realizó la convolución de la ondícula, con los coeficientes de reflexión, obteniéndose así el sismogra sintético. La ondícula usada para tal fin fue extraída de la sísmica, con una frecuencia media de 55 Hz (figura12).

En la figura 17 se muestra el sismograma sintético del pozo JOC 605, realizado con la aplicación Syntool de la plataforma Landmark, en donde se observa la correlación de los eventos sísmicos con los marcadores geológicos. Este sismograma se concentra en los marcadores pertenecientes al Mioceno Inferior-Medio, especialmente el Miembro Morichal de la Formación Oficina. Los ciclos de arenas son visibles en el registro de gamma ray, los cuales definen el contraste entre los marcadores.

Los marcadores seleccionados para la interpretación de horizontes fueron los correspondientes a los paquetes arenosos del Miembro Morichal, tales como el tope A del paquete A, tope C1 del paquete C, ubicados en fase máxima; también se interpretó el tope C del paquete C y el tope D del paquete D, que se encuentran en fase mínima.

Estos marcadores fueron seleccionados debido a que sus reflectores correspondientes presentan gran continuidad lateral y poca pérdida de resolución vertical. En la figura 18 se muestra una sección sísmica con los marcadores, los reflectores interpretados y la buena correlación con el sismograma sintético del pozo JOC 605.

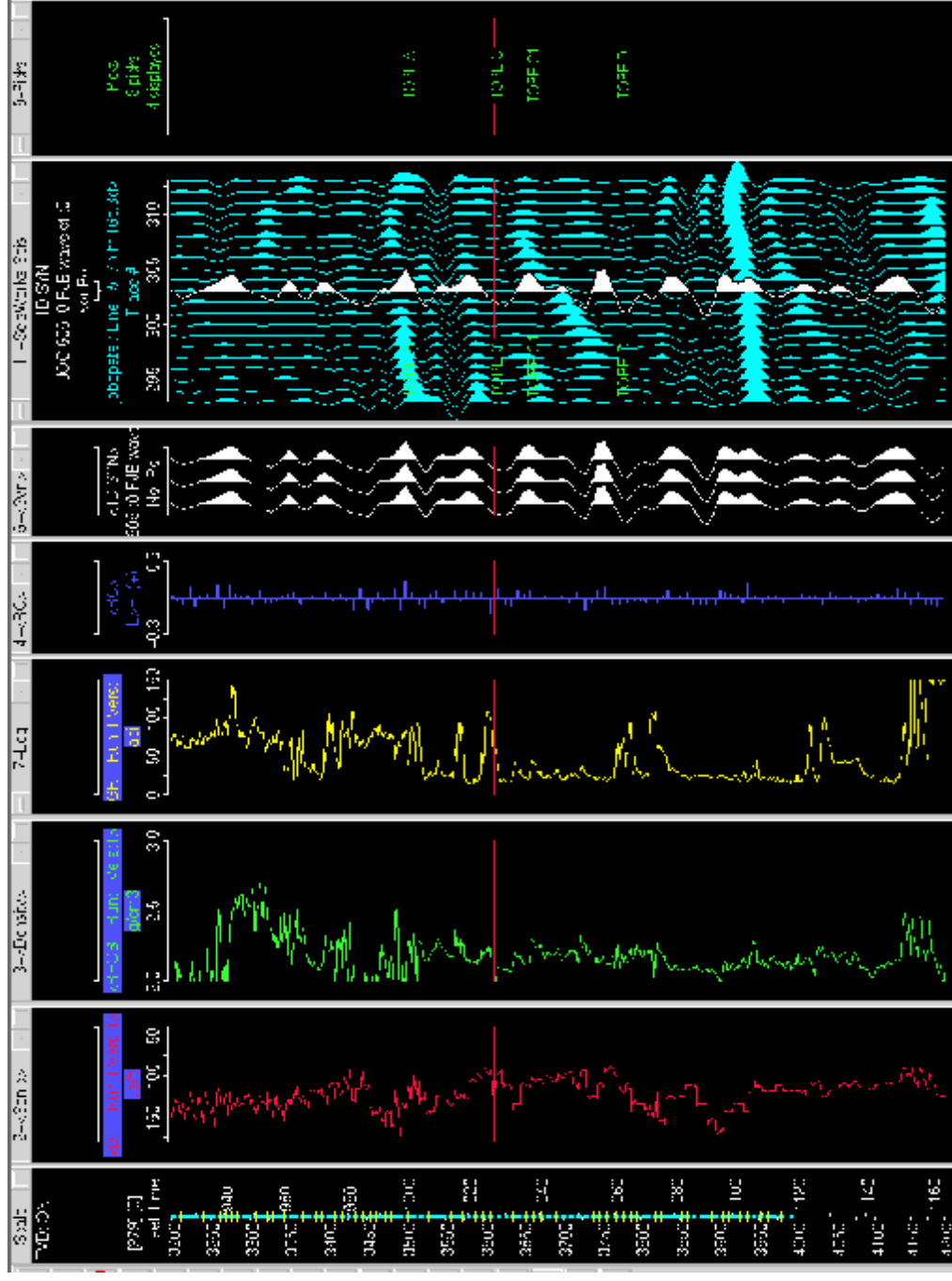


Figura 17. Sismograma sintético del pozo JOC 605. Se representan la escala vertical, el registro sísmico de color rojo, el registro de densidad en verde, el registro de gamma ray en amarillo y el sismograma sintético sobre las trazas del pozo JOC 605.

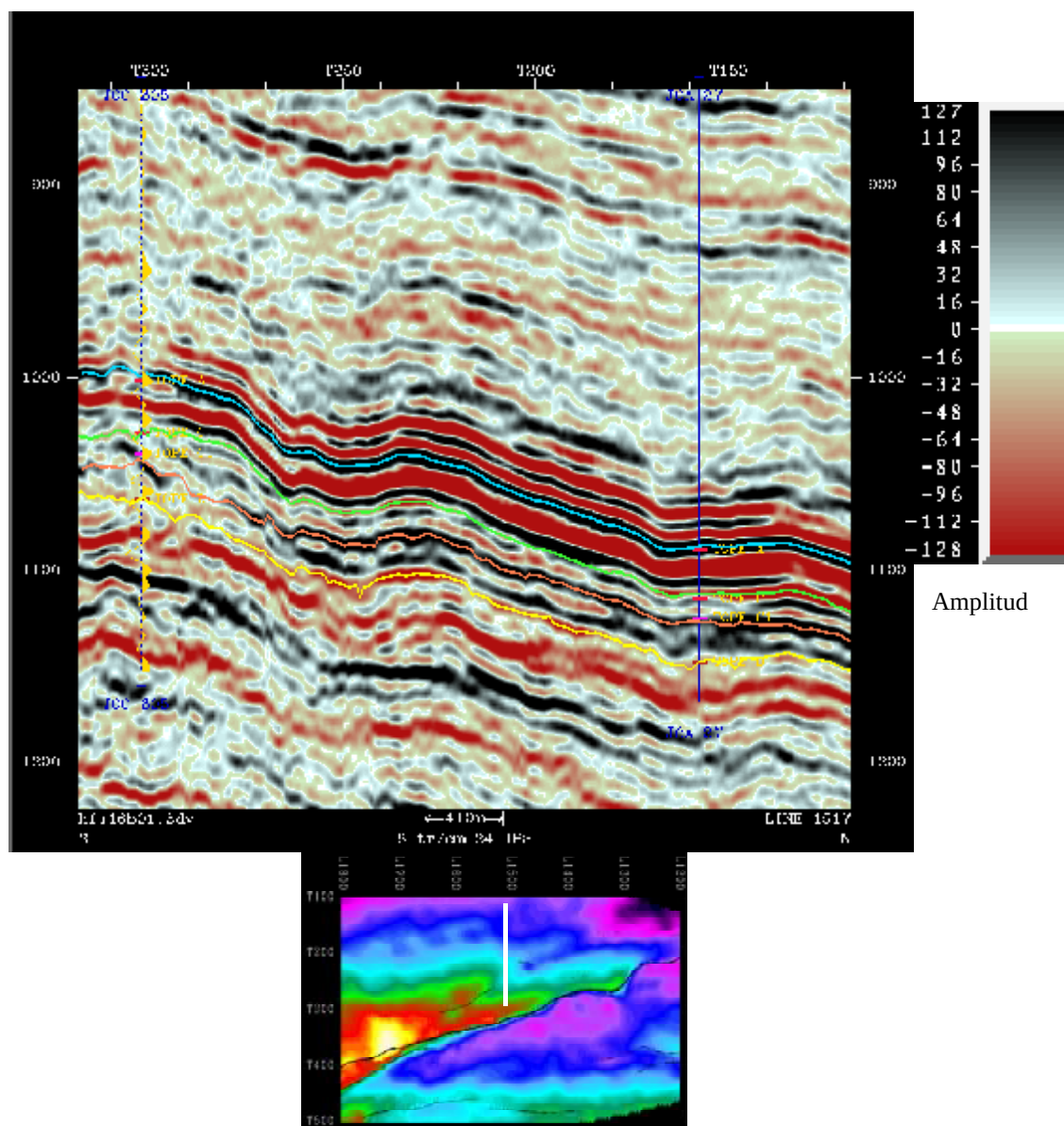


Figura 18. Sismograma sintético del pozo JOC 605 desplegado en una sección sísmica (línea 1517).

4.5. Propiedades petrofísicas

Para el cálculo de las propiedades petrofísicas en los intervalos de interés, se usó la evaluación petrofísica hecha por Vallejos et al (2002). Este trabajo proporcionó los parámetros de corte (cutoff) y las curvas de saturación de agua (suwi), volumen de arcilla (Vsh) y de porosidad (pign).

Los intervalos de estudio se definieron a partir de los marcadores seleccionados para interpretar. Con la aplicación WellPix se crearon los tres niveles estratigráficos de interés (litozonas). La zona A está definida entre el tope A y el tope C. Los marcadores tope C y tope C1 delimitan la zona C. El tercer intervalo, la zona C1, se encuentra entre el tope C1 y el tope D (figura 19).

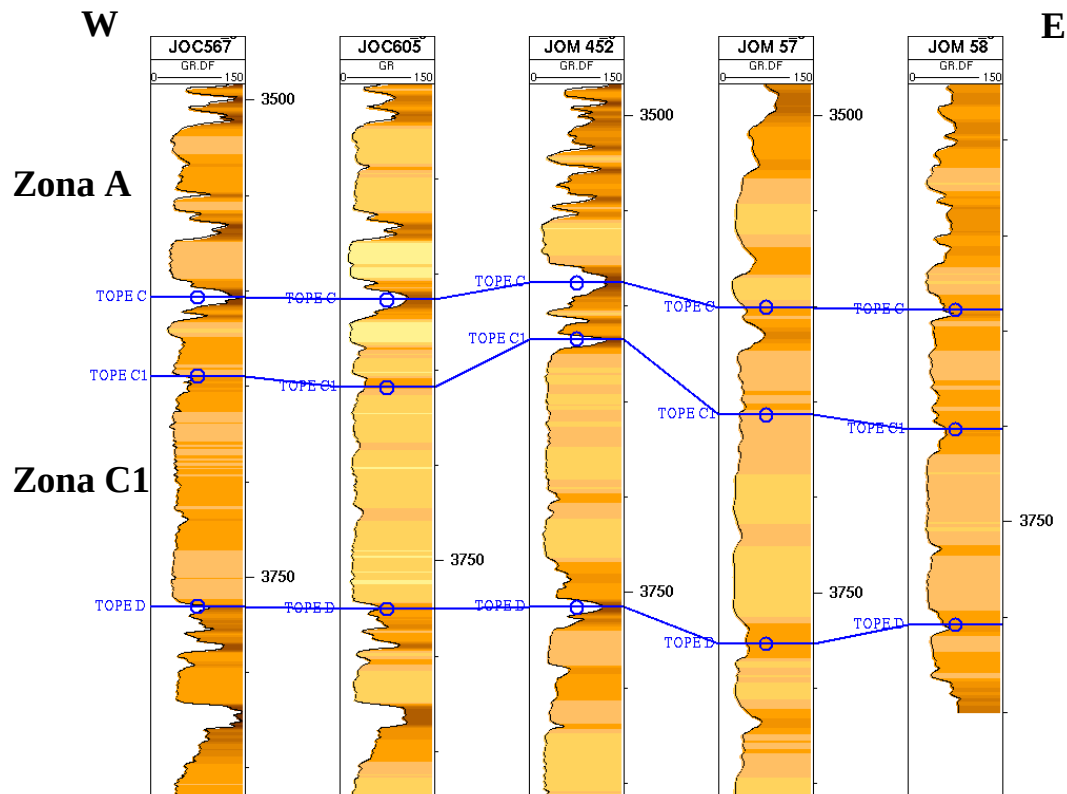


Figura 19. Sección estratigráfica con los intervalos de interés.

El datum estratigráfico es el tope A.

La zona A presenta un espesor promedio de 110 pies, siendo éste el intervalo de mayor espesor. El espesor de la zona C es de aproximadamente 45 pies, mientras que en la zona C1 es de 90 pies.

Luego de definir los intervalos de interés, se procedió al cálculo de las propiedades petrofísicas mediante la aplicación ResSum de la plataforma GeoFrame. Con las curvas de registros de saturación de agua (suwi), volumen de arcilla (Vsh) y de porosidad (pign) de los pozos de la zona, a partir de los parámetros de corte ya mencionados, se determinaron los valores de espesor de arena (gross thickness), arena neta (net thickness), porosidad y arena neta petrolífera (net pay) para cada nivel estratigráfico.

4.6. Interpretación sísmica

4.6.1. Interpretación de horizontes sísmicos

Una vez calibrado e identificado cada uno de los reflectores sísmicos con el sismograma sintético, se procedió a interpretar estos horizontes antes mencionados, utilizando todos los pozos del área que penetran cada marcador de interés. Se dispuso de dos curvas TZ, con variaciones menores a 10 ms; sin embargo, a los pozos que se encuentran hacia el este se le asignó la ley de velocidad del pozo más cercano, el pozo JOC 605, mientras que los pozos ubicados al oeste, se le asignó la ley de velocidad del pozo JOC 454. Se tomó en cuenta aquellos pozos que presentan la mejor correlación de los topes o marcadores geológicos con los horizontes sísmicos. Con esto se tiene un mejor control de los datos sísmicos con los datos de pozos.

La interpretación se realizó con la aplicación Seiswork de la plataforma Landmark. Primero se interpretó los horizontes a partir de las secciones que contienen el pozo JOC 605, ya que el mismo es el que presenta el sismograma sintético y el ajuste confiable entre los horizontes sísmicos y los marcadores geológicos. Luego, cada horizonte fue interpretado sistemáticamente cada 20 líneas en dirección norte – sur y cada 20 trazas en dirección este – oeste (figura 20). En las zonas con pérdida de resolución sísmica y baja calidad de los datos, se realizó la interpretación cada 10 líneas y trazas (a veces cada 5) evitando así inconsistencias en la malla interpretada. También se usaron líneas arbitrarias siguiendo la alineación de pozos, lo que permitió un buen control de los topes interpretados.

El alto contraste de impedancia acústica entre el paquete lutítico del Miembro Yabo y la arena A del Miembro Morichal, se refleja en la excelente continuidad a lo largo de la sísmica 3D del reflector representado por el tope A (figura 21). Este reflector, con carácter sísmico máximo (pico), fue el primero en interpretarse, siendo referencia para la interpretación de los otros horizontes más profundos, y con menor continuidad y calidad de datos sísmicos.

Después de diseñada la malla de cada uno de los horizontes interpretados, se realizó la interpretación automática para extender estos horizontes en el resto de las líneas y trazas no interpretadas, obteniendo los mapas en tiempo. Estos mapas se utilizaron para la extracción de los atributos sísmicos, que se explicarán más adelante.

