

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**GENERACIÓN DE VOLÚMENES DE FACIES SÍSMICAS A
NIVEL DEL EOCENO EN EL CAMPO FRANQUERA, CUENCA
DE MARACAIBO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Silvimar G. Lárez E.

Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

GENERACIÓN DE VOLÚMENES DE FACIES SÍSMICAS A NIVEL DEL EOCENO EN EL CAMPO FRANQUERA, CUENCA DE MARACAIBO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Andrés Espeso

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Alvis Campos

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Silvimar G. Lárez E.

Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, 2013

Caracas, Junio de 2013

Los abajo firmantes, miembros de Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Silvimar Lárez titulado:

“GENERACIÓN DE VOLÚMENES DE FACIES SÍSMICAS A NIVEL DEL EOCENO EN EL CAMPO FRANQUERA, CUENCA DE MARACAIBO”

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 los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Rafael Falcón
Jurado



Prof. José Cavada
Jurado



Prof. Andrés Espeso
Tutor Académico

Lárez E. Silvimar G.

GENERACIÓN DE VOLÚMENES DE FACIES SÍSMICAS A NIVEL DEL EOCENO EN EL CAMPO FRANQUERA, CUENCA DE MARACAIBO

Tutor académico: Prof. Andrés Espeso. Tutor industrial: Ing. Alvis Campos.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2013. 149p.

Palabras claves: Facies sísmicas, redes neuronales, método jerárquico, atributos sísmicos y correlación cruzada.

Resumen. El presente trabajo consistió en generar mapas y volúmenes de facies sísmicas que permitieran identificar geometrías de depósitos sedimentarios, litología y contenido de hidrocarburo. La generación de los mapas y volúmenes fue realizada en la aplicación *Stratimagic* de Paradigm. Se interpretaron tres horizontes cronoestratigráficos a nivel del Eoceno denominados SB-25 (Discordancia del Eoceno), MFS_MISOA_41.6 (tope arenas B-1) y SB-44 (base de las arenas B-6). Adicionalmente se identificaron terminaciones sísmicas de tipo *toplap* contra la discordancia del Eoceno y configuraciones internas paralelas a subparalelas. El mapa de facies fue realizado en el intervalo correspondiente a las arenas B-1, con el horizonte interpretado MFS_MISOA_41 por el método de redes neuronales. Fue seleccionado el mapa de ocho clases, en el cual se identificó una tendencia NO-SE, asociada a los depósitos de barras costeras característico de las arenas en estudio, además, se dividió el mapa en dos zonas, la de los pozos F y los T, por presentar variaciones en las facies sísmicas. Posteriormente fueron generados los volúmenes sísmicos por el método jerárquico con ocho atributos de traza compleja, seleccionando el de cinco clases. Para el análisis de los volúmenes de facies se utilizaron subunidades de la arena B-1, identificada mediante la calibración. Los intervalos a analizar fueron B-1.0/B-1.1, B-1.1/B-1.3, B-1.3/B1-5 y B-1.5/B-2. Se visualizaron *horizon slice*, secciones geológicas y secciones sísmicas del volumen de

facies. De dicho análisis se concluyó, que las respuestas de facies se asocian a intervalos y pozos específicos, no se logró diferenciar claramente litología ni contenido de hidrocarburos para el área en general. A los volúmenes de facies se les realizó un estudio cuantitativo en la aplicación Gocad9 de Paradigm mediante gráficos de correlación cruzada entre las facies sísmicas, parámetros petrofísicos e impedancia acústica. Al igual que el análisis cualitativo se tuvieron asociaciones de facies sísmicas con la litología en pozos e intervalos puntuales. A pesar de que los resultados no son del todo concluyentes tanto el mapa como el volumen de facies sísmicas, permitieron diferenciar dos zonas de interés una correspondiente a los pozos T y la otra a los F.

DEDICATORIA

*Este trabajo y toda mi carrera esta dedicado
a mi madre y mis abuelos,
a ellos les debo lo que soy y
hasta donde he llegado.*

Los amo !!

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios Todo Poderoso, por permitirme el haber llegado hasta aquí y por darme día a día la fortaleza necesaria para superar cualquier adversidad.

A mi Madre y Abuelos, por ser el pilar de mi vida, por darme su apoyo incondicional en todos los sentidos; por siempre brindarme una sonrisa y un “Hija tu Puedes”; por nunca permitirme decaer y hacerme saber que siempre estarán allí sin pedir nada a cambio, sin importar la distancia y con su amor puro e infinito. A ustedes Silvia, Rosa y Manuel LOS AMO. A mi Hermano porque es uno de mis seres adorados, que me da ese impulso para seguir adelante y ser su ejemplo a seguir.

A mi novio, amigo, compañero y brazo derecho Jesús Manuel, por su apoyo, su fuerza, su compañía, sus palabras de aliento, su amor, por siempre estar ahí y por no dejarme desfallecer. Gracias mi amor.

A PDVSA por darme la oportunidad de realizar este trabajo, permitirme conocer el ámbito laboral, adquirir experiencia y así alcanzar un eslabón más en el camino a culminar mi carrera.

A mi querida Universidad Central de Venezuela, mi bella casa de estudio, en la cual sufrí, reí, llore y me formé. Donde pase mucho de los mejores momentos de mi vida.

A mi tutor académico, Prof. Andrés Espeso, por su apoyo incondicional, su ímpetu, su confianza, su ánimo, su compromiso, por siempre tendernos una mano amiga, por transmitirnos su experiencia y sobre todo por su gran calidad humana. Mil gracias Profeeee, se le aprecia mucho.

A mi tutor industrial por ser un guía, un gran profesor; siempre dispuesto a enseñar, a impartir sus conocimientos. A ti Alvis muchas gracias por toda la dedicación y motivación para culminar con éxito este proyecto.

Los Ing. Camilo Aloisi, Norymar Higuera, Nancy Hambalek, Ronald, Ronnie Valdez y a todos los que aportaron un granito de arena para ayudarme a culminar este proyecto.

A mis queridos amigos compañeros de escuela y de universidad, grandes personas, de los cuales he aprendido mucho, con los que he pasado los mejores momentos, que marcaron pauta en toda mi carrera y de los que tengo los mejores recuerdos, gracias por darme las mejores palabras de aliento, Krizia, Andrés Borges, Sara Otero, Arturo Rivero, Sinaí, Luis, Rafa, Manuelito, Moi, Dubi, Hector, Wladimir, Darwin, Aleska, Maria ale, Dixon, Galindez, Fabricio, Peru, Albelis, Johan, Enier. Los quiero.

A todos ustedes muchas gracias...

UNA META MÁS CUMPLIDA!!!

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... 1

1.2.1 Objetivo general 2

1.2.2 Objetivos específicos 2

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO..... 4

2.1.1 Rasgos estratigráficos de la Cuenca de Maracaibo 5

2.1.2 Rasgos estructurales de la Cuenca de Maracaibo..... 6

2.1.3 Evolución tectónica y estratigráfica de la Cuenca de Maracaibo..... 7

2.2.1 Marco Estratigráfico del Área de Franquera..... 17

2.2.2 Estratigrafía y sedimentología del Campo Franquera 18

2.2.3 Marco estructural del área de Franquera 20

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO 22

3.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA 22

3.2 CALIBRACIÓN SÍSMICA - POZO..... 22

3.3 SÍSMICA DE POZO 24

3.3.1 Tiros de verificación sísmica (*Checkshot Survey*) 24

3.3.2 Perfil sísmico vertical (VSP)..... 25

3.4 REGISTROS PETROFÍSICOS 26

3.4.1 Registro caliper (CAL) 26

3.4.2 Registro de rayos gamma (GR).....	26
3.4.3 Registro de densidad (RHOB)	27
3.4.4 Registro acústico o sónico (DT).....	27
3.5 VELOCIDADES SÍSMICAS	28
3.4.1 Velocidad interválica (Vint).....	28
3.4.2 Velocidad promedio (VBar o average velocity)	28
3.6 RESOLUCIÓN SÍSMICA VERTICAL.....	28
3.7 INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRATIGRÁFICA.....	29
3.7.1 Conceptos básicos de estratigrafía secuencial	30
3.7.2 Observaciones sísmico estratigráficas básicas	30
3.7.3 Facies sísmicas	33
3.8 AMBIENTE SEDIMENTARIO	36
3.8.1 Ambiente transicional.....	37
3.9 ATRIBUTOS SÍSMICOS	38
3.9.1 Clasificación de atributos.....	39
3.10 REDES NEURONALES	42
3.10.1 Ventajas.....	42
3.10.2 Clasificación.....	43
3.9.3 Aplicaciones.....	45
3.11 MÉTODO JERÁRQUICO. Análisis de componentes principales (PCA)	45
3.11.1 Análisis de componentes principales (ACP) o sus siglas en inglés PCA (<i>principal components analysis</i>).....	46
3.12 INVERSIÓN SÍSMICA	48
3.12.1 Inversión de la amplitud	49