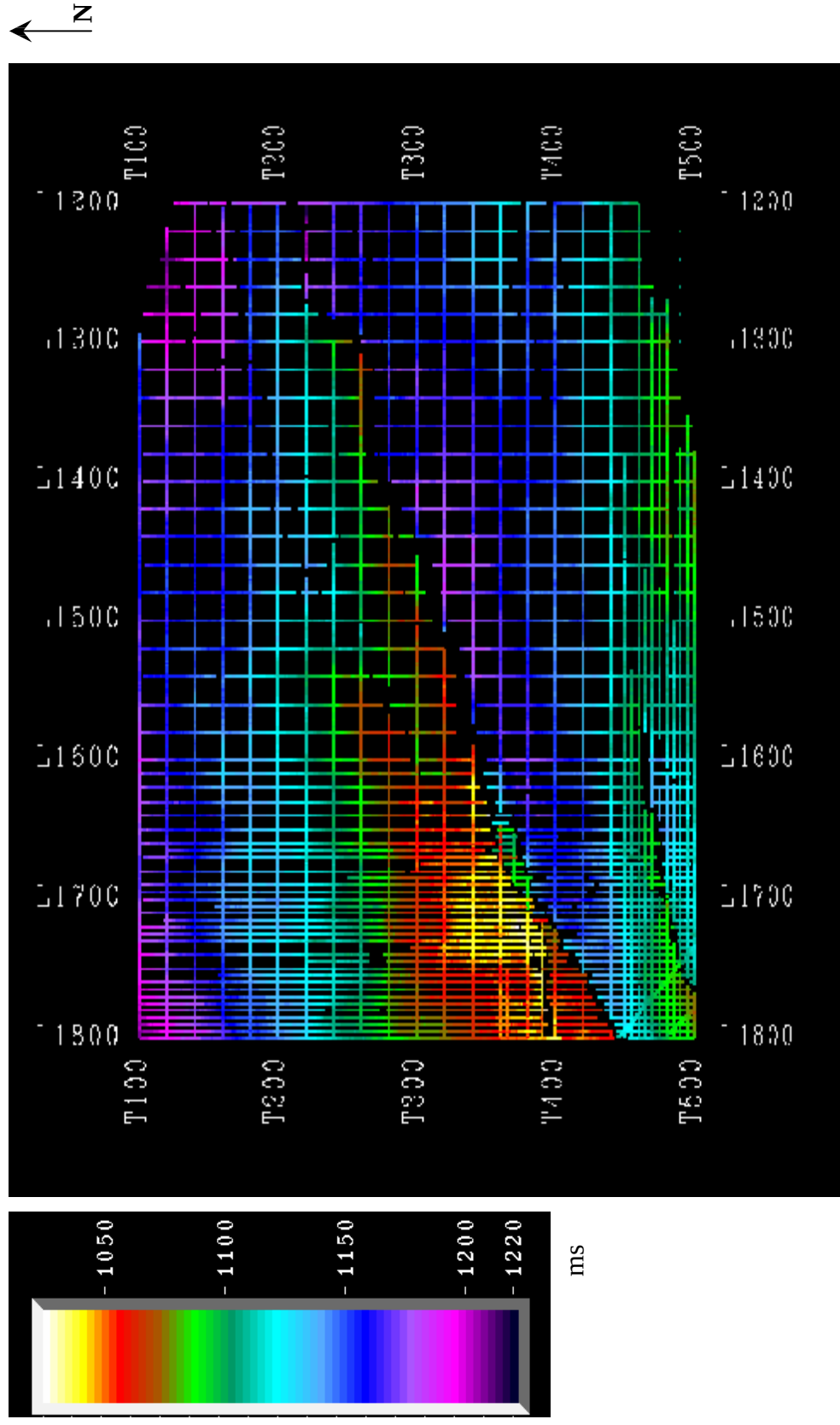


Figura 20. Malla de interpretación del horizonte Tope D. La escala es de amplitudes. La interpretación se realizó cada 20 líneas y cada 20 trazas. Hacia el este del área se interpretó cada 5 y cada 10 líneas y trazas ya que la calidad de los datos en esta área es baja.

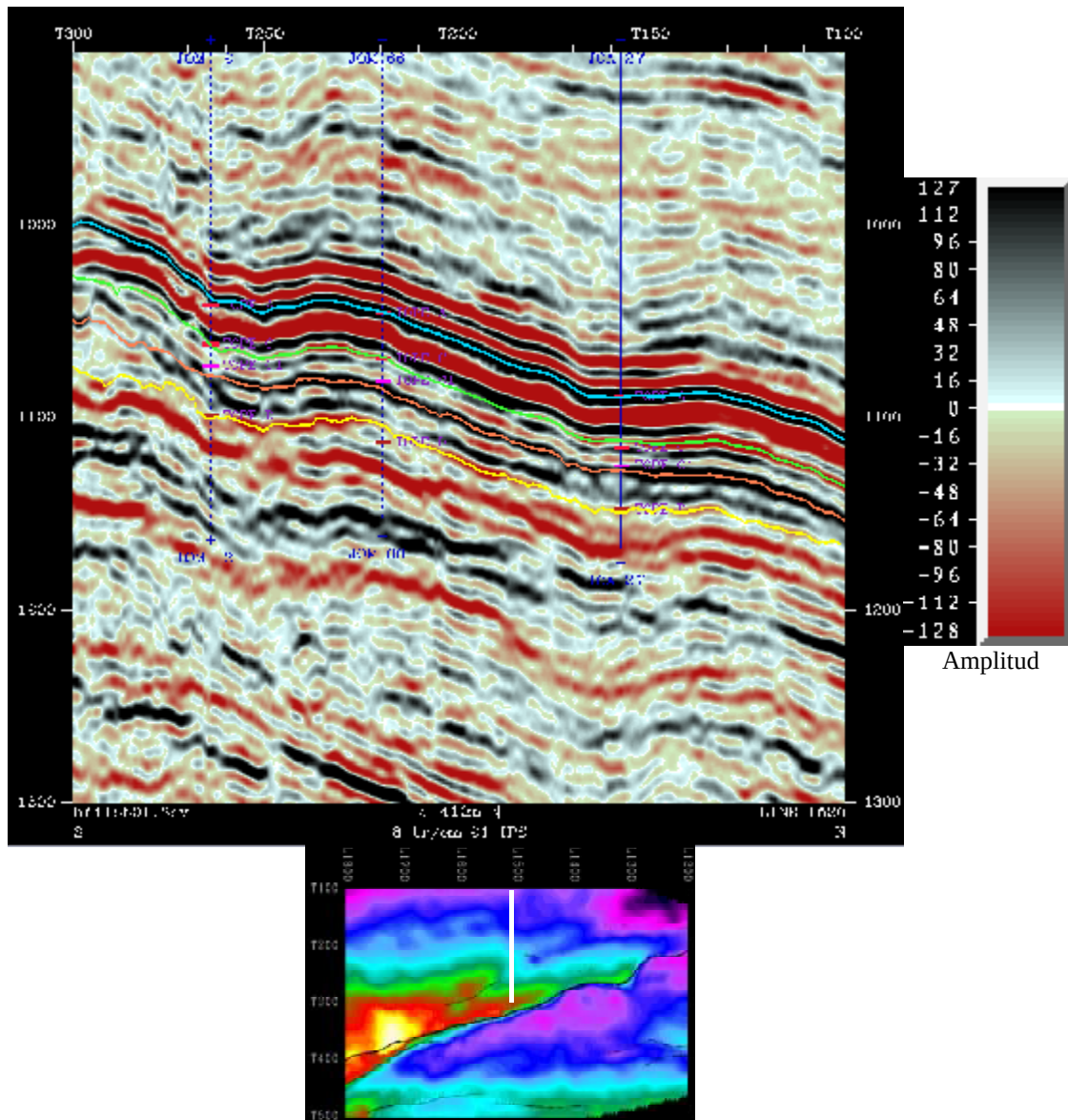


Figura 21. Sección sísmica Línea 1520. Se observa la continuidad del reflector representado por el tope A a lo largo de la sección. Este horizonte es referencia para interpretar los otros. También se observa el ajuste entre los horizontes y los marcadores de los pozos

4.6.2. Interpretación de fallas

Para la interpretación de las principales estructuras, se realizó un reconocimiento general del cubo sísmico y así determinar tendencias de fallas. En general, una falla se reconoce en una sección sísmica cuando no hay continuidad en un horizonte interpretado. En un mapa en tiempo del horizonte, las fallas se reconocen cuando hay cambios abruptos en los valores del tiempo de dicho horizonte.

Con la finalidad de obtener una interpretación consistente y lógica, se generó un estudio de semejanza en los horizontes para distinguir trazas vecinas con máximo y mínimo similitud entre sí. Este análisis resalta cambios sísmicos laterales que se relacionan a cambios geológicos, permitiendo por ejemplo, la identificación de patrones de fallas. Conceptualmente, se obtendrían valores altos de similitud entre traza y traza cuando la geología es plana y continua, valores bajos cuando es inclinada y continua y valores anómalos cuando es discontinua, (Landmark, 2001).

La metodología consiste en comparar una traza central con las ocho trazas vecinas como se observa en la figura 22, calculando los valores de semejanza. El mejor valor de semejanza obtenido, en este caso se usó el valor más bajo de semejanza, se ajustó a la traza vecina. De esta manera se obtuvo una traza promedio, que es la traza objetivo la cual se usa para el cálculo de desemejanza. La traza central se comparó con la traza objetivo usando la medida estadística de desemejanza distancia de Manhattan, que es la suma del valor absoluto de las diferencias de las muestras entre las trazas central y objetivo. Esta suma (numerador) es dividido por la suma de los valores absolutos de cada muestra de estas dos trazas, obteniendo valores entre 0 y +1, donde los datos más discontinuos, como fallas, presentan valores cercanos a 1 (figura 23).

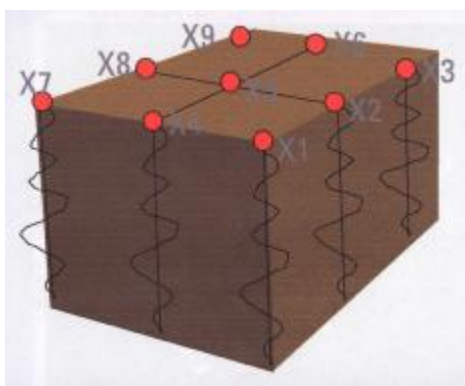


Figura 22. Patrón de análisis de semejanza. Se compara la traza central con las 8 trazas vecinas.

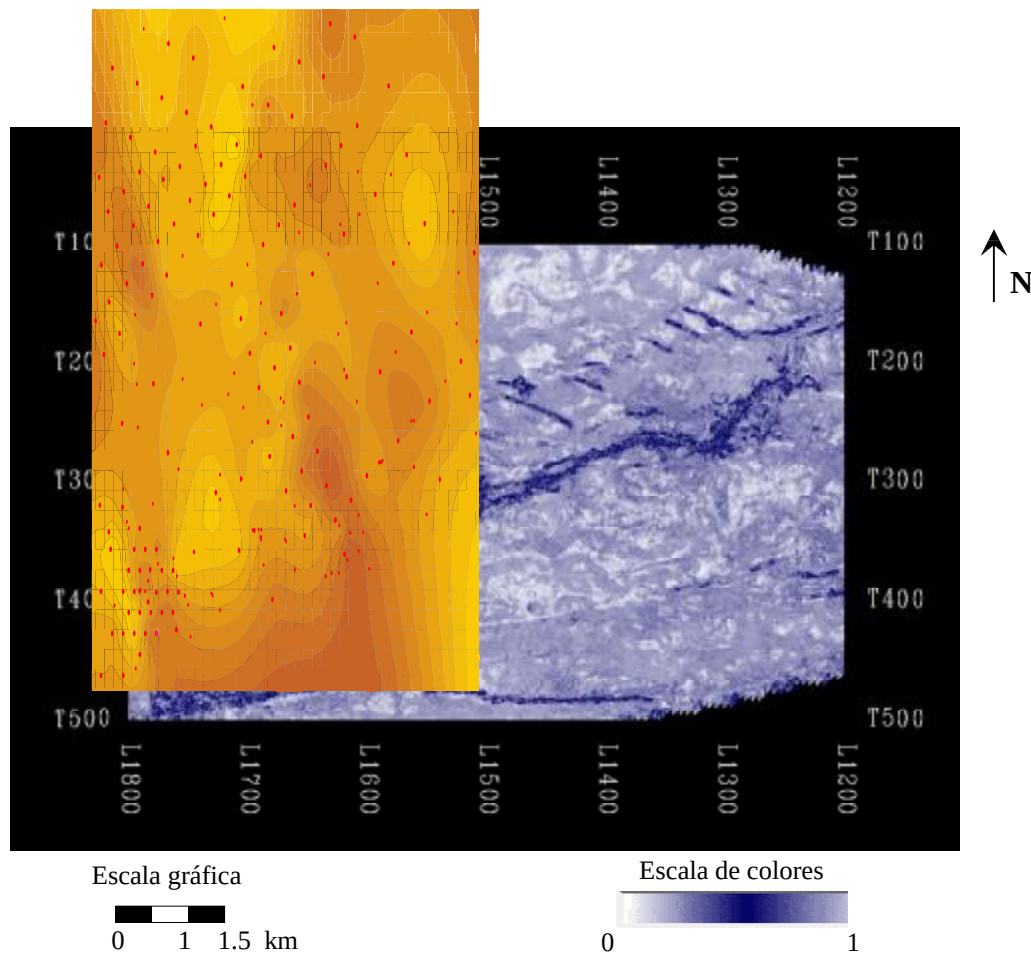


Figura 23. Análisis de semejanza en el horizonte tope A. Los patrones de fallas son claramente visibles, identificables con valores de baja similitud en color oscuro.

También se generaron mapas de buzamiento (dip) que muestran la magnitud del gradiente del tiempo, revelando tendencias de fallas. Estos mapas se realizaron comparando cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en direcciones ortogonales. Un plano es ajustado a estos tres puntos, el cual tiene una magnitud de buzamiento en milisegundos por pie x 100:

$$\text{buzamiento} = \sqrt{\left(\frac{dt}{dx}\right)^2 + \left(\frac{dt}{dy}\right)^2} \times 100$$

donde:

$\frac{dt}{dx}$ es el buzamiento en la dirección x y $\frac{dt}{dy}$ es el buzamiento en la dirección y.

La escala más representativa de los cambios de buzamiento fue una dicromática de color negro mostrando los valores máximos con gradación hacia el color blanco correspondiente a los valores mínimos. Un ejemplo de ello es el mapa de buzamiento para el tope A en la figura 24.

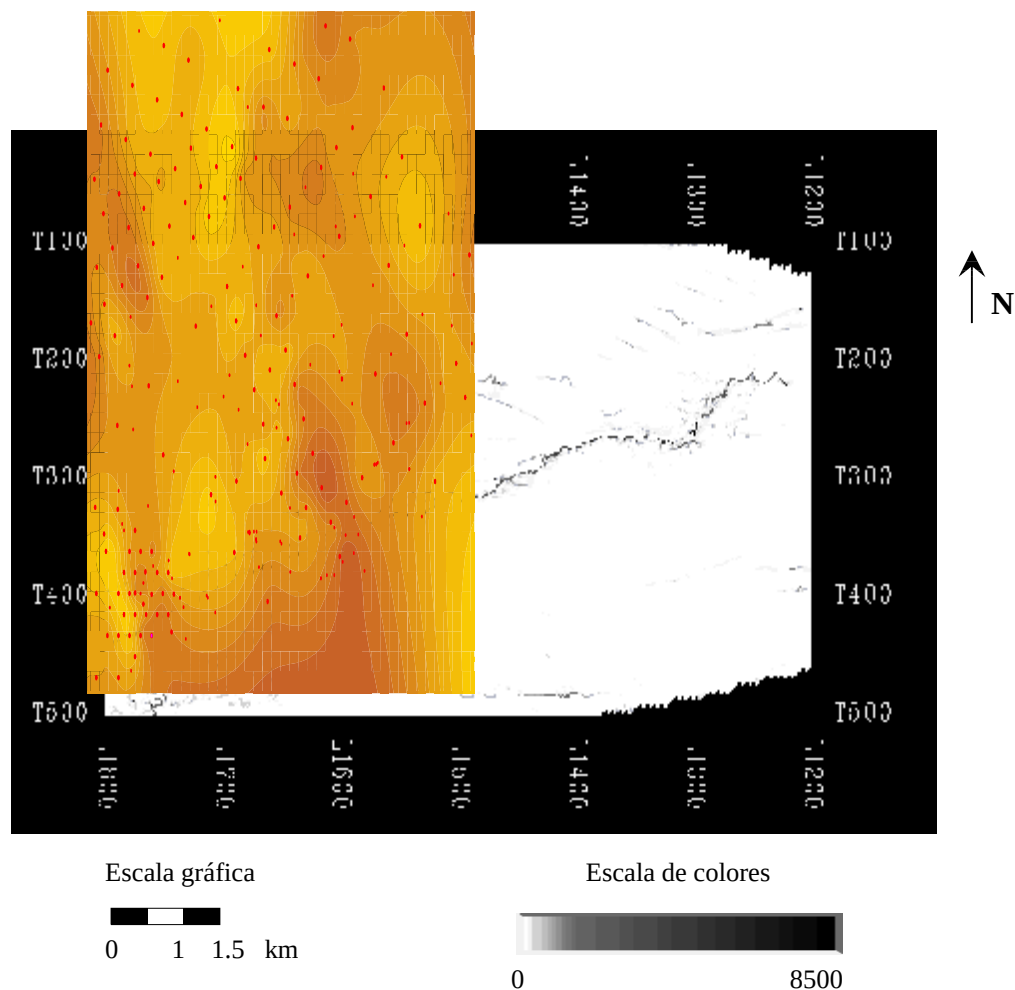


Figura 24. Mapa de buzamiento del horizonte tope A. Se observa los rasgos de falla que afectan a este horizonte

Otra herramienta como complementación de los mapas de buzamiento, que permitió reafirmar e identificar los rasgos y tendencias de fallas son los mapas de borde (edge). Estos mapas resaltan las discontinuidades y detecta las diferencias de buzamiento a través de un horizonte.

La detección de bordes envuelve la comparación matemática alrededor de una muestra simple (punto original) en una imagen original. El algoritmo compara muestras en cada lado del punto original (figura 25) en lo que se llama detección de borde Sobel o máscara 3x3 (tres muestras en cada lado del punto en ambas direcciones).

El resultado de la detección de borde es un plano conectando los resultados del cálculo 3x3 en cada muestra del horizonte original, (Landmark, 2001).