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO	52
4.1 REVISIÓN Y RECOPIACIÓN DE DATOS	52
4.2 BASE DE DATOS GEOLÓGICOS Y GEOFÍSICOS	52
4.2.1 Datos sísmicos.....	52
4.2.2 Datos de pozos	59
4.3 CALIDAD DE LOS DATOS SÍSMICOS.....	61
4.4 ANÁLISIS DE FASE Y FRECUENCIA DE LA SÍSMICA	64
4.5 CALIBRACIÓN SÍSMICA-POZO	65
4.5.1 Carga de datos y generación de la serie de reflectividad	65
4.5.2 Generación del sismograma sintético y calibración con la sísmica-pozo..	67
4.6 ESTIMACIÓN DE LA RESOLUCIÓN VERTICAL	71
4.7 OBSERVACIONES SÍSMICO ESTRATIGRÁFICAS	72
4.8 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES.....	72
4.9 GENERACIÓN DE VOLÚMENES DE ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	74
4.10 CLASIFICACIÓN DE FACIES SÍSMICAS	76
4.10.1 Clasificación de facies mediante la forma de la traza usando el método de redes neuronales.....	76
4.10.2 Clasificación de facies sísmicas por el método jerárquico	83
4.11 GENERACIÓN DE GRÁFICOS DE CORRELACIÓN CRUZADA (<i>crossplot</i>).....	87

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS	89
5.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA	89

5.1.1 Interpretación sismoestratigráfica	89
5.1.2 Interpretación de horizontes	91
5.1.3 Revisión estructural	93
5.2 FACIES SÍSMICAS POR EL MÉTODO DE REDES NEURONALES NO SUPERVISADAS	94
5.2.1 Mapa de facies sísmicas a nivel de B-1	94
5.2.2 Volúmenes o bloques de facies sísmicas	102
CAPÍTULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	123
6.1 CONCLUSIONES	123
6.2 RECOMENDACIONES	124
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Mapa de ubicación de la zona en estudio	3
Figura 2.1. Cuenca de Maracaibo con sus respectivos límites estructurales	4
Figura 2.3. Principales lineamientos estructurales de la Cuenca de Maracaibo.....	7
Figura 2.4. Provincias corticales principales de la región del Caribe.....	8
Figura 2.5. Sistema tectónico Triásico Jurásico de grábenes y horts	10
Figura 2.6. Paleogeografía durante el Triásico-Jurásico (200 Ma) en la Cuenca de Maracaibo.....	11
Figura 2.7 Corte esquemático a través de la Cuenca de Maracaibo	12
Figura 2.8. Mapa paleográfico de la Cuenca de Maracaibo (Eoceno Tempano-Eoceno Medio).....	13
Figura 2.9. Mapa paleográfico de la Cuenca de Maracaibo (Eoceno Tardío-Oligoceno).....	15
Figura 2.10. Desarrollo de las grandes fallas de Santa Marta-Bucaramanga y de Boconó en respuesta a la compresion este-oeste durante el Mioceno.	16
Figura 2.11. Columna estratigráfica del Campo Franquera	18
Figura 2.12. Modelo esquemático propuesto para miembro B1 y arenas basales, mediante el estudio del núcleo del pozo F008	19
Figura 2.13. Polígono de Fallas a nivel de B-1	20
Figura 3.1. Modelo Convolutacional donde se genera la traza sintética y a su vez el conjunto de trazas que forman el sismograma sintético	23
Figura 3.2. Geometría de adquisición en sísmica de superficie	24
Figura 3.4 Representación gráfica de un Perfil Sísmico Vertical	26

Figura 3.5. Relación geométrica de los estratos con las terminaciones sísmicas, límite superior e inferior de las secuencias de depositación.	32
Figura 3.6. Representación gráfica de la configuración de reflexiones internas.	36
Figura 3.7. Modelo de isla de barrera, con los ambientes asociados a ella.	38
Figura 3.8. Arquitectura de una red neuronal.	44
Figura 3.9. Representación gráfica 2D del proceso de transformación y reducción de la dimensión de los datos de entrada (espacio de N atributos).	47
Figura 3.10. Modelo de inversión. Representación gráfica del modelo directo e inverso.	50
Figura 4.1. Cubo sísmico tomsur3d.	53
Figura 4.2. Diagrama de procesamiento aplicado en el proyecto tomsur3d.	56
Figura 4.3. Diagramas de cobertura de los proyectos 3D Tomoporo Norte y Sur.	57
Figura 4.4. Cubo de inversión sísmica realizado en el Campo Franquera.	58
Figura 4.5. Distribución de los pozos en el área de estudio.	60
Figura 4.6. Calidad de la señal sísmica secciones NS.	61
Figura 4.7. Calidad de la señal sísmica secciones EO.	62
Figura 4.8. Curvas tiempo profundidad (curva TZ) de todos los pozos con <i>Checkshots</i> disponibles en el área.	63
Figura 4.9. Espectros de fase y frecuencia sección EO.	64
Figura 4.10. Espectros de fase y frecuencia sección NS.	65
Figura 4.11. Generación de la serie de reflectividad a partir del registro sísmico y densidad, para el pozo F001.	66
Figura 4.12. Corrección del registro sísmico, con las velocidades calculadas mediante la TZ del <i>Checkshot</i> para el pozo F001.	67
Figura 4.13. Estimación de una ondícula teórica.	68

Figura 4.14. Calibración sísmica pozo para el pozo F001.....	70
Figura 4.15. Mallado realizado para la interpretación de cada uno de los horizontes.	74
Figura 4.16. Diagrama general de la metodología seguida para la generación de volúmenes atributos de la traza compleja.	75
Figura 4.17 Secciones de los volúmenes de atributos que contienen al pozo F002..	76
Figura 4.18. Diagrama general de la metodología seguida para la obtención de mapas y volúmenes de facies aplicando la clasificación por la forma de la traza.	77
Figura 4.19 Sección en dirección NO-SE, pozos F001 y F002.....	78
Figura 4.20. Sección en dirección NO-SE, pozos F001 y F002, donde se observa el intervalo de estudio.	79
Figura 4.21. Mapas de facies sísmicas generados con diferentes números de clases.	80
Figura 4.22 Mapa de facies sísmicas a nivel del intervalo de B-1.	82
Figura 4.23. Mapa paleoambiental a nivel de B-1.....	83
Figura 4.24. Diagrama general de la metodología seguida para la obtención de volúmenes de facies aplicando el método jerárquico.	84
Figura 4.25. Ventana de <i>Stratimagic</i> , donde se realiza el análisis ACP y se establecen los parámetros a usar para la clasificación por el método jerárquico.	85
Figura 4.26. Sección NO-SE que contiene los pozos F001y F008, reflejando el volumen de facies sísmicas	86
Figura 4.27. Visualización 3D del volumen de facies sísmicas, obtenido por el método jerárquico.	86
Figura 4.28. Pozo F002 con su registro GR y RT, mostrando los intervalos tomados para generar los gráficos de correlación cruzada.....	88
Figura 5.1. Sección NS (<i>crossline</i> 1152) en la que se visualizan <i>toplaps</i> contra un reflector suprayacente definido como la Discordancia del Eoceno.	89

Figura 5.2. Sección arbitraria OE en la que se visualizan <i>toplaps</i> contra un reflector suprayacente definido como la Discordancia del Eoceno.....	90
Figura 5.3. Secciones EO línea 5426 y SO-NE, con configuraciones internas de tipo paralelas a subparalelas.	91
Figura 5.4. Mapas en tiempo de los horizontes interpretados obtenidos mediante los procesos <i>ZAP</i> e <i>interpolate</i>	92
Figura 5.5. Atriburo de discontinuidad resaltando las fallas de área.....	93
Figura 5.6. Vista 3D de la superficie MFS_MISOA_41.6 correspondiente al tope de B-1.....	94
Figura 5.7. Mapa de facies sísmicas a nivel de B-1.....	95
Figura 5.8. Modelo de trazas sísmicas.	96
Figura 5.9. Mapa de correlación de los datos sísmicos con la clasificación de facies a nivel de B.1.....	97
Figura 5.10. Mapa de facies sísmicas a nivel de B-1.....	98
Figura 5.11. Mapa de facies sísmicas asociado al mapa paleoambiental	100
Figura 5.12. Matriz de correlación entre los atributos seleccionados para el análisis ACP.....	101
Figura 5.13. Matriz donde participa cada componente principal en la restitución de la información total y la cual permite seleccionar el número de componentes a usar.	102
Figura 5.14. <i>Horizon slice</i> y su ubicación en la sísmica	103
Figura 5.15. Secciones geológicas y sísmicas en el intervalo B-1.1/B-1.3. de los pozos F014, F001, F002 y F008.	105
Figura 5.16. Secciones geológicas y sísmicas en el intervalo B-1.1/B-1.3 de los pozos T028, T025 y F002.	107
Figura 5.17. Secciones geológicas y sísmicas en el intervalo B-1.5/B-2. de los pozos T008 y F001.	109

Figura 5.18. Gráficos de correlación cruzada del pozo F001, con los registros GR–PHIE-facies sísmicas.	111
Figura 5.19. Gráficos de correlación cruzada del pozo T008, con los registros GR–PHIE-facies sísmicas.	113
Figura 5.20. Gráficos de correlación cruzada pozo F003 y F008, con los registros GR–RT-facies sísmicas.	114
Figura 5.21. Gráfico de correlación cruzada del pozo F008 en el intervalo B-1.0-B1.1, con los registros GR-VSH-facies sísmicas en escala de colores.	115
Figura 5.22. Gráficos de correlación cruza IA-facies sísmicas en e intervalo B-1.1/B-1.3.	117
Figura 5.23. Gráficos de correlación cruza IA-facies sísmicas en el intervalo B-1.3/B-1.5.	118
Figura 5.24. Gráficos de correlación cruza IA-facies sísmicas en el intervalo B-1.5/B-2 del pozo F002.	119
Figura 5.25. Gráficos de correlación cruzada para el pozo T025 en el intervalo B-1.1/B-1.3.....	121

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Parámetros de reflexión sísmica y sus interpretaciones geológicas...	34
Tabla 4.1. Parámetros de adquisición cubo sísmico Tomoporo Sur 3D 97.....	54
Tabla 4.2. Parámetros de adquisición cubo sísmico Tomoporo Norte 3D 92.....	55
Tabla 4.3. Registros petrofísicos utilizados para la calibración sísmica-pozo....	60
Tabla 4.4. Parámetros utilizados en la calibración para cada pozo.....	71
Tabla 4.5. Valores usados por cada pozo para la estimación de la resolución vertical.....	72
Tabla 5.1. Resumen de los resultados obtenidos.....	134

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

La Cuenca de Maracaibo es una de las más prolíficas cuencas petrolíferas a nivel mundial, está limitada por la falla de Oca al norte, la Serranía de Trujillo al este, los Andes de Mérida al sureste y la Sierra de Perijá al oeste. La configuración actual de dicha cuenca, comenzó a existir en el Mioceno, cuando ocurrió el levantamiento de las cadenas montañosas que la limitan (Pestman y otros, 1998). Cuenta con un espesor de la columna de sedimentos de aproximadamente 33.000' en la zona de mayor profundidad (depocentro), la misma está constituida por depósitos de sedimentos del Cretácico, Paleoceno, Eoceno, Mioceno y Post-Mioceno (Mann, Escalona y Castillo, 2006). La roca madre por excelencia es la Formación La Luna de edad Cretácico Tardío, cuyas facies se extendieron por toda Venezuela Occidental hasta Colombia (Yoris y Ostos, 1997). Una de las técnicas que ha evolucionado en la búsqueda de hidrocarburos en esta zona ha sido la sísmica de reflexión, convirtiéndose actualmente en la más empleada. Su interpretación permite identificar facies, disposición y geometría de estratos presentes en el subsuelo, además, de identificar estructuras que posean características de trampas de hidrocarburos. Una de las interpretaciones posibles se basa en el análisis de facies sísmicas, el cual corresponde a la individualización e interpretación de la geometría, de la continuidad de la amplitud, de la frecuencia y de la velocidad de los horizontes, además de la morfología del conjunto (forma externa) de los cuerpos sedimentarios y de las asociaciones de facies sísmicas de una secuencia depositacional (Malandrino, 2007).

La Gerencia de Estudios Integrados de Yacimiento PDVSA Occidente, dio inicio a un proceso de homologación a mediados del año 2010. Dicho proceso consiste en la integración de modelos geológicos de campos vecinos, con el fin de observar los cambios (tanto estructurales como estratigráficos) lateralmente, obteniendo una mejor visión regional de los yacimientos. Para continuar con dichos procesos homologados,

el Campo Franquera resulta de gran interés, debido a que a la fecha, no se ha realizado en él un análisis de facies sísmicas que permitan una mejor caracterización de las disposiciones sedimentarias en el subsuelo y su asociación con la presencia de hidrocarburos y/o propiedades de la roca, a su vez, el análisis de facies permitirá predecir la continuidad de las secuencias estratigráficas en los campos vecinos lo que disminuirá la incertidumbre de los modelos, e incentivará la perforación de nuevos pozos en el área. Dado lo antes expuesto la presente investigación pretende generar y analizar facies sísmicas a nivel del Eoceno en dicho campo para obtener una mejor caracterización de sismofacies de la zona.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Generar volúmenes de facies sísmicas a nivel del Eoceno en el Campo Franquera, Cuenca de Maracaibo.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar la calibración sísmica-pozo.
- Interpretar horizontes de interés a nivel del Eoceno.
- Obtener volúmenes de atributos sísmicos de los horizontes interpretados a nivel del Eoceno.
- Analizar los volúmenes de facies sísmicas generados.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo especial de grado (T.E.G), resulta de gran interés, debido a que se generarán volúmenes de facies sísmicas a nivel del Eoceno, los cuales no han sido realizadas en el Campo Franquera y que de ellas se obtendrá una mejor caracterización de la zona en estudio. Por otra parte proveerá a la empresa Petróleos de Venezuela (PDVSA) de nueva información, que será útil en un futuro para realizar comparaciones del área de Franquera (en cuanto a secuencias sedimentarias se

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca de Maracaibo es una de las más prolíferas a nivel mundial, cubriendo un área total de 50.000 km², donde abarca en mayor parte al estado Zulia y extensiones menores de los estados Táchira, Mérida y Trujillo (Mann, Escalona y Castillo, 2006). Se desarrolla sobre una corteza relativamente estable, definida por fallas principales de desplazamiento lateral, configurando una cuenca de forma triangular. Está limitada por la Falla de Boconó (falla transcurrente-dextral), la Falla de Santa Marta – Bucaramanga (falla transcurrente-sinestral) y la Falla de Oca (falla transcurrente-dextral) (Figura 2.1). Asociados a estos límites se encuentran diferentes estilos estructurales como, la Serranía de Trujillo al este, los Andes de Mérida al sureste y la Sierra de Perijá al oeste. (INTEVEP, S.A., 2006). Anteriormente, el bloque de Maracaibo era parte de una gran cuenca que abarcó el área entre la Cordillera Central colombiana al oeste, el arco de El Baúl al este y el Escudo de Guayana al sureste (Pestman y otros, 1998).