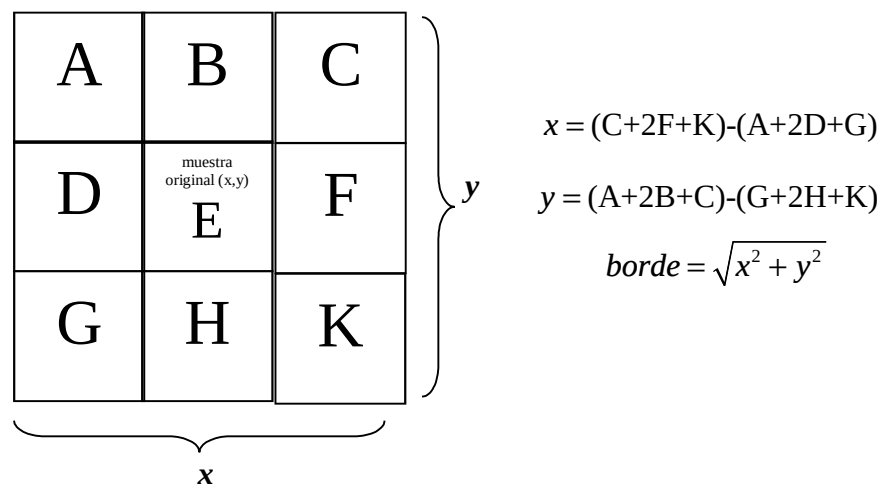


Figura 25. Técnica de detección de borde Sobel. x e y son las coordenadas del plano de detección de borde en la muestra

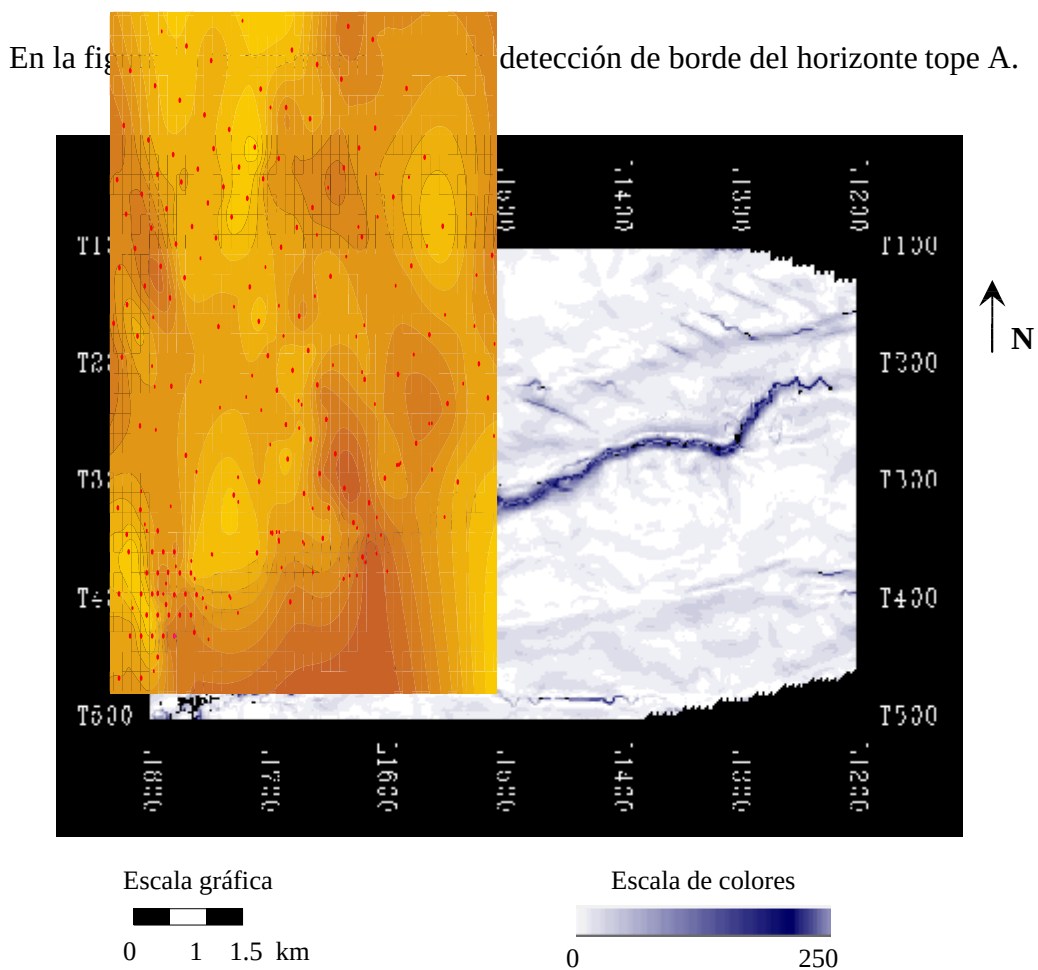


Figura 26. Mapa de detección de borde del horizonte tope A. El patrón de fallas es reconocible en esta imagen.

Luego de reconocer las tendencias de fallas en el área de estudio, se procedió a interpretar en la malla de líneas y trazas cada falla, comenzando con las principales (figura 27); también se crearon líneas arbitrarias en dirección perpendicular al rumbo de las fallas para una mejor visualización del buzamiento y salto de la misma. Luego de interpretar las fallas principales, se interpretaron las fallas menores.

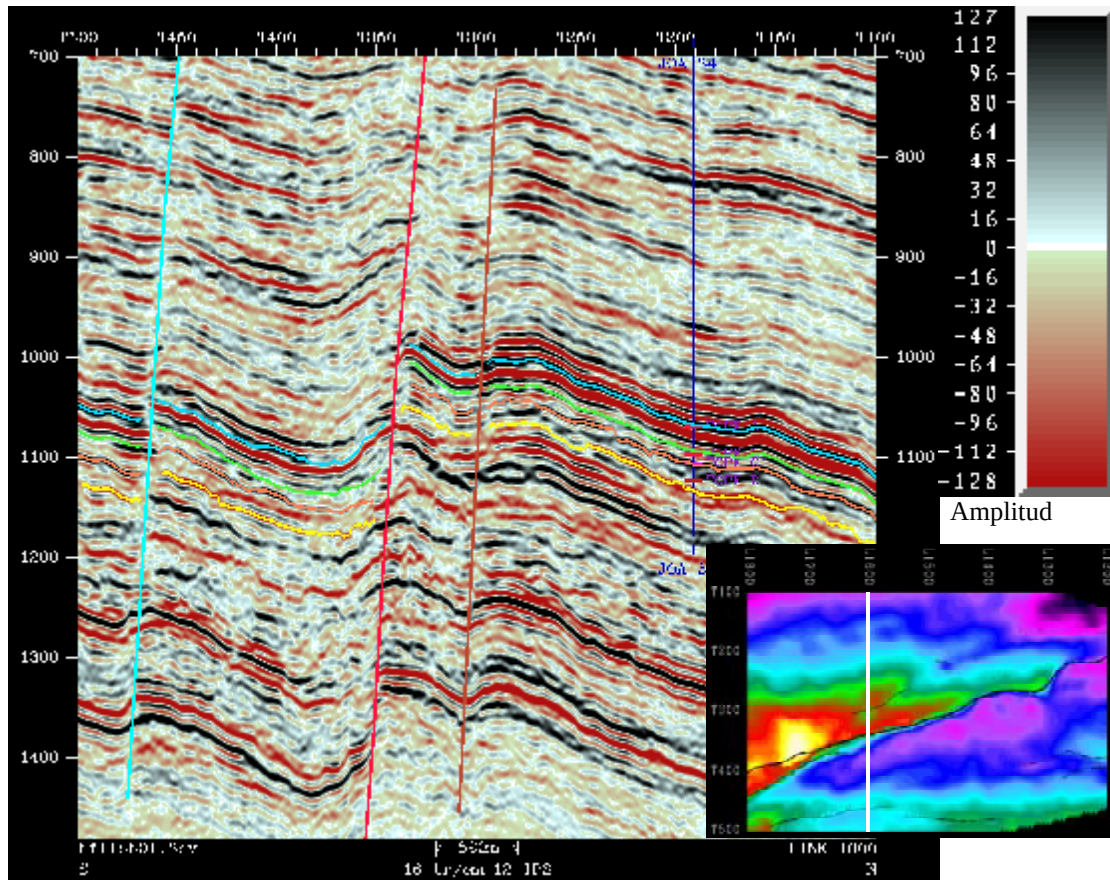


Figura 27. Sección sísmica Línea 1600. En esta sección se muestra los horizontes y fallas interpretados.

Posteriormente se calcularon los saltos de fallas que son los puntos de intersección entre el horizonte y el plano de falla, obteniendo el desplazamiento horizontal de la falla, que uniéndolos se forman los polígonos de falla. Estos polígonos de falla se sustraen de los mapas de horizontes en tiempo obteniendo mapas estructurales en tiempo, finales y listos para la extracción de atributos.

4.7. Extracción de atributos sísmicos

Posterior a la obtención de los mapas en tiempo de los horizontes, se procedió a la extracción de atributos de volumen en tres regiones sísmicas de interés. Estas regiones están definidas entre los horizontes interpretados y se realizó un estudio por separado de cada una. El primer volumen está delimitado entre el horizonte tope A y el horizonte tope C, representando la zona A de interés. La zona C1 tiene como límite superior el horizonte tope C y límite inferior el horizonte tope C1. Por último se encuentra la zona C1, entre el horizonte tope C1 y el horizonte tope D.

Con la aplicación de Attribute Map Generator de la plataforma GeoFrame, se extrajeron diversos atributos tales como amplitud, intensidad de reflexión, fase, frecuencia y polaridad.

4.8. Mapas de propiedades guiados (Log property mapping)

Por medio de la integración de la geología de pozo y de la sísmica, usando herramientas de geoestadística, se generaron mapas de propiedades de yacimiento con la aplicación LPM de la plataforma GeoFrame. Para ello se estudió las tres regiones de interés, con las propiedades y atributos de la zona A, zona C y zona C1.

Las propiedades de los intervalos de interés obtenidos a través de ResSum se correlacionan con los mapas de atributos sísmicos para determinar la asociación entre estas variables. Este grado de asociación es medido por un coeficiente de correlación; el más usado es el coeficiente de correlación de Pearson, también conocido como correlación lineal o correlación producto-momento.

El coeficiente de correlación representa la relación lineal entre la propiedad física y el atributo sísmico. El cuadrado de este coeficiente representa la variación común entre estas dos variables, es decir, la dependencia de la propiedad petrofísica del atributo sísmico. Esta magnitud, en porcentaje, se representa en una matriz de correlación, también conocida como matriz de calidad (figura 28).

Quality Matrix (Regression Coefficient)				
	Gross_Porosity	Gross_Thickness	Net _Pay_Thickness	Net_Thickness
Integrated_Seismic_Amplitude (AA - Grid)	25.9099	55.4983	33.425	71.105
Integrated_Apparent_Seismic_Polarity (AB - Grid)	9.73173	39.4504	9.24961	50.3131
Integrated_Instantaneous_Frequency (AC - Grid)	8.47465	7.38635	7.30329	20.9797
Integrated_Reflection_Strength (AD - Grid)	3.11826	22.3806	60.641	6.74141
Integrated_Cosine_Of_Phase (AE - Grid)	29.4315	34.8448	7.56725	46.4733
Heterogeneity_Seismic_Amplitude (AF - Grid)	7.39758	24.4502	57.1956	16.6577
Heterogeneity_Instantaneous_Phase (AG - Grid)	13.4223	3.71293	15.7724	20.0607
Heterogeneity_Instantaneous_Frequency (AH - Grid)	1.60232	15.1285	34.0512	7.00601
Heterogeneity_Reflection_Strength (AI - Grid)	14.7146	22.4594	32.6159	26.8817
Heterogeneity_Cosine_Of_Phase (AJ - Grid)	3.79998	12.0779	27.2294	15.6897
RMS_Amplitude (AK - Grid)	4.37221	22.4755	60.2282	5.64442

Figura 28. Matriz de calidad para la zona A.

Para observar con más detalle la relación entre la propiedad petrofísica y el atributo sísmico, se realizó un diagrama de dispersión (scatter diagram) o análisis de gráficos cruzados (cross plot). En la escala horizontal se representó el atributo sísmico y en la escala vertical se representó la variable dependiente, la propiedad petrofísica (figura 29).

En el diagrama de dispersión se debe representar aquellas variables con mayor correlación. Para determinar si el valor de asociación es significativo, se usó las tablas estadísticas propuestas por Rohlf y Sokal (1995), que toma en cuenta el número de muestra y los grados de libertad.

La asociación existente entre propiedad petrofísica y atributo sísmico, indica que la propiedad cambia cierta cantidad cuando el atributo también lo hace para una cierta cantidad. Ya que el eje vertical y representa la variable dependiente (propiedad) y el eje horizontal x la variable independiente (atributo), la relación entre las dos variables se definió como la relación de y en x.

Esta relación se representó por una ecuación de regresión lineal con mínimos cuadrados, es decir, el valor promedio de y es una función de x:

$$y = \alpha + \beta x$$

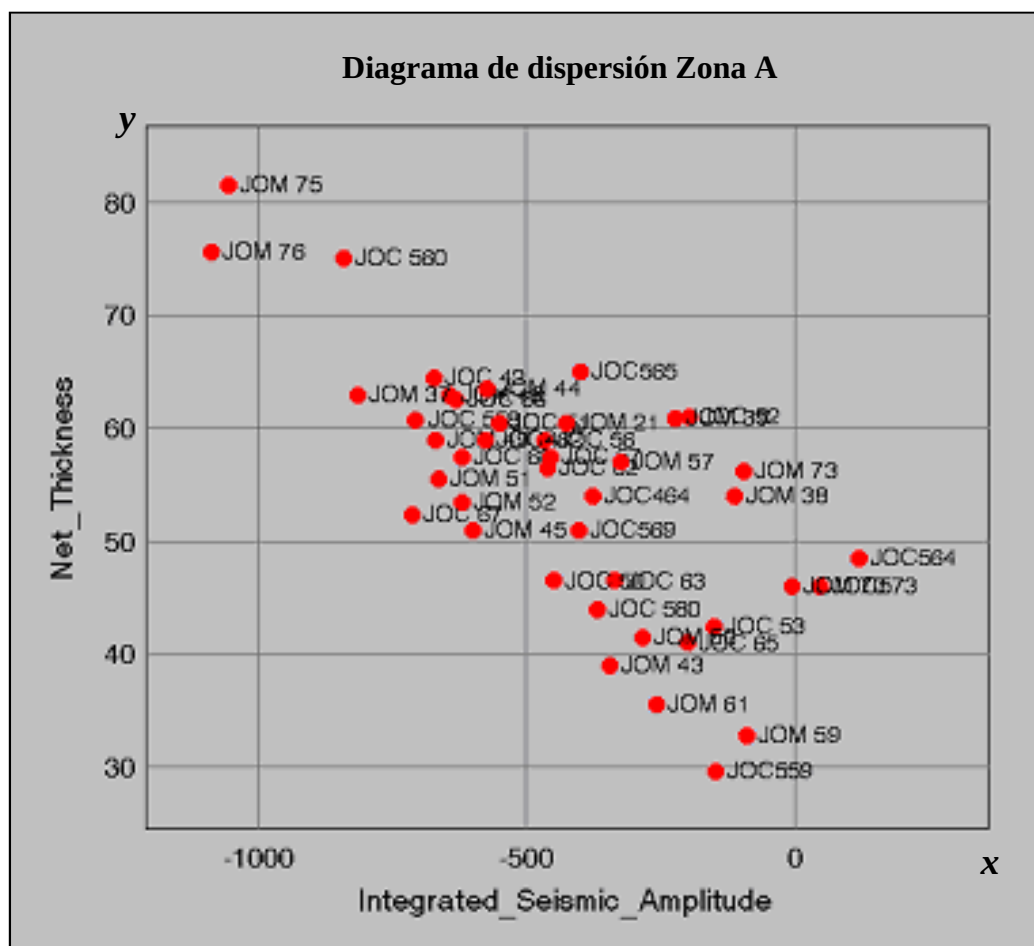


Figura 29. Diagrama de dispersión de los pozos de la zona A. Se muestra la correlación entre un atributo de amplitud y la propiedad petrofísica de arena neta. El coeficiente de correlación es de 71,105

La ecuación de recta de ajuste se denomina función de calibración, con la que se estimó los valores de las propiedades (figura 30), obteniendo un mapa o “grid” de propiedad estimada. Los valores obtenidos se compararon con los valores reales de los pozos, obteniendo un residual. Con el método estadístico de distancia inversa se construyó el grid del residual de la propiedad. Finalmente, aplicando el grid de residual al grid de la propiedad estimada, se obtuvo el mapa de propiedad guiada con sísmica.

4.9. Análisis de facies sísmicas

Con los atributos sísmicos extraídos de los intervalos de interés, teniendo como guía la información de pozos, aplicando herramientas basadas en la inteligencia artificial (redes neuronales), se crearon mapas de clases de acuerdo a las litofacies identificadas en pozos. Estos mapas se generaron con la aplicación SeisClass de la plataforma de GeoFrame.

La aplicación, basada en redes neuronales con métodos supervisados, mediante el algoritmo de propagación del error hacia atrás, “backpropagation”, utiliza la información del análisis de los atributos sísmicos para identificar una característica dada de un pozo, en las áreas sin información de pozos de un volumen sísmico. Este análisis de facies se realizó para cada intervalo de interés (zona A, zona C y zona C1).

La clasificación de facies sísmicas para los intervalos de estudio se realizó de acuerdo a tres clases de litología: arena limpia, arena intermedia y lutita (figura 43). Estas clases fueron identificadas mediante un análisis de registros gamma ray en los pozos de control JOM 66, JOC 556 y JOA 26, respectivamente (figuras 44, 45 y 46); la identificación de estas litofacies fue validada por la información de núcleo del pozo JOC 465. Estas litofacies se explicarán con más detalle en el siguiente capítulo.

La herramienta consiste en reconocer las amplitudes sísmicas en estos pozos clases o pozos de control, analizando la información de los mapas de atributos sísmicos, para identificarlos a través de toda el área sísmica.

Una vez definidas las clases a identificar, se seleccionaron los atributos sísmicos a usar para cada zona. Estos atributos deben ser linealmente independientes para evitar información redundante. Para determinar la dependencia de los atributos, se calculó el coeficiente de correlación entre ellos, mediante una matriz de correlación como se muestra en la figura 31.

De esta matriz se eligen los atributos con menos dependencia, con un coeficiente de correlación menor a 0.4. Los atributos linealmente independientes para cada zona se muestran en las figuras 32.