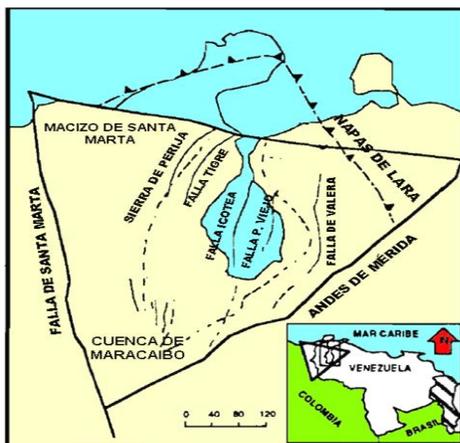


Figura 2.1. Cuenca de Maracaibo con sus respectivos límites estructurales (Modificado de Pestman y otros, 1998).

2.1.1 Rasgos estratigráficos de la Cuenca de Maracaibo

Mann, 1995 señala que el espesor de la columna de sedimentos de la Cuenca de Maracaibo es de aproximadamente 33.000' (11.000 m) en la zona de mayor profundidad (depocentro), la misma está constituida por depósitos de sedimentos del Cretácico, Paleoceno, Eoceno, Mioceno y Post-Mioceno. El área de Zulia Oriental está situada en el extremo este de la cuenca del Lago de Maracaibo. El área ha pasado por varios periodos de tectonismo. Este tectonismo se ve evidenciado en la geometría de los estratos y se relaciona con el basculamiento de la cuenca en el Mioceno. El registro sedimentario Eoceno en la cuenca de Maracaibo fue formado en una cuenca antepaís durante la colisión oblicua entre las placas Caribe y Suramericana. Como resultado de este evento colisional, un depocentro se desarrolló al nor-noreste de la cuenca. La fuente de sedimentos clásticos de edad Eoceno fue desde el sur durante el Eoceno temprano y medio. Durante el Eoceno medio a tardío, la fuente de sedimentos continuaba en el sur y al este de la cuenca de Pueblo Viejo. La cuna asimétrica de la cuenca, se formó por interacción entre el alto periférico y la carga tectónica.

La figura 2.2, muestra las secuencias depositadas desde el Paleozoico hasta el Mioceno tardío y de las principales fallas presentes en la Cuenca de Maracaibo.

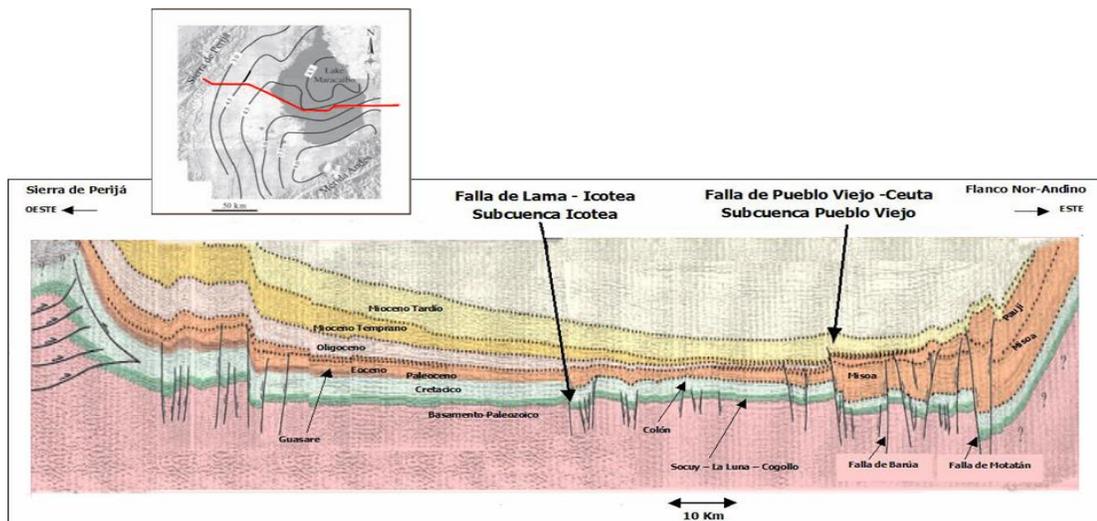


Figura 2.2. Corte esquemático oeste-este de la Cuenca de Maracaibo, donde se observan las secuencias estratigráficas y la interpretación estructural. (Modificado de Mann, Escalona y Castillo, 2006)

2.1.2 Rasgos estructurales de la Cuenca de Maracaibo

Las diferentes fases de deformación que afectaron el occidente de Venezuela, implicaron una historia estructural compleja que se manifiesta con una gran gama de distintos estilos estructurales. Por cada evento, se observa tanto una sobreimposición tectónica con reactivación de estructuras pre-existentes (estructuras heredadas) como formación de nuevas estructuras (estructuras neoformadas). Las fallas normales asociadas a la apertura jurásica, controlaron posteriormente la reactivación de las estructuras en el basamento durante los episodios de compresión, transpresión, extensión y transtensión. Los rasgos estructurales prominentes incluyen las lineares y subparalelas de dirección norte-sur, fallas de Icotea y Pueblo Viejo (Castillo, 2001).

El oriente de la Cuenca de Maracaibo está dominado por fallas inversas con componente transcurrente alineadas en dirección NS (Falla de Ceuta, Falla de Motatán, Falla de Burro Negro y la Falla de Valera). En el dominio distensivo de Zulia Oriental, las fallas normales lítricas se generaron por una deformación dúctil de las unidades del Paleógeno que fueron plegadas pasivamente como respuesta a la reactivación por extensión de estructuras jurásicas en el basamento. Los despegues de estas fallas lítricas se localizan dentro de los horizontes dúctiles de la Formación Colón y Trujillo. En el dominio transpresivo, las estructuras que involucran basamento (La Paz-Mara e Icotea) generaron retrocorrimientos en la cobertura sedimentaria (Castillo, 2001) (Figura 2.3).

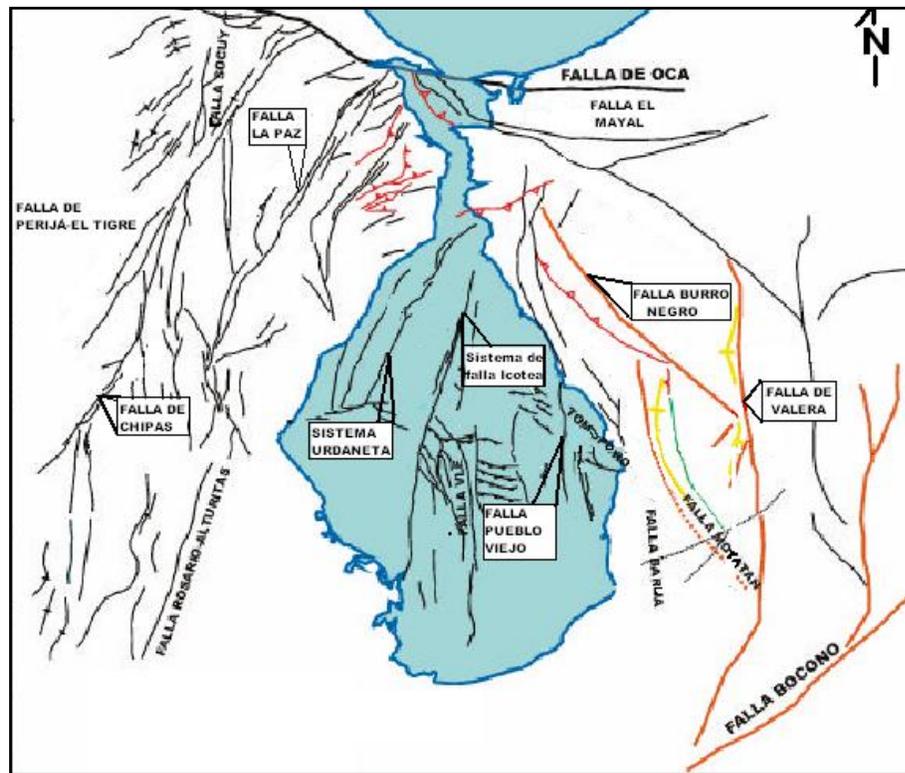


Figura 2.3. Principales lineamientos estructurales de la Cuenca de Maracaibo (Modificado de PDVSA INTEVEP, 2006)

2.1.3 Evolución tectónica y estratigráfica de la Cuenca de Maracaibo

La formación y evolución de la Cuenca de Maracaibo es marcada por las interacciones entre las placas de Norteamérica, Suramérica, Nazca y el Caribe, dichas interacciones han sido responsables de la actual configuración de la cuenca y su potencial petrolífero. La cuenca registra la evolución desde la separación y apertura tipo *rift* entre Norteamérica y Suramérica durante el Jurásico, seguido por la migración de la placa Caribe a su posición actual desde el Paleoceno Tardío (Lugo y Mann, 1995). En la Figura 2.4, se observan: bloque Chortis (Precámbrico-Paleozoico); Placa oceánica central de el Caribe de edad Cretácica; Gran Arco del Caribe de edad Cretácico Temprano-Reciente; y márgenes pasivos de Norte y Suramérica. Las líneas rojas indican límites de placa activos.