Correlation Matrix												
	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK		
J1_line = zap 1 AB Integrated_Seismic_Amplitude [499133]												
JB_tope_A_zap 1 AB T Integrated Apparent Seismic Polarity [499133]	0.48206											
JB_tope_A_zap 1 AC T Heterogeneous Seismic Amplitude [499144]	0.09229	0.7162										
J1_line = zap 1 AD Integrated Seismic Amplitude [499144]	-0.49147	-0.898										
JB_tope_A_zap 1 AE T Integrated Seismic Amplitude [499144]	0.09229	0.7162	0.02782									
J1_line = zap 1 AF T Heterogeneous Seismic Amplitude [499177]	0.09229	0.7162	0.02782	0.0404								
JB_tope_A_zap 1 AF T Heterogeneous Seismic Amplitude [499177]	0.09229	0.7162	0.02782	0.0404	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782		
J1_line = zap 1 AG T Heterogeneous Seismic Amplitude [499188]	0.09229	0.7162	0.02782	0.0404	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	
J1_line = zap 1 AH T Heterogeneous Seismic Amplitude [499199]	0.09229	0.7162	0.02782	0.0404	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.0792
J1_line = zap 1 AI T Heterogeneous Seismic Amplitude [499200]	0.09229	0.7162	0.02782	0.0404	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.0792
J1_line = zap 1 AJ T Heterogeneous Seismic Amplitude [499201]	0.09229	0.7162	0.02782	0.0404	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.0792
J1_line = zap 1 AK T Heterogeneous Seismic Amplitude [499202]	0.09229	0.7162	0.02782	0.0404	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.02782	0.0792	0.0792

Figura 31. Matriz de correlación entre atributos sísmicos de la zona A

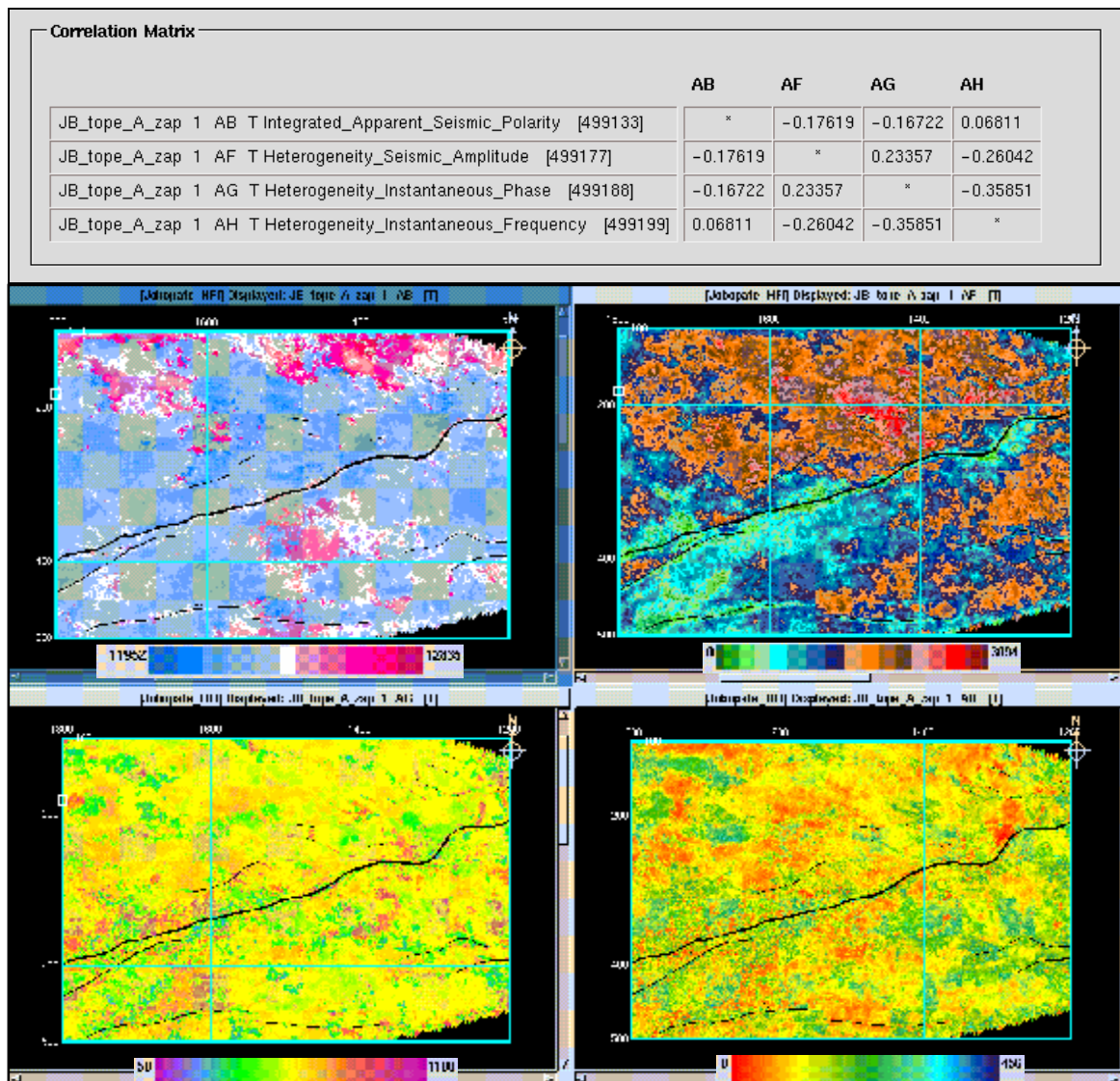


Figura 32. Atributos linealmente independientes de la zona A

Ya definidos los atributos sísmicos a usar y las clases, se tiene la entrada de la red. Esta entrada consiste en los mapas de atributos, que proporcionan los valores x , y de ubicación de cada punto de la sísmica y el valor z que es el promedio de las amplitudes. La salida está representada por las clases que se quieren reconocer en el área de la sísmica.

Luego de establecer los datos de entrada y los datos de salida se procedió a realizar el entrenamiento con los pozos, es decir, presentarle a la red los pozos con sus respectivas locaciones de referencia en el mapa, que definen las clases de facies sísmicas ya establecidas. Estos datos de entrenamiento son de gran importancia, ya que establecen el vínculo cualitativo entre los parámetros del yacimiento y los atributos sísmicos linealmente independientes.

Para validar los resultados de la clasificación, se excluyó la información ofrecida por los pozos de control, comparándola luego con la información resultante de la clasificación, observando la diferencia entre esta salida de la red y el comportamiento real del pozo. Estos datos de entrenamiento y de validación se observan en la figura 33.

La diferencia entre la salida de la red y la salida deseada (las clases definidas), se redujo iterativamente con el algoritmo de “backpropagation” (método supervisado de propagación hacia atrás). Es decir, mediante el método de gradiente descendente, se disminuyó la función de error. Estos errores se propagaron hacia atrás a la red y se actualizaron los pesos calculando la salida para cada actualización.

Para verificar la confiabilidad de estos mapas de clasificación, se usaron otros pozos y se estudió el comportamiento de cada uno comparándolos con los mapas obtenidos. Estos pozos de verificación son JOC 465, JOM 59, JOM 56, JOA 39, JOA 44, JOC 580, de los cuales, el pozo JOC 465 dispone de información de núcleo.

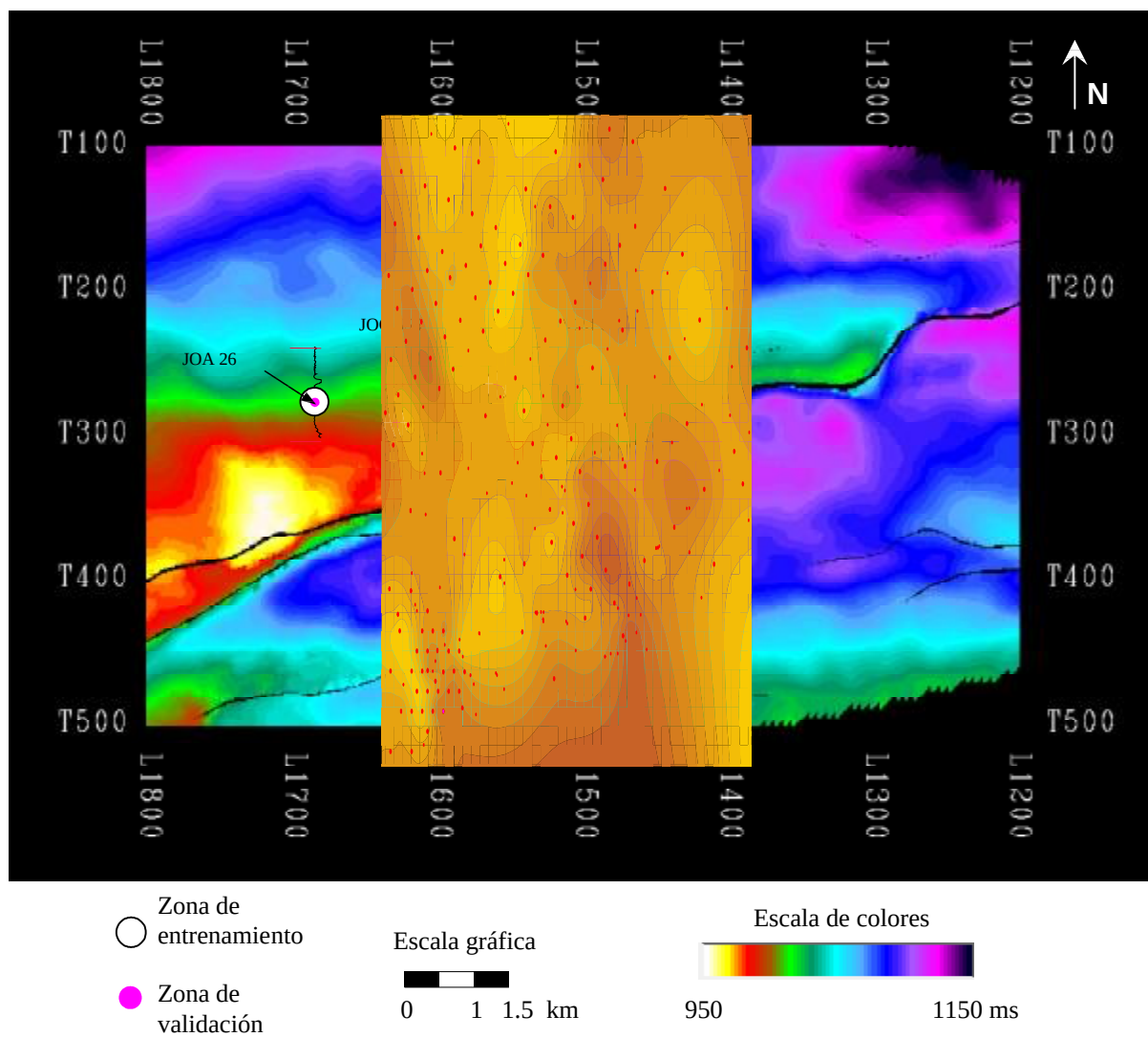


Figura 33. Mapa del horizonte tope A con las clases a predecir y las zonas de entrenamiento y validación.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Mapas estructurales en tiempo

Con la finalidad de obtener una idea general de los rasgos estructurales del área (pues no es objetivo de este trabajo realizar una interpretación estructural a detalle), se elaboraron cuatro (4) mapas estructurales en tiempo, a nivel del Miembro Morichal, de la Formación Oficina. Los mapas corresponden a los topes de la arena A, arena C, arena C1 y arena D.

Estos mapas estructurales en tiempo se usaron para el cálculo de los atributos sísmicos. Se extrajeron atributos volumétricos de amplitud, fase y frecuencia entre el horizonte tope A y tope C (zona A), entre el horizonte tope C y tope C1 (zona C) y entre el horizonte tope C1 y tope D (zona C1).

Los mapas de atributos sísmicos permitieron generar mapas guiados de las propiedades petrofísicas, principalmente los mapas de arena neta de cada zona (figuras 48, 51 y 53).

Los rangos de tiempo de cada horizonte se presentan en la tabla 6, apreciable visiblemente en la figura 34.

Tabla 6. Rango de tiempo de cada uno de los horizontes interpretados

Horizonte	Rango de tiempo (ms)
Horizonte tope A	955 – 1150
Horizonte tope C	980 – 1180
Horizonte tope C1	1000 – 1190
Horizonte tope D	1030 – 1210

En los mapas en tiempo (figuras 35, 36, 37 y 38) se aprecia una escala de colores en donde el amarillo representa los altos estructurales y el color violeta oscuro indica las zonas estructuralmente más profundas.

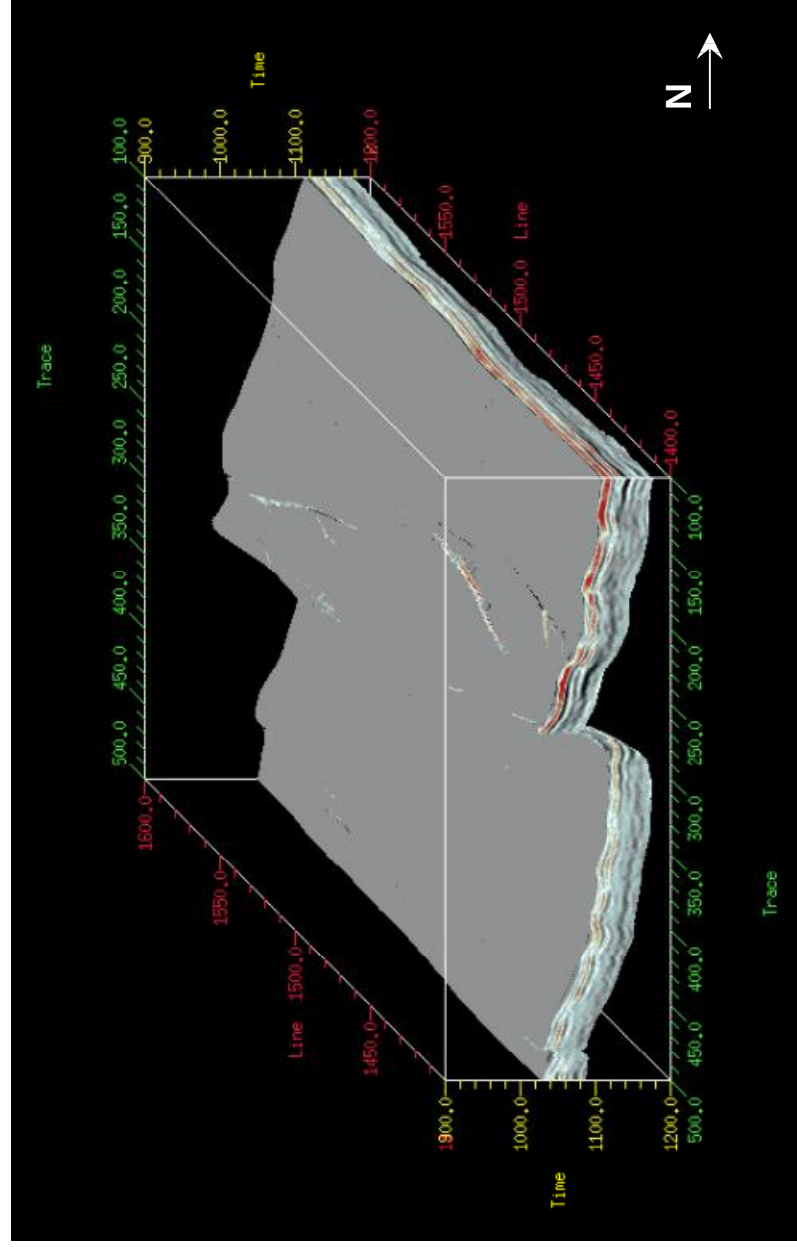


Figura 34. Cubo sísmico entre el horizonte tope A y horizonte tope D

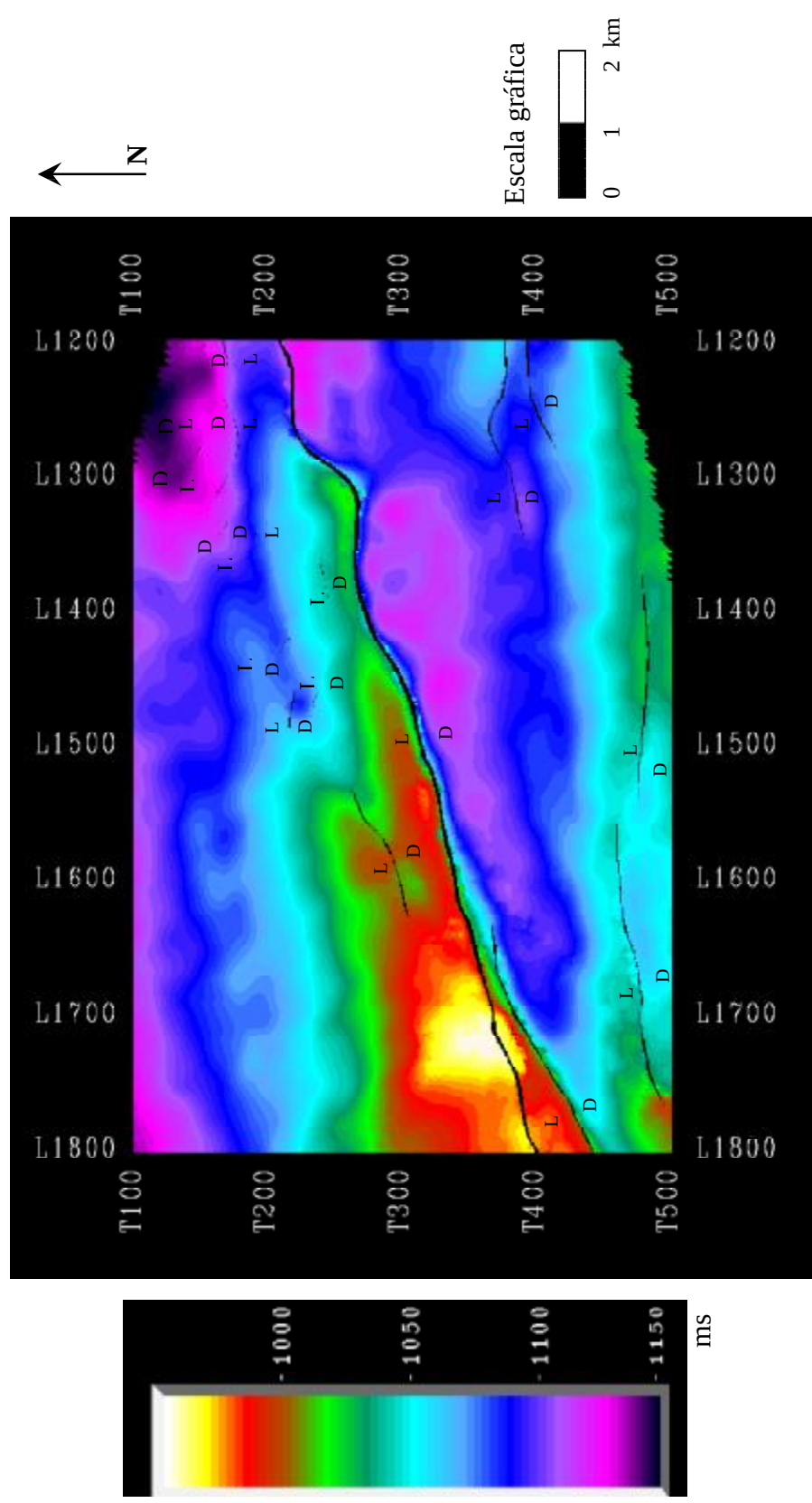


Figura 35. Mapa en tiempo del horizonte tope A, que presenta el patrón estructural interpretado

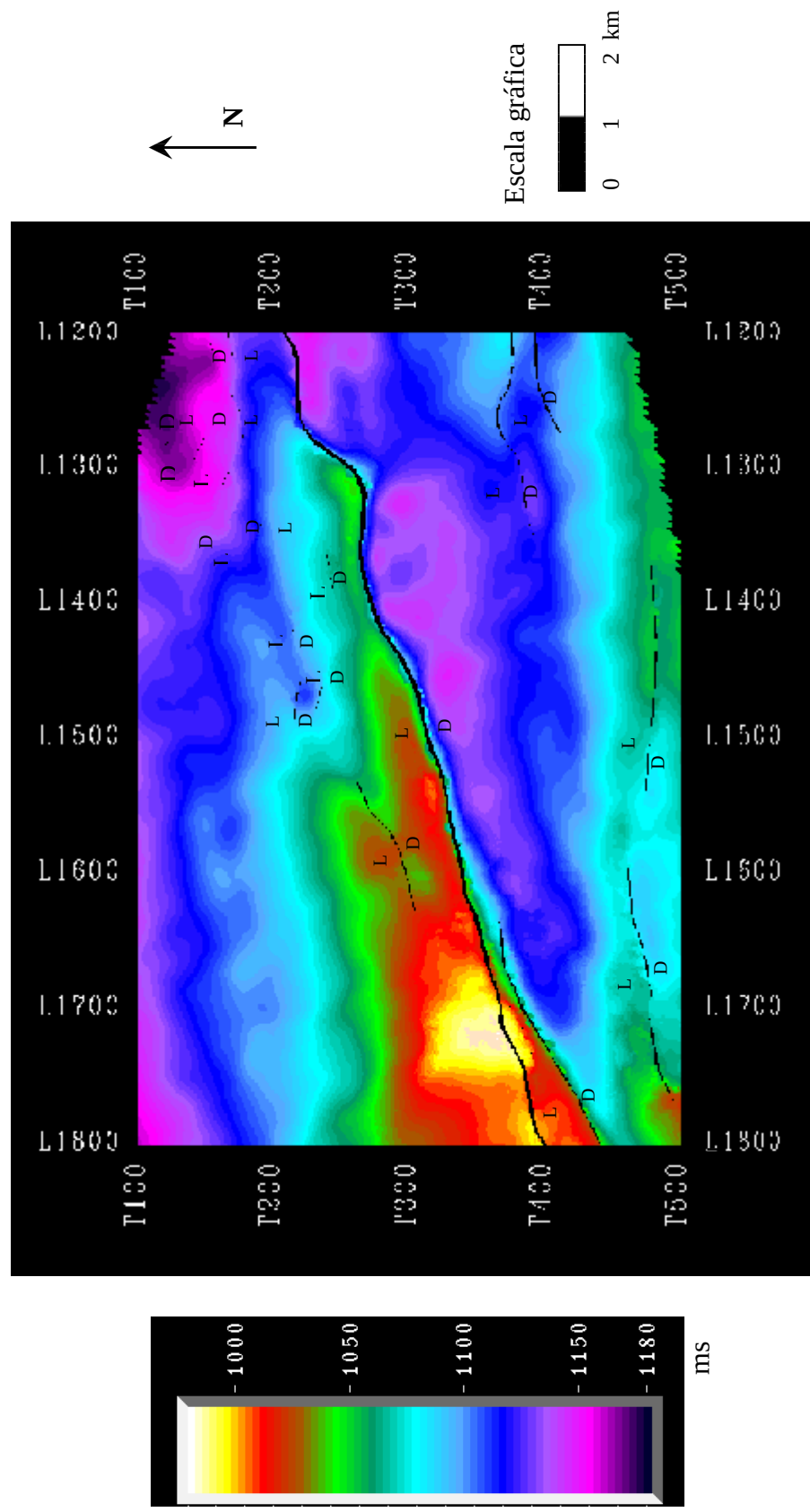


Figura 36. Mapa en tiempo del horizonte tope C, que presenta el patrón estructural interpretado

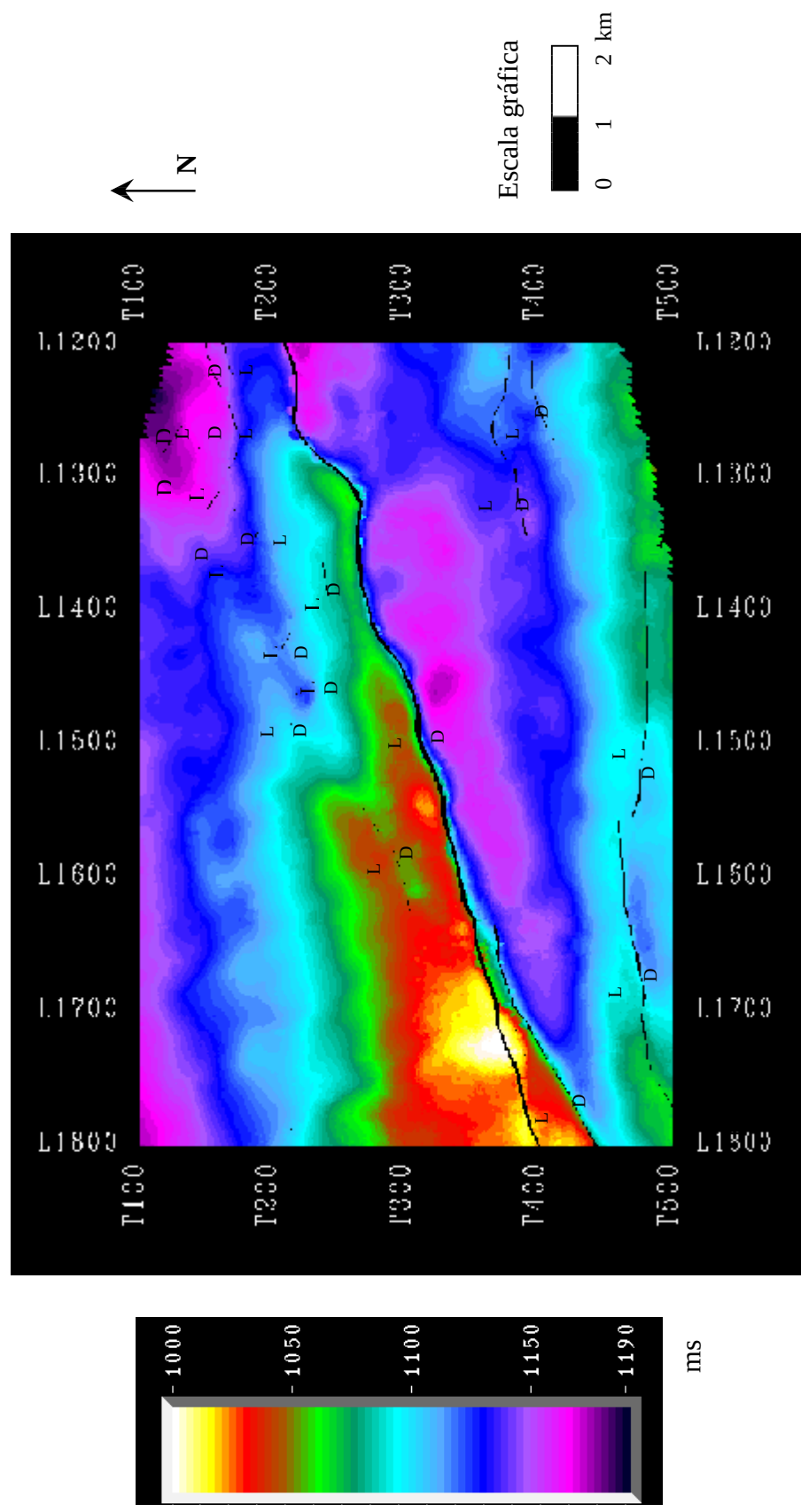


Figura 37. Mapa en tiempo del horizonte tope C1, que presenta el patrón estructural interpretado

A grandes rasgos, los horizontes presentan un comportamiento similar entre sí, sin muchas variaciones en cuanto a los principales rasgos estructurales, presentando bastante paralelismo entre ellos.

En la zona de estudio se confirma el patrón estructural conocido hasta ahora, consistente con el propuesto para el sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. La estructura representativa es un homoclinal con rumbo preferencial este – oeste y buzamiento suave hacia el norte, cortado por un sistema de fallas normales que buzanan mayoritariamente hacia el sur con ángulos altos de hasta 80°.

Se observa que en todos los mapas el patrón de fallas se mantiene, es decir, que el Miembro Morichal es afectado por las mismas fallas tanto a nivel superior como inferior, por lo que se puede decir que el movimiento estructural estuvo activo durante el Mioceno inferior y medio. Esta característica es de suma importancia, ya que existen posibilidades de entrapamiento estructural en todo el intervalo comprendiendo las arenas A y C del Miembro Morichal.

La región estudiada es atravesada por una falla principal, normal, con un rumbo aproximado N75E y desplazamiento hacia el sur, con buzamiento aproximadamente de 80° conocida como la Falla de Jobo (figura 39). El bloque deprimido se encuentra al sur, en el lado del cratón de Guayana. Hacia el norte en el lado de la cuenca, en el bloque levantado, se observa, a través de los contrastes de colores, algunos arqueamientos en los horizontes, que unidos a las fallas secundarias normales, pueden influir en la formación de las trampas que controlan la acumulación de hidrocarburos.

En la figura 40 se presenta otra perspectiva de la Falla de Jobo. Esta falla afecta a todo el intervalo de estudio y de acuerdo con las características observadas en los reflectores sísmicos, se puede inferir que la misma se originó luego de la deposición de la secuencia sedimentaria de interés para este estudio (figura 41).

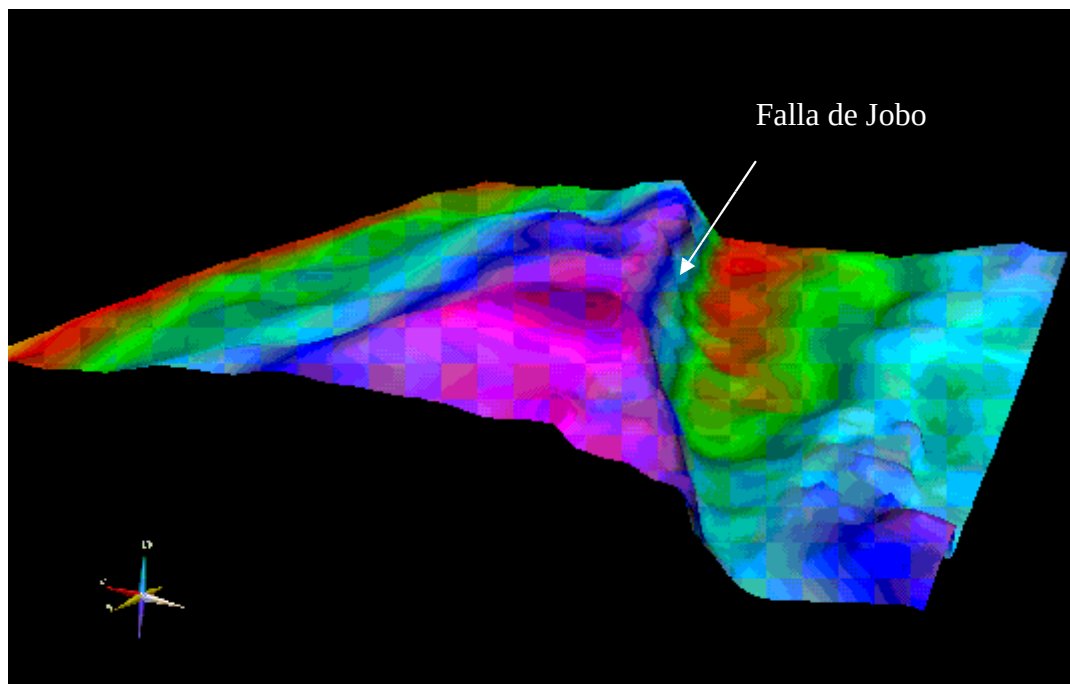


Figura 39. Imagen 3D del horizonte tope C. Se observa el rumbo de la falla de Jobo, con el bloque levantado al norte y el deprimido al sur.

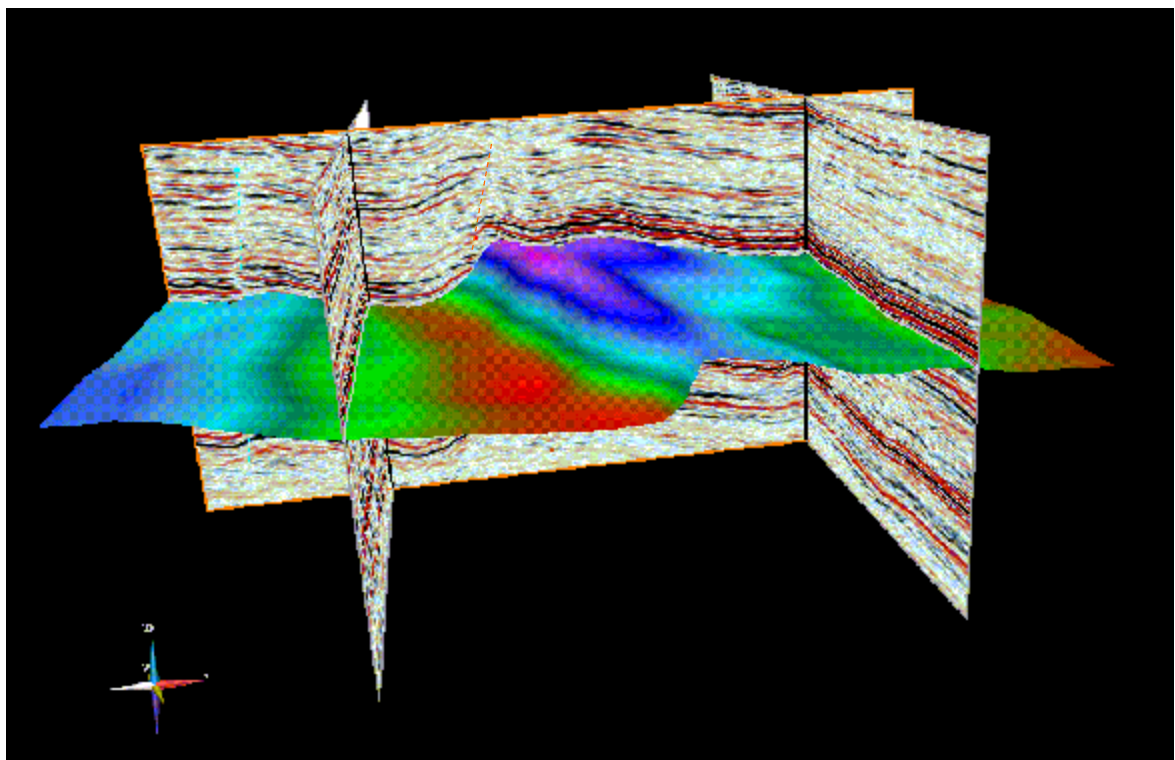


Figura 40. Horizonte tope C con secciones sísmicas. Se observa la falla de Jobo (línea segmentada roja) y una falla secundaria al sur (línea segmentada azul)