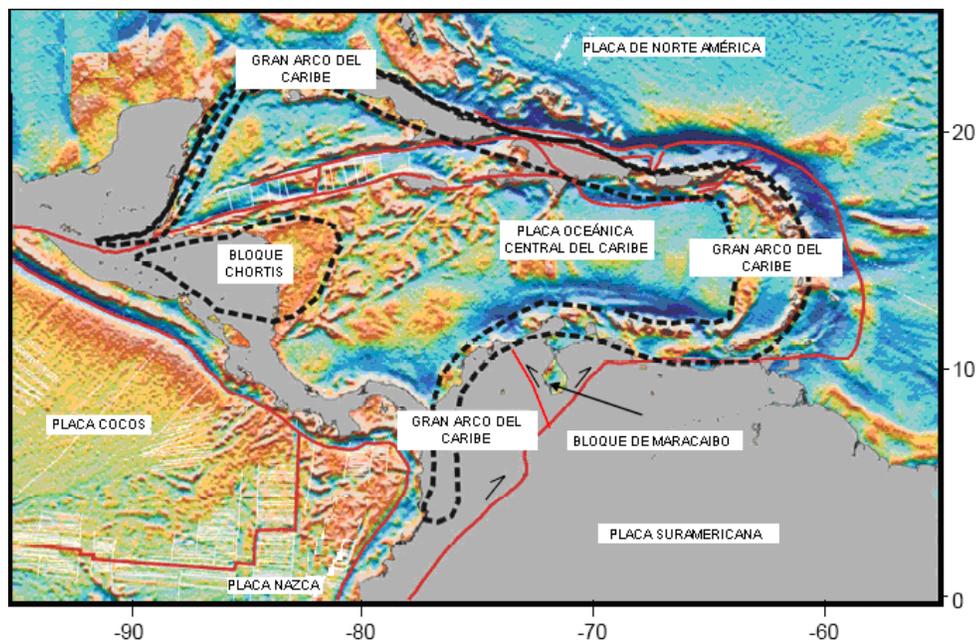


Figura 2.4. Provincias corticales principales de la región del Caribe (Modificado de Mann, 1999)

La edad de la deformación colisional y el solapamiento sedimentario entre la placa Caribe y el margen pasivo de el sur de Norteamérica y el norte de Suramérica es diácrono, con una deformación más antigua de edad Cretácico Temprano-Paleoceno en el oeste de Colombia, y la península de Yucatán, y una deformación más joven de edad Oligoceno-Reciente en el este y noreste de Suramérica. El mayor pulso de deformación de subsidencia tectónicamente inducida en el margen central y oriental de la cuenca de Maracaibo ocurrió durante la colisión oblicua entre las placa Caribe y Suramericana (Castillo, 2001). Anterior al evento colisional, el margen era pasivo, caracterizado por subsidencia termal lenta posterior a la apertura tipo *rift* Jurásico entre Norte y Suramérica, interpretada por la presencia de rocas tipo *rift* en la cuenca de Maracaibo (Lugo y Mann, 1995). Según Pestman y otros (1998), fueron identificadas en la cuenca seis tectonosecuencias desde el Jurásico hasta el Mioceno Tardío-Holoceno. Cabe destacar que durante el Paleozoico se evidencia el basamento cratónico con rocas precámbricas que se encuentran por debajo de la Cuenca de Maracaibo.

Fase Orogénica Paleozoica: Esta fase se puede dividir en dos provincias tectónicas: 1) Sierra de Perijá-Urdaneta, y 2) lago Centro-Flanco Norandino, la línea divisoria entre las principales provincias de la cuenca es la zona de falla de Icoatea/Urdaneta, de igual manera representan la zona de sutura de la colisión de Laurencia y Gondwana. Es importante destacar que las diferencias existentes entre las dos provincias habrán de ejercer un control significativo sobre la deformación posterior de la cuenca. (MARAVEN, 1995). Las rocas deformadas y metamorfizadas del Paleozoico incluyendo las superficiales y profundas, se encuentran por debajo de la Cuenca de Maracaibo, las cuales afloran en las montañas adyacentes a la Sierra de Perijá y los Andes de Mérida. (Escalona, 2003).

Tectonosecuencia I. Apertura Triásico-Jurásico: Luego de la convergencia del Pérmico, se inició una etapa de relajamiento y formación de un ancho cinturón de *rift* y *rift*-asociados a vulcanismo a lo largo de los actuales márgenes del Océano Atlántico, el Golfo de México y el norte de Suramérica, produciendo un desarrollo incipiente del protocaribe (Bartok, 1993). Se produjo extensión posterior al arco (*backarc*) de la Cordillera Central de Colombia. Dicha apertura estuvo representada por la generación de un sistema de grábenes de dirección NE-SO (Figura, 2.5). Las zonas afectadas incluyen el Graben Central limitado por las fallas de Icoatea y Urdaneta, el surco de Machiques limitado por las fallas de Tigre-Cachirí y Valle del César y los surcos de San Lázaro y Uribante-San Lázaro (Figura 2.5). El primer *rift* ocurrió cerca de 200 Ma con la sedimentación de la Fm. Tinacoa (capas rojas del grupo La Ge). El segundo *rift* ocurrió en el Jurásico Medio a Superior (150 a 160 Ma; Bartok, 1993). El relleno se caracteriza por sedimentos continentales tipo capas rojas, de diversa índole (eventualmente clásticos) y calizas de invasiones marinas (Pestman y otros, 1998). Incluye rocas jurásicas aluviales y lacustres de la Formación La Quinta, que se encuentran extendidos en la Sierra de Perijá, en el suroeste de los Andes de Mérida y en la parte profunda de la cuenca con cambios de espesores entre 500 a 4,500 m (INTEVEP, 2006).

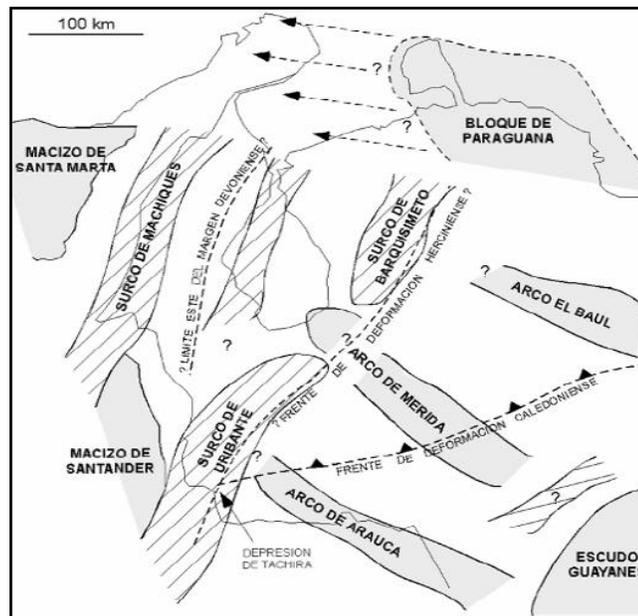


Figura 2.5. Sistema tectónico Triásico-Jurásico de grábenes y horts (Pestman y otros, 1998)

Tectonosecuencia II. Cuenca de retroarco a margen pasivo en el Cretácico: Siguiendo la apertura *rift*, se desarrolló una plataforma de margen pasivo de rocas carbonáticas y clásticas de edad Cretácico temprano-Paleoceno formados a lo largo de la actual cuenca de Maracaibo (Figura, 2.6). Transgresiones superiores a los 20-30m afectaron la plataforma depositando a su paso secuencias finas en ambientes anóxicos (Méndez y Baquero, 2008). Durante el Cretácico Tardío ocurre la máxima inundación marina de Suramérica produciendo un escenario de margen continental bajo condiciones anóxicas donde sucede la depositación de la Formación La Luna (Escalona y Mann, 2006). Se acentuó el evento de subsidencia al oeste de la cuenca debido al progreso de arco volcánico (Coordillera Central de Colombia) Contra el continente suramericano y su consiguiente retroarco hacia una antifosa que trajo como consecuencia la depositación de la espesa capa de lutitas de la Formación Colón. Finalmente se produce la depositación de la Formación Río Negro, Grupo Cogoyo, Formación la Luna hasta el miembro Socuy (Mann y otros, 2006).



Figura 2.6. Paleogeografía durante el Triásico-Jurásico (200 Ma) en la Cuenca de Maracaibo (Pestman y otros, 1998)

Tectonosecuencia III. Tectónica de antifosa, transcurrancia y emplazamiento

Paleoceno: El Paleoceno se caracterizó por la orogénesis de la Cordillera Occidental de Colombia, la cual se formó debido a la acreción de un arco volcánico contra el margen occidental del cratón. También ocurrió el levantamiento de la Cordillera Central preexistente, y se formó una cuenca de antepaís (*foreland basin*) al este de la misma. La cuenca se llenó principalmente de sedimentos molásicos conocidos en el piedemonte llanero y la Cuenca de Maracaibo, como el Grupo Orocué. Por lo tanto, se propuso utilizar el nombre “Cuenca de Orocué” para designar esta cuenca antepaís (Pestman y otros, 1998). Parte de la cuenca de Orocué estuvo ubicada en el área de la Cuenca de Maracaibo, mientras que el depocentro se halló en el territorio de la actual Colombia. El efecto estructural se visualiza en la figura 2.7, donde la cuenca antepaís de Orocué se encuentra hacia el suroeste, así como, en el centro de la Cuenca de Maracaibo (Melendez et al., 1996). En la plataforma de Maracaibo sólo se depositó la Formación Guasare durante el Paleoceno Temprano. En la parte central y oriental de la cuenca, el ambiente era plataformal, en una posición distal con respecto a las

fuentes de la molasa de Orocué, la sedimentación era mixta, deltáica-carbonática (Pestman y otros, 1998)

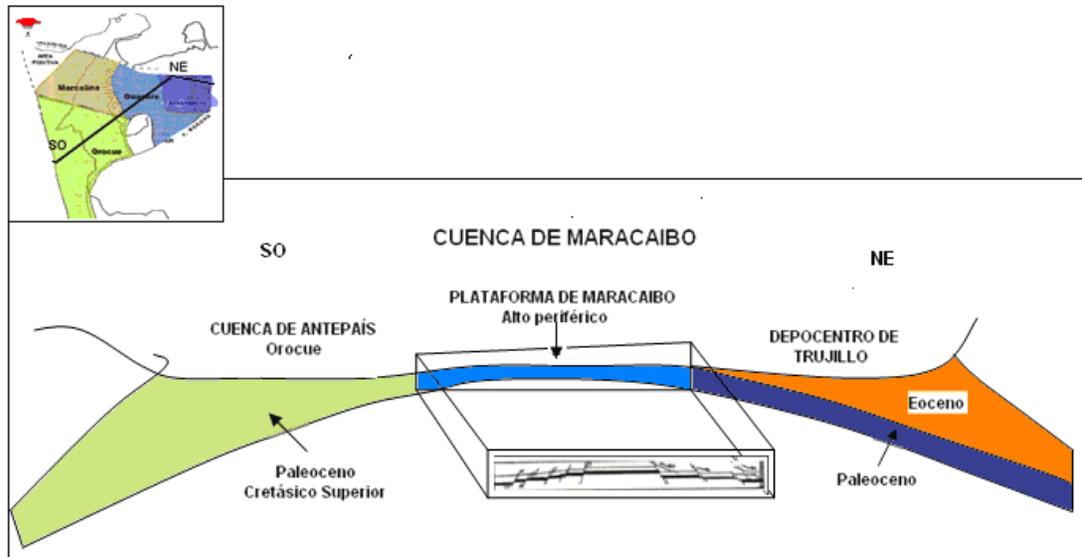


Figura 2.7 Corte esquemático a través de la Cuenca de Maracaibo (Modificado de Pestman y otros, 1998)

Tectonosecuencia IV. Flexión antepaís Eoceno Temprano-Eoceno Medio:

Emplazamiento de las Napas de Lara (Paleoceno-Eoceno): La cuenca de Maracaibo comienza a flexionar y plegar como respuesta a la carga tectónica al norte y noreste debido a el comienzo de la colisión de la placa Caribe con el noroeste de Suramérica. Suministro de clásticos Eocenos desde el sur y suroeste comienzan a depositarse en la cuenca sobre la plataforma Paleocena, la carga tectónica continúa (Escalona, 2003). Según Pestman y otros (1998). La colisión de la placa Caribe con varias fases de compresión entre la placa y el continente suramericano, dieron origen a las Napas de Lara. A partir del Paleoceno Tardío, ocurrió el emplazamiento de las napas al este de la Cuenca de Maracaibo. Se asume que en Zulia Oriental el límite de las Napas coinciden con la Falla de Valera. En el frente de las napas ocurrió la deformación de estratos Cretácicos plataformales. La erosión de estos proporcionó el material para los sedimentos marinos profundos tales como los de las unidades de la Formación Matatere, depositadas en la antefosa que se formó al sur de las napas. Las siguientes deformaciones se pueden relacionar directamente con el emplazamiento de las napas:

- a) Formación de un depocentro en Zulia oriental y nororiental (Paleoceno Tardío-Eoceno Temprano)
- b) Flexión o reactivación del alto periférico en la zona central de la cuenca.
- c) Transcurrencia a lo largo de las fallas norte-sur tales como la falla de Icotea, Centro Lago, Pueblo Viejo, Tía Juana Oeste, Cabimas.
- d) Compresión intraeocena, formando la discordancia angular del Eoceno medio.

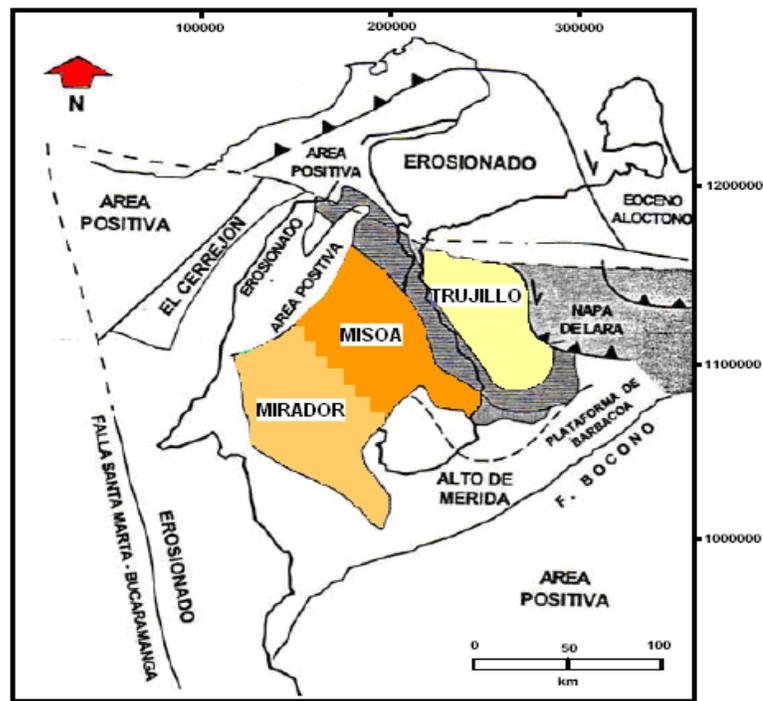


Figura 2.8. Mapa paleográfico de la Cuenca de Maracaibo (Eoceno Temprano-Eoceno Medio) (Modificado de Pestman y otros, 1998)