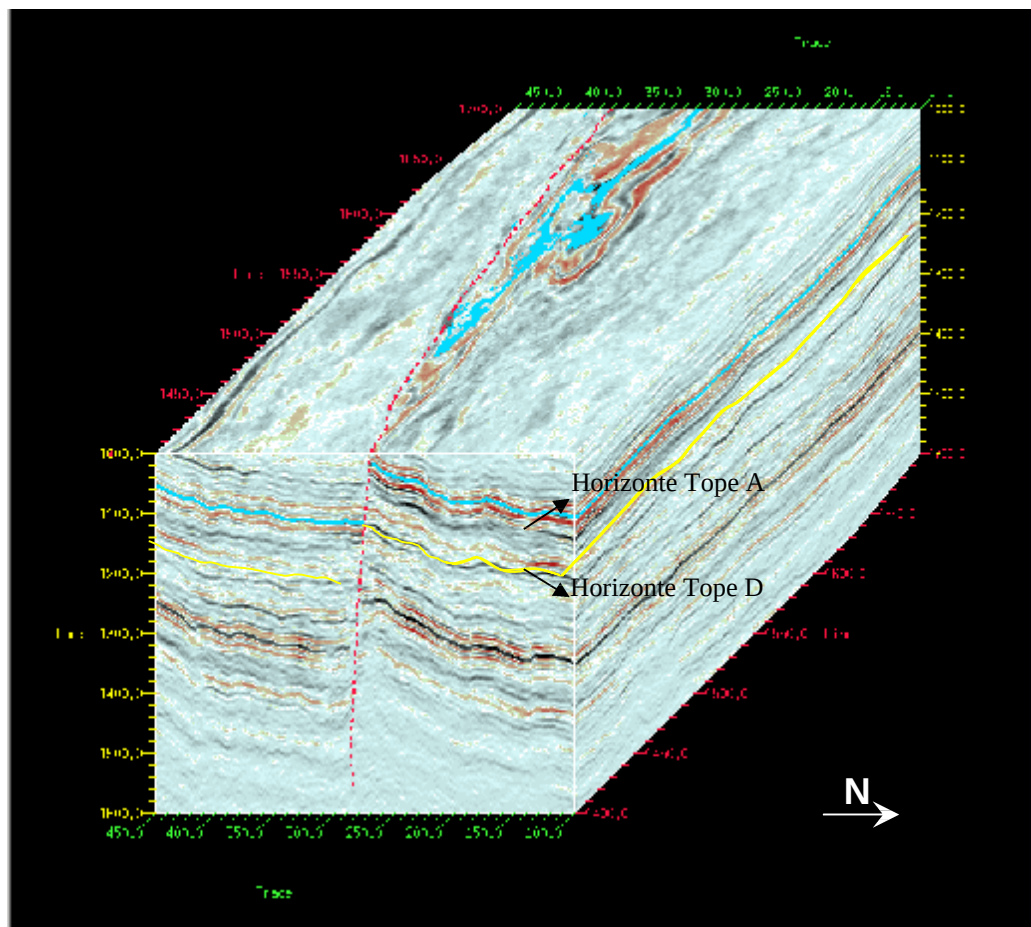


Figura 41. Cubo sísmico con la falla principal de Jobo (línea segmentada roja). Se puede observar como esta falla atraviesa a todo el intervalo de estudio

La falla de Jobo presenta saltos entre 30 y 50 ms en la zona central, hacia el este el salto varía entre 20 y 60 ms y al oeste, presenta un salto de 10 ms. Sin embargo, en esta área oeste se encuentra otra falla normal con desplazamiento hacia el sur y salto de 30 ms, que junto al anterior suman el salto promedio de la falla principal en el centro, 40 ms. Esto indica, que pudiese ser una falla de relevo, en donde el plano de debilidad cambia de la falla de Jobo hacia esta segunda falla de 30 ms de salto.

En el área norte de la zona de estudio se encuentran fallas normales menores, producto posiblemente del efecto de la falla principal. El área sur presenta fallas normales con rumbo este – oeste y desplazamiento al sur con saltos de falla entre 5 y 10 ms y, al este se presentan dos fallas con características similares a estas últimas.

El área noreste presenta mayor complejidad estructural debido a la presencia de fallas normales menores, posiblemente resultantes del efecto de otro sistema de fallamiento, ya que las mismas presentan rumbos distintos a la falla principal, con buzamiento hacia el norte (figura 42).

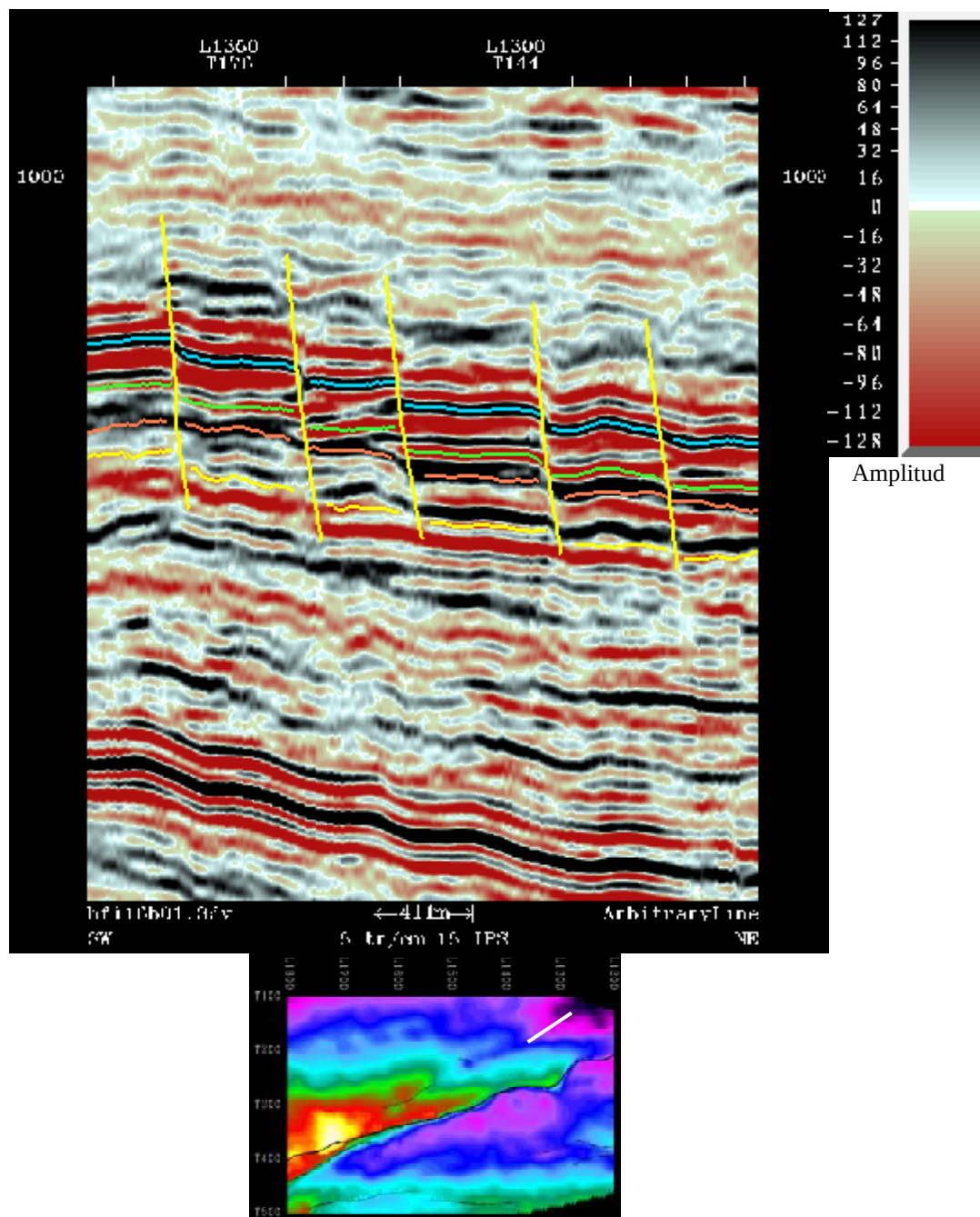


Figura 42. Línea arbitraria en el área noreste de la zona de estudio, en donde se observan fallas normales que buzcan al norte

5.2. Análisis de facies sísmicas

La clasificación de facies sísmicas para los intervalos de estudio (zona A, zona C y zona C1) se realizó en función de tres tipos de litofacies (figura 43):

- Arena limpia, definida en este trabajo como aquel paquete de arena sin tendencia vertical y con pocas intercalaciones de arcilla.
- Arena intermedia, este paquete se caracteriza por ser arena con frecuentes intercalaciones de arcilla.
- Lutita. Paquete principalmente compuesto de arena muy arcillosa.

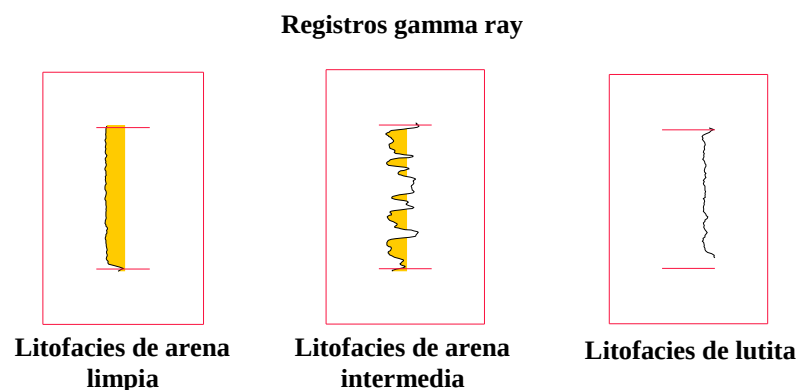


Figura 43. Tipos de litofacies usados en la clasificación de facies sísmicas

Estas litofacies fueron identificadas en los registros gamma ray de los pozos de control, que no son más que aquellos pozos que poseen las respuestas de registros más representativas de cada una de las litofacies definidas, en los diferentes niveles estratigráficos en estudio. Estos pozos son el JOM 66 que representa la litofacies de arena limpia; JOC 556 con representación de la litofacies de arena intermedia y el pozo JOA 26 donde se representa la litofacies de lutita. Los pozos de control se muestran en las figuras 44, 45 y 46.

Para verificar la confiabilidad de esta clasificación, se usaron pozos de verificación para los cuales se estudió el comportamiento de sus registros gamma ray comparándolos con los mapas obtenidos. Estos pozos son JOC 465, JOM 59, JOM 56, JOA 39, JOA 44, JOC 580. Cabe destacar, que el pozo JOC 465 presenta un estudio sedimentológico y bioestratigráfico de núcleos (Mahmoudi y Carbón, 1998).

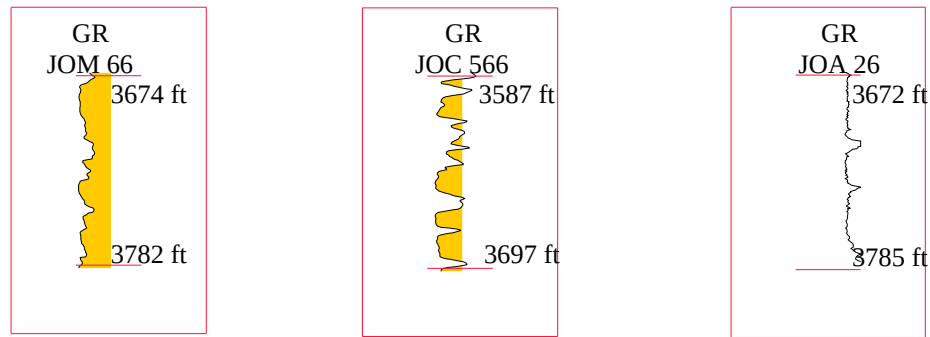


Figura 44. Comportamiento del registro gamma ray en los pozos de control para el intervalo comprendido entre los tope A y C (zona A).

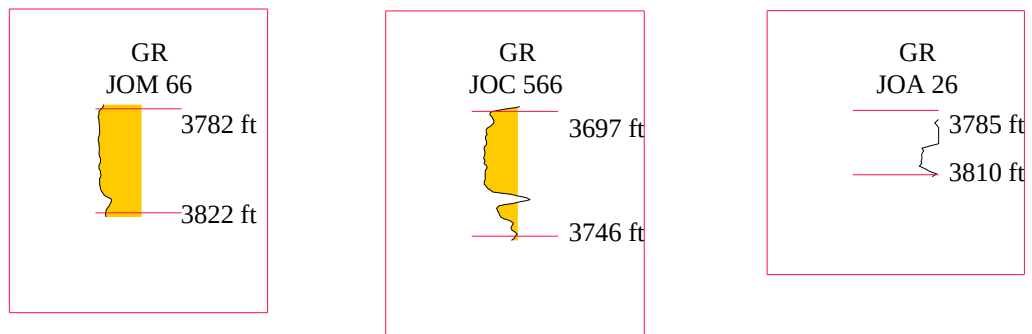


Figura 45. Comportamiento del registro gamma ray en los pozos de control para el intervalo comprendido entre los tope C y C1 (zona C).

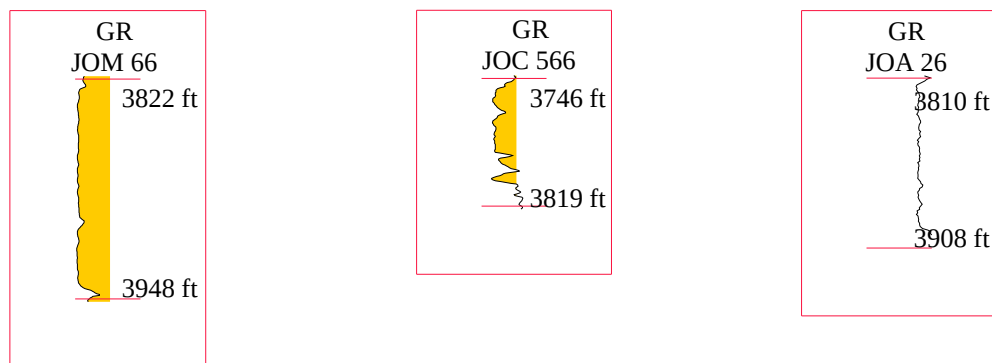


Figura 46. Comportamiento del registro gamma ray en los pozos de control para el intervalo comprendido entre los tope C1 y D (zona C1).

5.2.1. Facies sísmicas de la zona A

La zona A presenta una distribución predominante de arenas limpias en la mitad norte de la región estudiada, en el bloque levantado (figura 47), con mayor énfasis en la zona central y la zona este del mismo. En la zona oeste esta litofacies se encuentra dividida por la presencia de litología de arcillas en dos regiones. Estas litofacies arcillosas están penetradas al norte por los pozos JOA 26, JOA 39, JOA 44 y al sur, por los pozos JOC 465, JOC 50 y JOC 580.

En el bloque deprimido, al sur, la litofacies predominante es la lutita. En esta región, se presentan cuerpos de arena limpia distribuidos irregularmente en las zonas central y este del área. La litofacies de arena intermedia se observa con una distribución bastante uniforme en toda la zona de estudio.

Para realizar un análisis cuantitativo, estos mapas de clases se compararon con los mapas guiados con sísmica, específicamente con los mapas de arena neta. Estos mapas presentan una escala de colores en donde el rojo representa los valores más altos, mientras que el morado los valores bajos de espesor de arena neta.

El mapa de arena neta de la zona A (figura 48) revela grandes espesores en el norte del bloque levantado, con valores de hasta 25 m . Más al sur y al oeste los espesores varían entre 10 y 15 m . En el bloque deprimido predomina la litofacies de lutita, por lo que los valores de arena neta varían en promedio entre 5 y 15 m . Sin embargo, se presentan cuerpos de arena con espesores de 20 a 27 m .

El estudio sedimentológico del núcleo del pozo JOC 465 en este intervalo revela que la litología predominante es de naturaleza fina, principalmente en la parte superior, compuesta de lutita, limolita, lutita gris a marrón poco calcáreas, arenas finas y muy finas. En el intervalo inferior la litología es de arenas medias, finas, muy finas, algunas arcillosas, otras con cuarzo y también, se presentan alternancias de arena y limolita.

Todas estas características indican que las zonas con buenas características litológicas (arenas) y valores altos de espesores se encuentran hacia el noreste del bloque levantado.

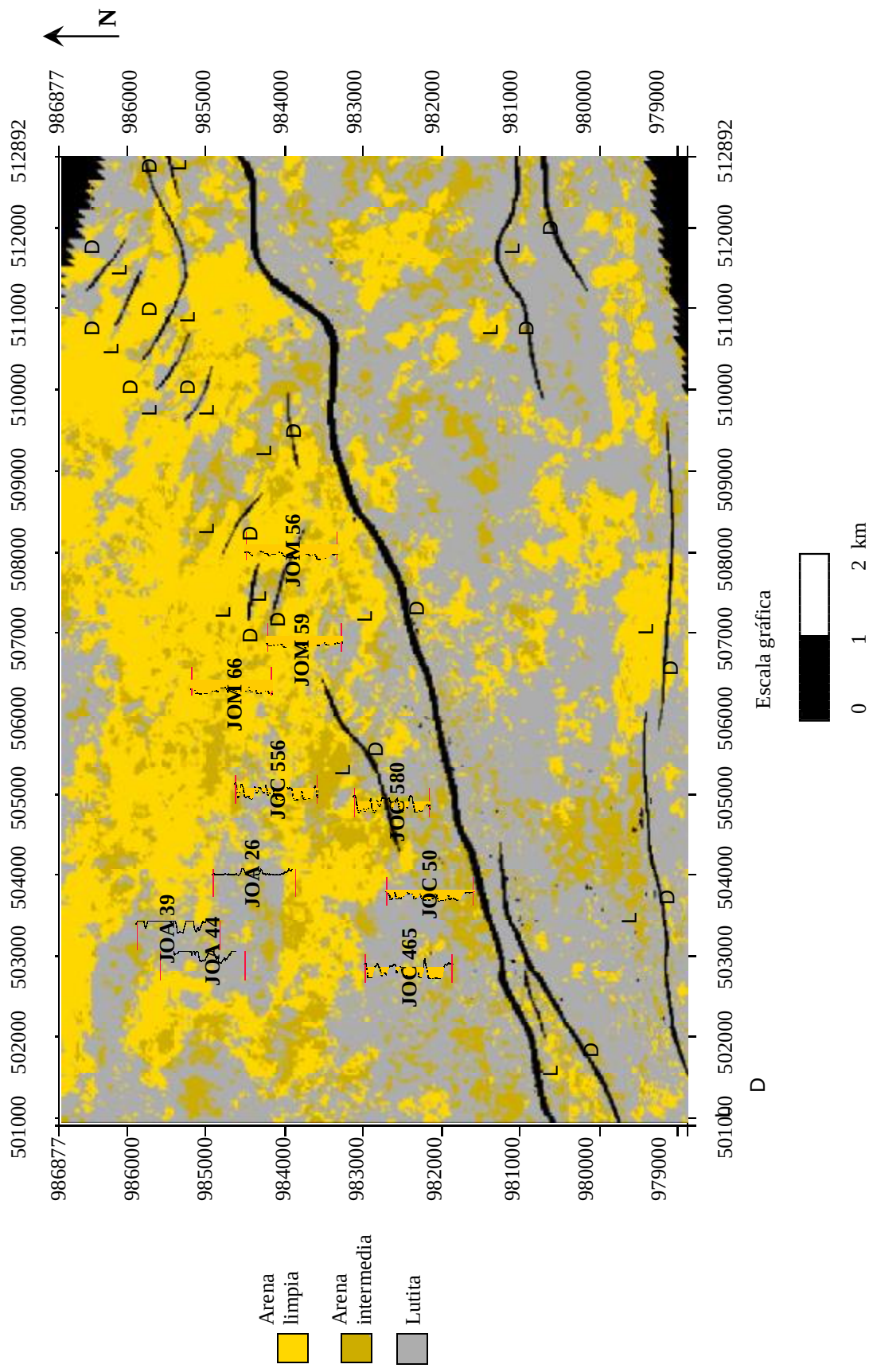


Figura 47. Mapa de distribución de facies sísmicas en la zona A. Este mapa es obtenido, mediante redes neuronales, a partir de la información de litofacies de tres registros de los pozos de control JOM 66, JOC 556 y JOA 26.

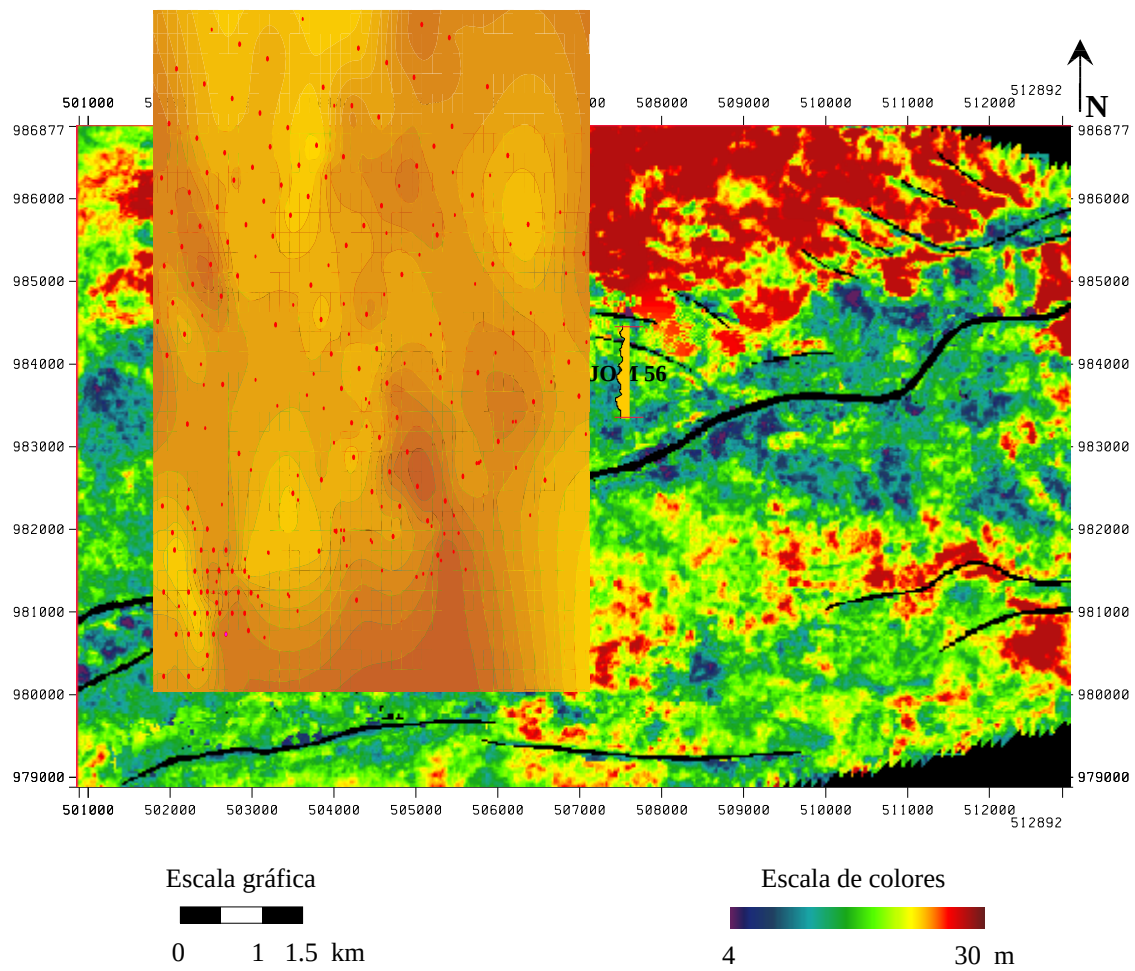


Figura 48. Mapa de espesor de arena neta de la zona A. Este mapa es guiado con el atributo de amplitud sísmica

5.2.2. Facies sísmicas de la zona C

La zona C es el intervalo que presenta el mejor desarrollo y continuidad de cuerpos de arenas en toda el área. Estos resultados coinciden con Vallejos et al (2002) donde se identifican tres tendencias de depositación para estas arenas en el bloque levantado (figura 49).

A partir de estas tendencias de depositación se definieron áreas de distribución de facies sísmicas, observadas con mayor detalle en la figura 50 en el bloque levantado, consistentes con los pozos de verificación, manteniéndose este comportamiento en el mapa de arena neta (figura 51). El área 1 se encuentra al oeste del área alrededor de los pozos JOC 465 y JOC 50, y se extiende hacia el noroeste, con espesores altos de arena limpia. El área 2, también con buen desarrollo de arenas limpia e intermedia, se encuentra al este del pozo JOC 465 cerca del pozo JOM 59, con una tendencia hacia el norte. En general, a lo largo de toda la falla de Jobo, se presentan estas arenas limpias, aunque en los alrededores del pozo JOC 580, disminuye la calidad y el espesor.

Al noreste, se reconocieron arenas con comportamiento similar al pozo de control JOC 556, es decir, arenas con intercalaciones de arcillas o arenas intermedias (área 3). Al oeste de la zona central las litologías predominantes son lutita y arena intermedia (área 4), representadas por los pozos JOA 39 y JOA 44, que tienen rasgos análogos al pozo JOA 26.

Al sur, en el bloque deprimido, el mapa de facies sísmicas refleja presencia predominante de arenas limpias, con variaciones laterales hacia arenas intermedias. La única zona con poca presencia de arenas limpias se encuentran hacia el este, específicamente al sureste de este bloque.

Según el mapa de arena neta el Área 1 y el Área 2 presentan valores de arena neta que varían entre 15 y 22 m . El área 3 contiene valores entre 8 y 10 m . Por último, el área 4 representa los valores más bajos, por debajo de los 10 m de espesor de arena neta.

El bloque deprimido presenta los valores más altos de arena neta, específicamente en la mitad oeste, con un rango variable entre 15 y 23 m . En la mitad este el espesor disminuye hasta valores menores a 5 m, haciéndose casi nulos al sureste.

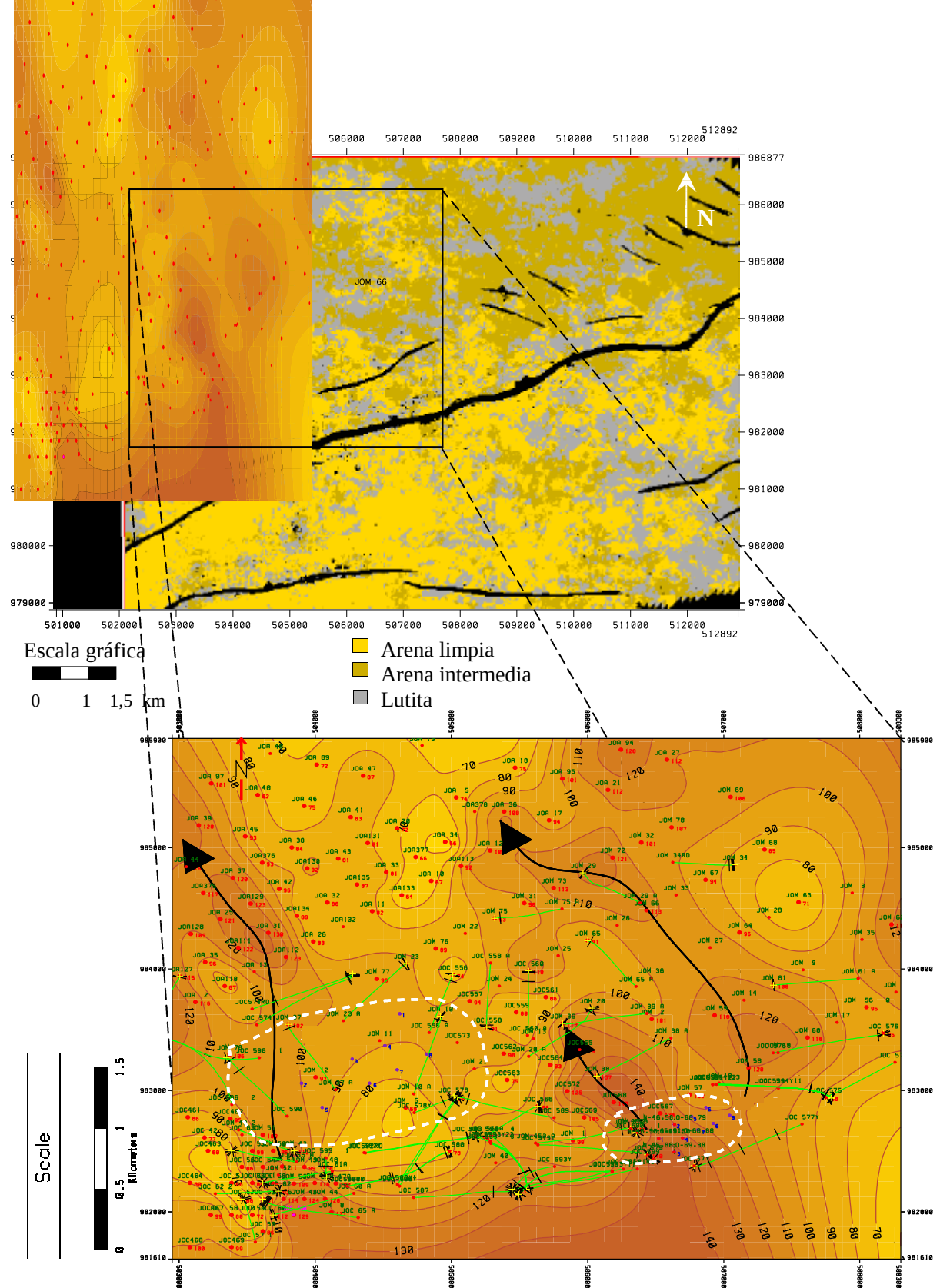


Figura 49. Mapa de clasificación de facies sísmicas de la zona C (superior), comparado con el mapa de arena neta (inferior), obtenido a partir de la información de pozos, de la zona de estudio de Vallejos et al (2002). En su trabajo, Vallejos propone tres tendencias de desarrollo de arenas (flechas negras)

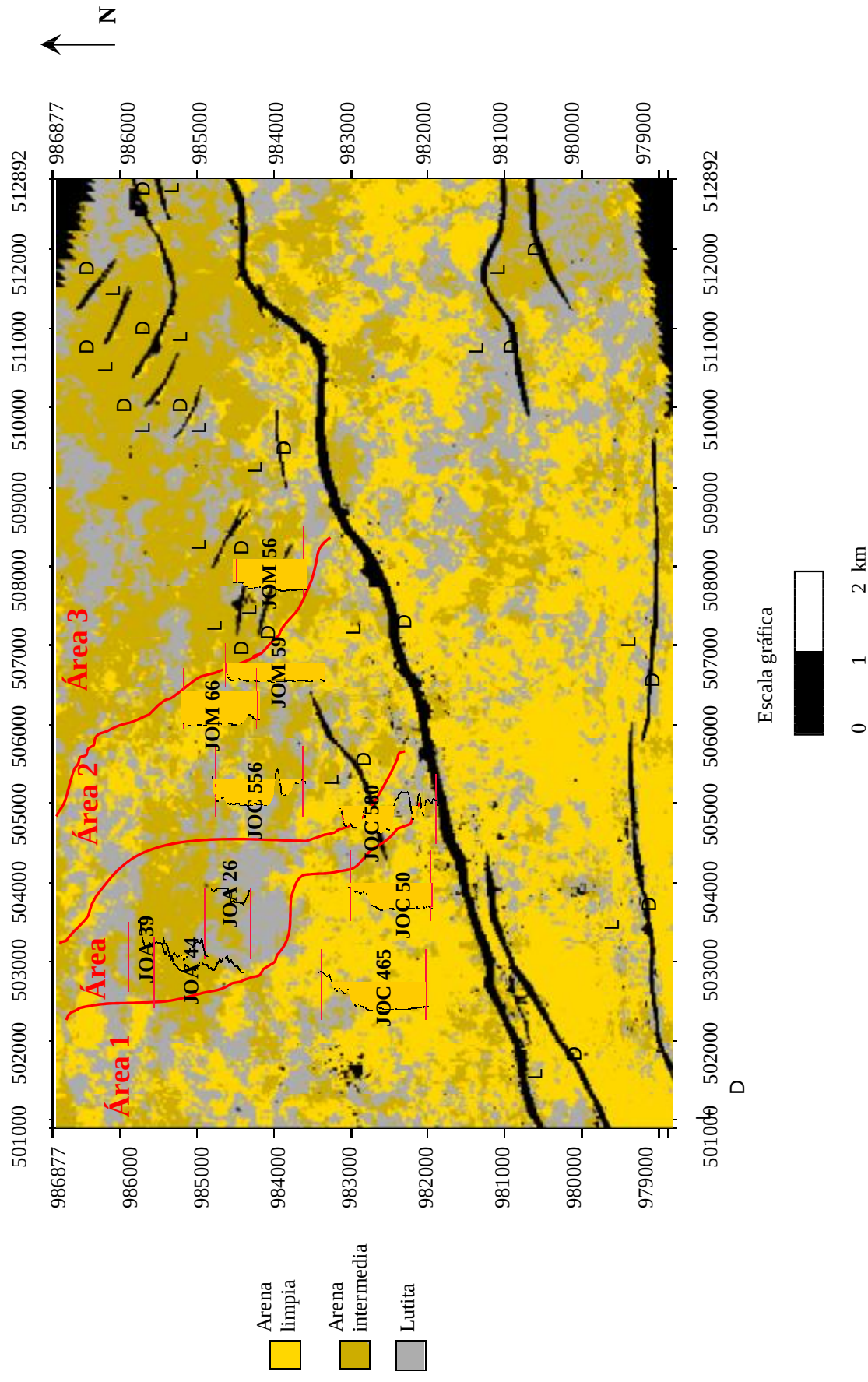


Figura 50. Mapa de distribución de facies sísmicas en la zona C. Este mapa es obtenido, mediante redes neuronales, a partir de la información de litofacies de tres registros de los pozos de control JOM 66, JOC 556 y JOA 26.

Según la información de núcleo del pozo JOC 465, las arenas, en general, predominan y forman toda la litología del intervalo superior; las arenas medias a gruesas son las más abundantes (44 y 30% respectivamente) mientras que las arenas finas arcillosas son menos abundantes (19%) y las arenas muy gruesas alcanzan solamente el 7%. La litología del intervalo inferior de esta zona está compuesta por arenas intercaladas con lutitas gris y/o limolita, arenas finas y medias intercaladas con láminas de arcillas, lutitas gris oscuro carbonosas y ricas en dedritos vegetales y, en poca proporción, arenas gruesas.