En la Figura 2.8, se observa la sedimentación Eocena en la Cuenca de Maracaibo, la cual, fue casi exclusivamente clástica. Durante el Eoceno Temprano y la parte inicial del Eoceno Medio (44 Ma), la sedimentación fue arenosa con proporciones variables de lutita: la Formación Mirador (fluviodeltática) en el suroccidente de la cuenca, la Formación Misoa (delta-llanura costera-marino somera) en la parte central y oriental y la Formación Trujillo (marino nerítico a batial) en la parte oriental. (Pestman y otros, 1998)

Tectonosecuencia V. Extensión paleógena en Zulia Oriental (*Eoceno Tardío-Oligoceno*): Hacia el noreste de la cuenca continúa la colisión oblicua de la placa del Caribe (que va migrando hacia el este) con la placa Suramericana. El plegamiento continúa al este de la falla de Burro Negro. El frente de corrimientos alcanza su estado final en el sureste (área de Barinas). En la cuenca de Maracaibo, movimientos de transcurrencia desplazan el frente de corrimiento hacia el este, formando la cuenca *pull-apart* de Falcón (NE de la cuenca Maracaibo). Se produce un rebote isostático del basamento, generando y reactivando estructuras en extensión y transcurrencia. A finales del Eoceno comenzó a ocurrir transcurrencia dextral a lo largo de la Falla de Oca. Esta transcurrencia resultó, en el Eoceno Tardío u Oligoceno, en la apertura de la Cuenca de Falcón. Los depocentros durante el Eoceno Tardío y Oligoceno se encuentran en el área de la cuenca antepaís de Orocué, esto probablemente debido al continuo levantamiento de las Cordilleras Occidental y Central de Colombia (Pestman y otros, 1998). La mayor discordancia en la cuenca es denominada Discordancia Post-Eocena, la cual se debe a la erosión ocurrida durante el Oligoceno, producto de varios pulsos del levantamientos andinos en gran parte de la Cuenca de Maracaibo. Las unidades estratigráficas que más fueron afectadas por la erosión posteocena, son el Eoceno Superior y el Oligoceno (Pestman y otros, 1998). El Eoceno Tardío está representado en la Cuenca de Maracaibo por la Formación Carbonera (Ambiente parálico) en el suroeste y una secuencia predominante lutítica de ambiente marino (Formación Paují) con algunas intercalaciones arenosas, localmente en el este. (Figura 2.9)

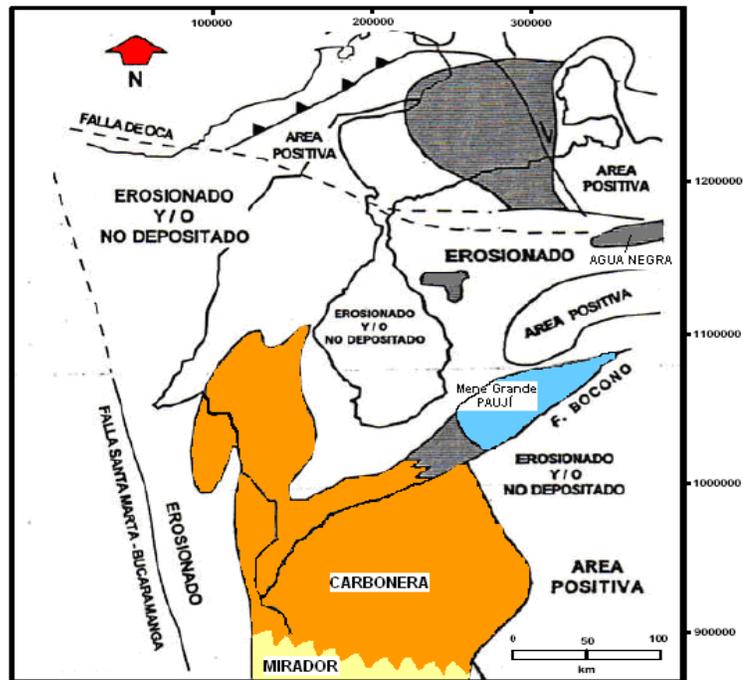


Figura 2.9. Mapa paleográfico de la Cuenca de Maracaibo (Eoceno Tardío-Oligoceno) (Modificado de Pestman y otros, 1998)

El Oligoceno temprano está representado por la Formación León. El Oligoceno inferior, consiste de las formaciones arenosas de Ceibote e Icotea, que solapan hacia el este sobre la superficie peneplanada formada por estratos Eocenos levantados y parcialmente erosionados, marcando el inicio de una nueva fase tectosedimentaria en el desarrollo de la Cuenca de Maracaibo (Pestman y otros, 1998).

Tectonosecuencia VI. Compresión Neógeno Andina: La zona de Perijá sufre un levantamiento hacia la parte final del Oligoceno y el Mioceno Temprano y el resultado de este evento es la sedimentación clástica de la Formación La Rosa. Durante el Mioceno Medio se depositó la Formación Lagunillas y finalmente Mioceno Tardío – Holoceno, La Puerta Onia, El Milagro Isnotú y Betijoque. Se produce un acortamiento general de la corteza de la Cuenca de Maracaibo. Las deformaciones andinas del Mioceno, causadas por el choque del arco de Panamá con Suramérica, fueron las más intensas, controladas por tectónica de basamento y se propagó a lo largo del sistema extensional Jurásico-Cretácico Temprano, produciendo la inversión de los grábenes y el levantamiento de los Andes de Venezuela, Sierra de

Perijá, Macizo de Santa Marta y Cordillera Oriental colombiana, el bloque de Maracaibo comienza a escarpur hacia el norte (De Toni *et al.*, 1994).

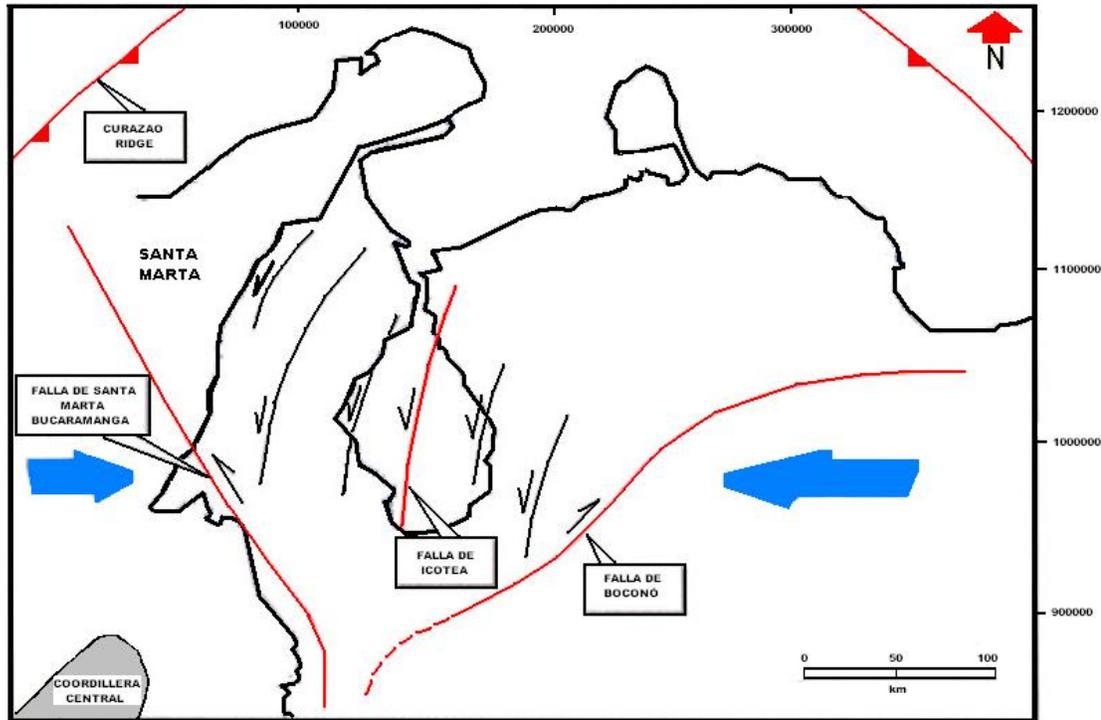


Figura 2.10. Desarrollo de las grandes fallas de Santa Marta-Bucaramanga y de Boconó en respuesta a la compresión este-oeste durante el Mioceno (Modificado de Pestman y otros, 1998).