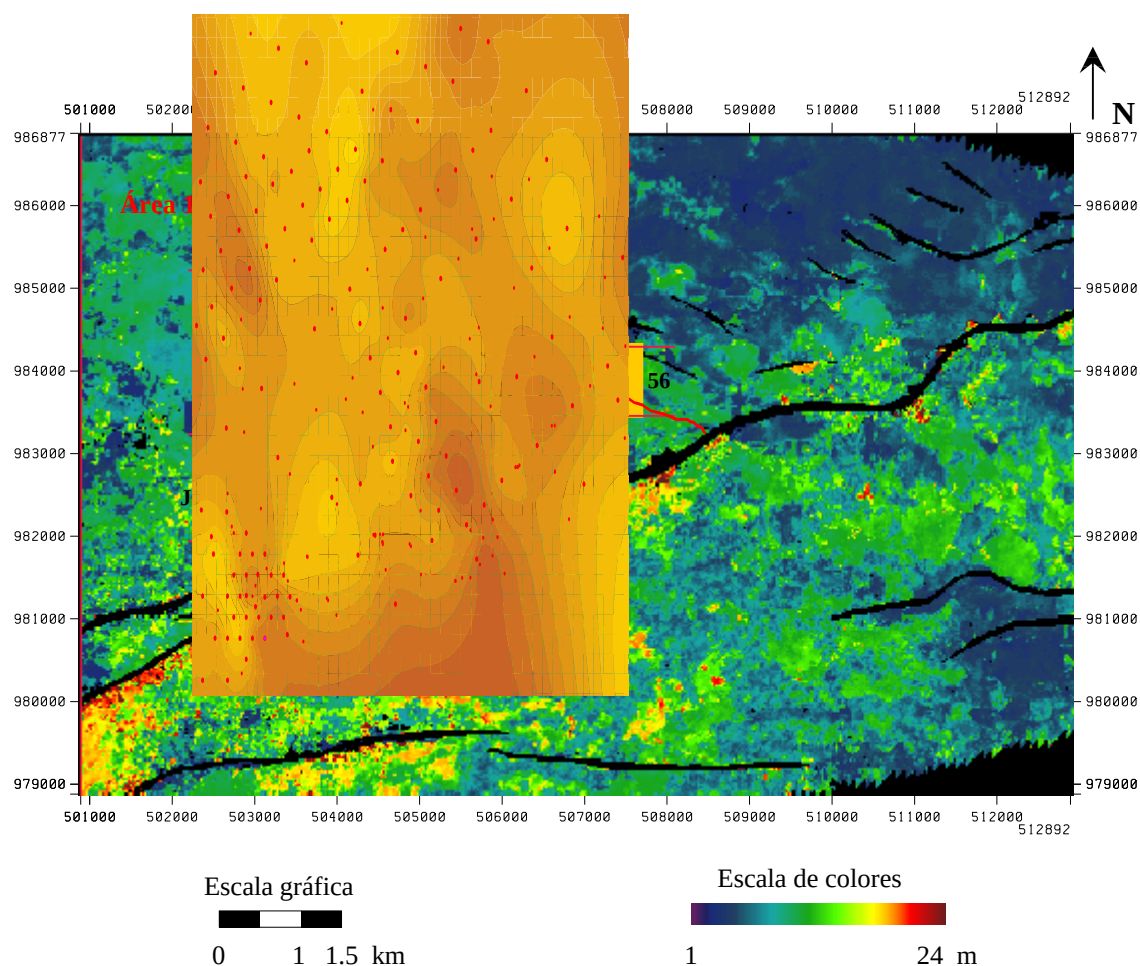


Figura 51. Mapa de espesor de arena neta de la zona C. Este mapa es guiado con el atributo sísmico de fase instantánea

5.2.3. Facies sísmicas de la zona C1

La zona C1 presenta tendencias similares al intervalo superior, zona C, con la diferencia de que disminuye la extensión lateral de las arenas (figura 52). En este intervalo se pueden reconocer las zonas establecidas en la zona C. De igual manera, se nota que a lo largo de la falla de Jobo se desarrollan arenas limpias. Cabe destacar que este intervalo presenta mayor espesor vertical que la zona C por lo que la técnica de clasificación puede no ser muy confiable, ya que realiza un promedio de amplitudes de un intervalo grande correspondiente a varias características litológicas.

En el bloque levantado se puede notar como se mantiene el área 1 del intervalo superior en esta región, identificadas en los pozos JOC 465 y JOC 50. El área 2, en los alrededores de los pozos JOM 66, JOM 59 y JOM 56, pierde extensión lateral hacia el norte en este intervalo. El área 3, hacia el este, también ha disminuido su extensión lateral. En cuanto al área 4, identificada en los pozos JOA 26, JOA 39 y JOA 44, aumenta el contenido de facies muy arcillosas, lutita, hacia el norte y este de la zona de estudio.

En el bloque deprimido, predomina la litología correspondiente a las lutitas. Presencia de arenas limpias se observa al este y al oeste de este bloque.

Analizando el mapa de espesor de arena neta (figura 53) se observa que el Área 1 presenta valores entre 15 y 25 m . La Zona 2 representa la arena con mayor espesor, en un rango de 20 a 40 m . Los valores de arena neta para el Área 3 varían entre 5 y 15 m, mientras que en el Área 4 estos valores se encuentran por debajo de 10 m .

De acuerdo a lo anterior, se observa que las mejores zonas litológicas se encuentran en el área 2 en los alrededores del pozo JOM 56, y en el área 1 cerca del pozo JOC 465, por predominar la litofacies de arena limpia con espesores altos.

La información del núcleo del pozo JOC 465 reporta que el intervalo superior está compuesto litológicamente por arena gruesa (32%), lutita y limolita (46%) y el resto arena fina y muy fina. En el intervalo inferior de esta zona las arenas finas y arcillosas abarcan el 63% de la litología, las arenas muy finas forman el 31%, mientras que las limolitas y las alternancias de arcilla gris y arena muy fina comprenden el 6%.

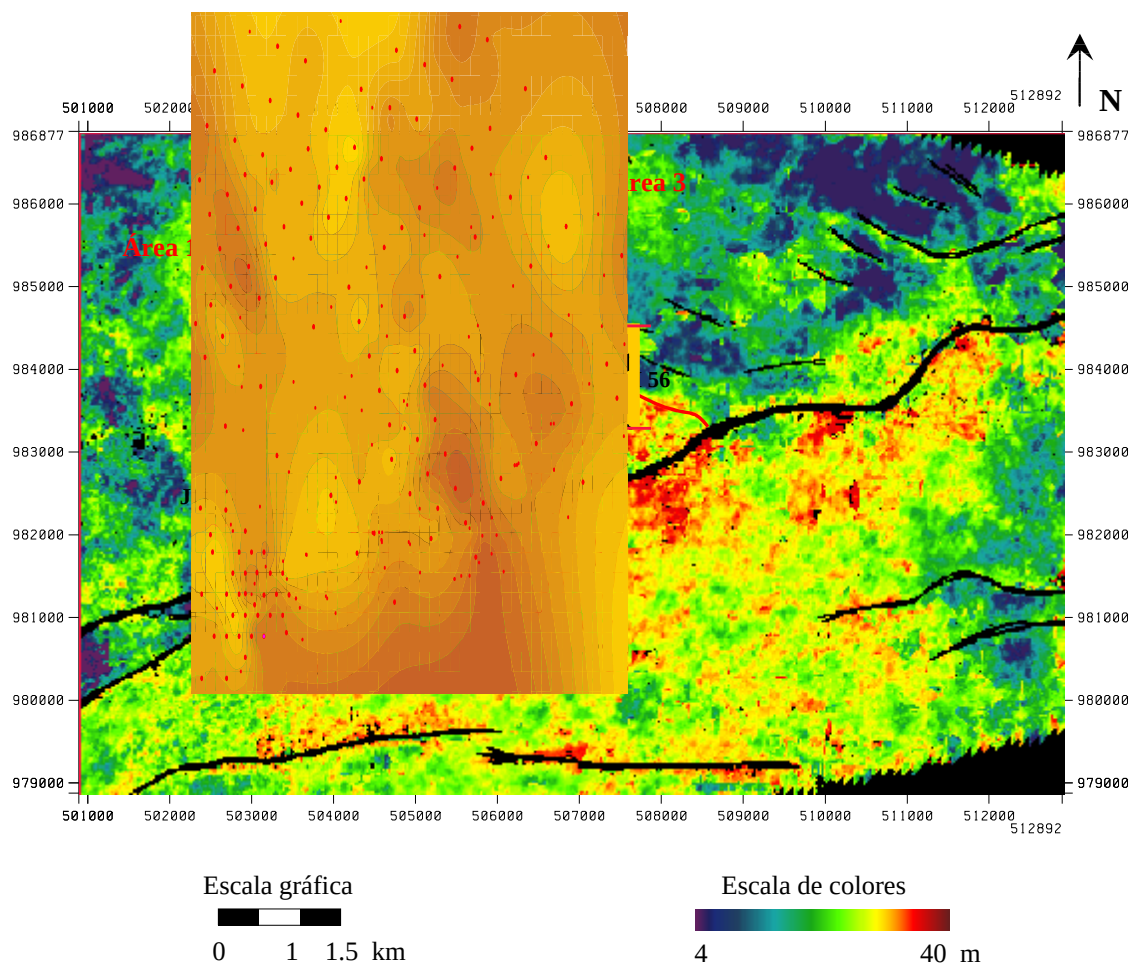


Figura 53. Mapa de espesor de arena neta de la zona C1. Este mapa es guiado con el atributo sísmico de amplitud instantánea

CONCLUSIONES

Los 100 km² de interpretación sísmica 3D permitieron reconocer la concepción preestablecida de los rasgos estructurales del Campo Jobo. El patrón estructural consiste en un homoclinal con dirección este – oeste y buzamiento suave hacia el norte. El campo es atravesado por la falla de Jobo, de tipo normal con un rumbo aproximado N75E y desplazamiento hacia el sur con buzamiento alto, aproximadamente 80°. El bloque deprimido de esta falla se encuentra al sur, en el lado del cratón de Guayana, y el bloque levantado al norte en el lado de la cuenca. Esta falla es la principal de un sistema de fallas normales que buzanan mayoritariamente al sur.

Las nuevas herramientas para caracterización de yacimientos, basadas en redes neuronales, permitieron identificar la litología del Campo Jobo, así como su extensión lateral y vertical, a partir de 3 pozos, con la comprobación de 7 pozos adicionales y un núcleo de pozo. Además, esta información se reforzó con la información de propiedades petrofísicas del área y atributos sísmicos.

El paquete C del Miembro Morichal presenta el mejor desarrollo de arena en el campo. El intervalo superior, constituido por la zona C, está representado litológicamente por arenas limpias con gran extensión lateral. Esta tendencia se observa igualmente en el intervalo inferior (zona C1), aunque con menor extensión lateral. Los espesores más altos de estas arenas se encuentran al noroeste, en los alrededores del pozo JOC 465 y JOM 66, separados por una litofacies más arcillosa aledaña al pozo JOA 26. Hacia el suroeste en el bloque deprimido, estas arenas también alcanzan grandes espesores.

La Zona A, que abarca los paquetes A y B del Miembro Morichal, presenta un buen desarrollo de arenas en la mitad norte del área, desde la parte central hacia el este de la misma, mientras que al sur la litofacies es más arcillosa, representada por lutita.

En estudios posteriores con intenciones de determinar calidad de roca, se debe hacer énfasis en el bloque levantado de la Falla de Jobo. Particularmente la zona de estudio presenta buenas condiciones litológicas y altos espesores en su parte central, cerca de los pozos JOM 66, JOM 59 y JOC 556, cuyas características se mantienen tanto en el paquete A como en el C. Otra

zona de importancia está localizada al oeste del área, cerca del pozo JOC 465, donde la litología está compuesta principalmente por arenas limpias; sin embargo, la presencia de estas arenas está restringida al paquete C, puesto que en el paquete A prácticamente desaparece. También se debe hacer un estudio detallado a lo largo del borde norte de la falla de Jobo, en donde se observan arenas limpias con espesores altos, tomando en cuenta el riesgo estructural que esto representa, ya que estas arenas se encuentran en zonas perturbadas por los esfuerzos producto de la falla, lo que puede generar por ejemplo, problemas de perforación.

En el lado del bloque deprimido, se observa gran heterogeneidad principalmente vertical, en donde el intervalo superior del paquete C presenta las mejores características de arena. Este bloque se encuentra afectado por fallas normales con buzamiento hacia el sur y dirección este – oeste, por lo que se recomienda estudiar las zonas ubicadas al norte de estas fallas, es decir, los bloques levantados.

Para proyectos futuros de caracterización de yacimientos, las técnicas de redes neuronales, junto con los métodos estadísticos y los atributos sísmicos, permitirán reconocer litología en las nuevas zonas exploratorias, donde la información de pozos es escasa, facilitando las decisiones de nuevas localizaciones de pozos, ya que se disminuye la incertidumbre, obteniendo así mayor eficiencia en los planes de desarrollo y explotación del campo.

BIBLIOGRAFÍA

- Almarza, Ramón (1997). **“Área Mayor de Temblador. Código Geológico de Venezuela”**. PDVSA-INTEVEP. [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/camposp/cp049.htm> [Consulta: 2003, 2 de septiembre]
- Bernys, J. C. (1997). **“Capítulo II. Yacimientos de hidrocarburos en Venezuela. WEC-Evaluación de pozos”**. Caracas: Schlumberger Oilfield Services. 44 p.
- Brown, Alistair (1996). **“AAPG Memoir 42. Interpretation of three-dimensional seismic data”**. Fourth edition, Tulsa-Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists. 424 p.
- Calderón, C., M. Sen, P. Stoffa (2000). **“Artificial neural networks for parameter estimation in geophysics”**. Geophysical Prospecting, 48 (1): 21-47.
- Chen, Q. y S. Sidney (1997a). **“Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring”**. The Leading Edge, 16 (5): 445-456.
- Chen, Q. y S. Sidney (1997b). **“Advances in seismic attribute technology”**. Western Atlas International, Inc. Expanded abstracts, SEG, Dallas, 1997, 730-733.
- Di Croce, Juan. (1995). **“Eastern Venezuela basin: sequence stratigraphy and structural evolution”**. Trabajo de Ascenso PhD. Inédito. Rice University, Houston, Texas.
- González de Juana, C., J. M. Iturralde de Aroza y X. Picard (1980). **“Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”**, Tomo II, Caracas: Ediciones FONINVES. 1032 p.
- Hart, Bruce (2002). **“Validating seismic attribute studies: Beyond statics”**. The Leading Edge, 21 (10): 1016-1021.

- Izaurieta, F. y C. Saavedra (2003). **“Redes neuronales artificiales”**. [Artículo en línea]. Universidad de Concepción, Concepción, Chile. Disponible: <http://www.uta.cl/revistas/charlas/volumen16/Indice/Ch-csaavedra.pdf> [Consulta: 2003, 27 de septiembre]
- LANDMARK (2001). **“PostStack Family Reference Manual”**. Landmark Graphics Corporation. 443 p.
- Linares, C. (1998). **“Modelo Geológico Integrado del Yacimiento MOR-01, Miembro Morichal, Campo Jobo”**. Informe técnico, PDVSA-INTEVEP, S.A. 215 p.
- Llamedo, M., J. Cabrera, L. Zerpa (1997). **“Estudio integrado de un área del yacimiento Morichal-01 para la ubicación de un pozo horizontal; aplicación caso real”**. Informe técnico, PDVSA-INTEVEP, S.A. 198 p.
- Mahmoudi, M. y J. Carbón (1998). **“Estudio sedimentológico y bioestratigráfico de los núcleos del pozo JOC-465 Campo Jobo, Sur Monagas”**. Informe técnico, PDVSA-INTEVEP, S.A. 76 p.
- Martínez, M. (2002). **“Redes neuronales”** [Artículo en línea]. Disponible: http://www.geocities.com/siliconvalley/campus/9756/Tutorial/RNA_index.htm [Consulta: 2004, 20 de febrero]
- Mitchum, R. M., P. R. Vail y J. B. Sangree (1977). **“Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Stratigraphy interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences”**. Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration: AAPG. Memoir 26. 117-133.
- Nielsen, Sigfrido (2002). **“Redes neuronales – Evaluación de la calidad de reservorios”** [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.geoinfo.com.ar/spanish/papers/nn.htm> [Consulta: 2003, 25 de septiembre]

PDVSA, Intevep (1997). **“Código Geológico de Venezuela”** [Artículo en línea]. Disponible: <http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/camposp/cp049.htm> [Consulta: 2003, 2 de septiembre]

Rohlf, J. y R. Sokal (1995). **“Statistical tables”**. Third edition, New Cork: W.H. Freeman and Co. 199 p.

Sheriff, Robert E. (2002). **“Encyclopedic dictionary of exploration geophysics”**. Fourth edition. Tulsa, Okla: Society of Exploration Geophysicists. 376 p.

Schlumberger Oilfield Services (1997). **“WEC - Evaluación de pozos”**. Caracas: Schlumberger Oilfield Services. 44 p.

Sonneland, L. (1989). **“Application of seismic wavefield attributes in reservoir characterization”**. Expanded abstracts, SEG, Dallas, 1989, Vol. II: 813-817.

Taner, M. y R. Sheriff (1977). **“Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination”**. Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration: AAPG. Memoir 26. 103-116.

Taner, M. T., F. Koehler, R. Sheriff (1979). **“Complex seismic trace analysis”**. Geophysyscs. 44 (6): 1041-1063.

Taner, M. T. (1995). **“Neural networks and computation of neural network weights and biases by the generalized delta rule and back - propagation of errors”**. [Artículo en línea]. Disponible: http://www.rocksolidimages.com/pdf/neural_network.pdf [Consulta: 2003, 25 de noviembre]

Taner, M. T. (2001). **“Seismic attributes”**. [Artículo en línea]. Disponible: http://www.cseg.ca/recorder/pdf/2001/09Sep/06_Sep2001.pdf [Consulta: 2003, 25 de noviembre]

- Vallejos, C., T. Vásquez, M. Marquina, R. Chang, K. Méndez, M. Rangel, C. Albornoz, N. Hernandez y B. Aguado (2002). **“Integración geológica, petrofísica y de fluidos para la selección de localizaciones de pozos nuevos para la implantación en campo de la Tecnología MIS. Campo Jobo Morichal”**. Informe técnico, PDVSA-INTEVEP, S.A. 135 p.
- Van der Baan, Mirko (2000). **“Neural networks in geophysical applications”**. Geophysics, 65 (4): 1032-1047.
- Wasserman, P. (1989). **“Neural computing: Theory and practice”**. First edition, New York: Van Nostrand Reinhold. 185 p.
- West, Brian (2002). **“Interactive seismic facies classification using textural attributes and neural networks”**. The Leading Edge, 21 (10): 1042-1049.
- Yilmaz, O. (2001). **“Seismic data analysis: Processing inversion and interpretation of seismic data”**. Second edition, Tulsa, Okla: Society of Exploration Geophysicists. Vol. I. 1000 p.