Durante el Mioceno comenzó una nueva fase de fallas transcurrentes en la Cuenca de Maracaibo. La falla de Boconó fue originada en el Mioceno Tardío. También ocurrió en este período una marcada transcurrencia a lo largo de la falla de Santa Marta, causando la separación del bloque de Santa Marta de la Cordillera Central de Colombia. El mecanismo causante de la transcurrencia es la constante compresión este-oeste entre las cordilleras colombianas y el cratón de Suramérica. Los esfuerzos resultan en la reactivación de las grandes fallas de Santa Marta-Bucaramanga y la formación de la falla de Boconó. A su vez los ajustes internos del bloque de Maracaibo requieren de la presencia de fallas transcurrentes adicionales. El movimiento dextral de Boconó y sinistral de Santa Marta-Bucaramanga causa un desplazamiento al norte del bloque de Maracaibo. Se genera la zona de compresión

en el Caribe denominada *Curazao Ridge*, la cual es básicamente un prisma de acreción, como se observa en la figura 2.10 (MARAVEN, 1995).

2.2 GEOLOGÍA LOCAL

2.2.1 Marco Estratigráfico del Área de Franquera

La columna estratigráfica general del área (Figura 2.11), está constituida de base a tope por las siguientes Formaciones: Guasare en contacto discordante con la Formación Misoa, la sección inferior de Misoa la conforman las arenas C superior e inferior. La sección superior la integran las arenas B clasificadas informalmente como B-inferior y B-superior. En contacto concordante se encuentran las lutitas de la Formación Paují de edad Eoceno medio, las cuales están parcialmente erosionadas. En contacto discordante se encuentra la Formación la Rosa de edad Mioceno y representada por sedimentos de origen marino. La secuencia prosigue con las Formaciones Lagunillas y Puerta también de edad Mioceno, compuestas por depósitos marinos deltáicos y continentales respectivamente. Culmina con las Formaciones Onia y El Milagro de edad Pleistoceno-Plioceno de ambiente lacustre y fluvio deltáico respectivamente (PDVSA Exploración y Producción, 2008).

El intervalo estratigráfico de investigación está representado por las Formación Misoa, de edad Eocena. Los efectos erosivos que dieron origen a la Discordancia del Eoceno, removieron parte de la Formación Paují y reportándose espesores variables a lo largo del área de estudio.

La Formación Misoa, en el área de estudio, yace discordantemente sobre la Formación Guasare y está constituida por las arenas B de dicha formación, las cuales se encuentran divididas en dos intervalos. El B superior (B-1, B-2, B-3, B-4 y B-5) y el B inferior (B-6 y B-7), siendo las más productivas, desde el punto de vista petrolero, los intervalos asociados a los yacimiento en B-1, B-4 y B-6. Está constituida por areniscas, limolitas y lutitas intercaladas. Las areniscas presentan tamaños variados de grano, pero en general, son de grano fino y gradan de limolitas a lutitas. Son generalmente duras, micáceas, frecuentemente carbonáceas y

generalmente bien estratificadas a macizas. Las lutitas tienen composición variable, casi siempre son micáceas, arenosas a limolíticas, con abundantes estratos delgados, estrías y películas de arena, limo y material carbonáceo. En general, esta formación está representada por un ambiente de sedimentación tipo fluvio-deltáica. (Figura 2.11) (PDVSA Exploración y Producción, 2008).

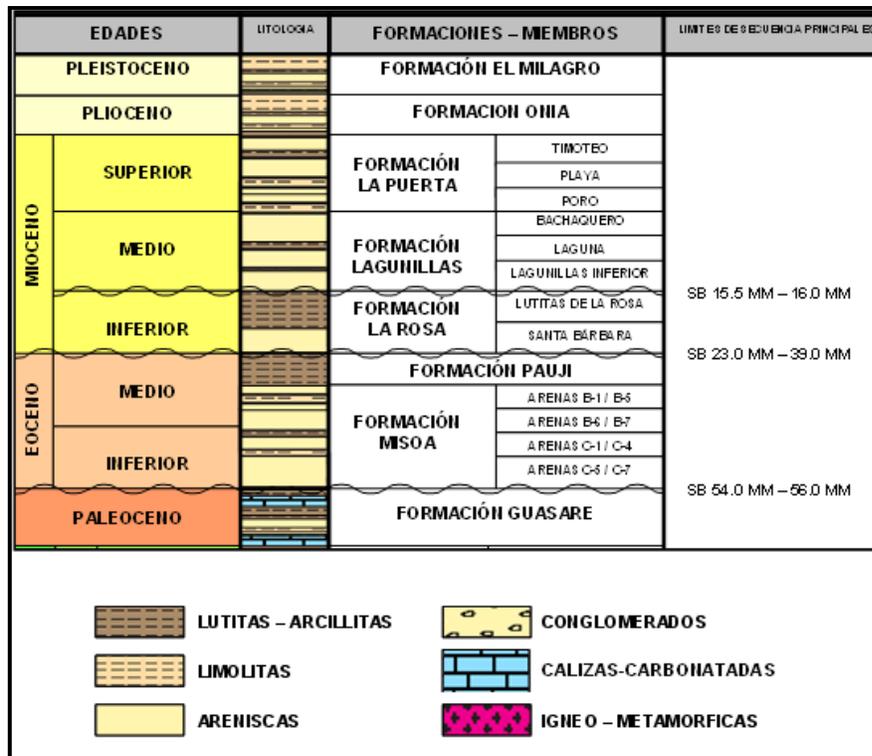


Figura 2.11. Columna estratigráfica del Campo Franquera (De Toni *et.al*, 1994)

2.2.2 Estratigrafía y sedimentología del Campo Franquera

La secuencia estratigráfica y ambiente sedimentario para área de Franquera, se interpreta como una continuidad lateral de las arenas a nivel de objetivo B-1. Los depósitos de esta unidad muestran, en general, tendencias de engrosamiento granulométrico hacia el tope y los patrones de apilamiento, en gran escala, revelan un sistema progradante. La conjunción de las distintas líneas de evidencia sedimentológicas icnológicas y bioestratigráficas permiten proponer esta unidad como el resultado de la sedimentación en un sistema depositacional próximo costero de islas de barrera con depósitos de plataforma, anteplaya, barras costeras, canales de

marea y lagunas costeras. En esta unidad se observa un dominio de litotipos arenosos con respecto a los lutíticos (relación 60:40 percentil). Por otra parte, el estudio de las asociaciones de icnofósiles presente en los núcleos de esta unidad, permite asignarle a estas rocas las icnofacies Skolithos y Cruziana inferior a media. La primera de ellas corresponde a niveles relativamente altos de energía de corriente u olas y típicamente se desarrolla en substratos ligeramente lodosos a limpios, bien escogidos y no consolidados, condiciones que ocurren comúnmente en la playa baja y anteplaya. La icnofacies Cruziana es más características de estratos submareales, pobremente escogidos e inconsolidados (PDVSA Exploración y Producción, 2008). Se considera que el proceso de sedimentación dominante en esta configuración ambiental es el oleaje seguido por la acción de las mareas. La configuración geométrica de los depósitos arenosos en este sistema de isla barrera es en formas alargadas, paralelas a la línea de costa, y su desarrollo está influenciando directamente por el transporte de las corrientes litorales, donde el aporte sedimentario posiblemente sea producto de la redistribución de los sedimentos en la desembocadura de un sistema deltáico próximo al área. En la figura 2.12, se observa el modelo propuesto para el área

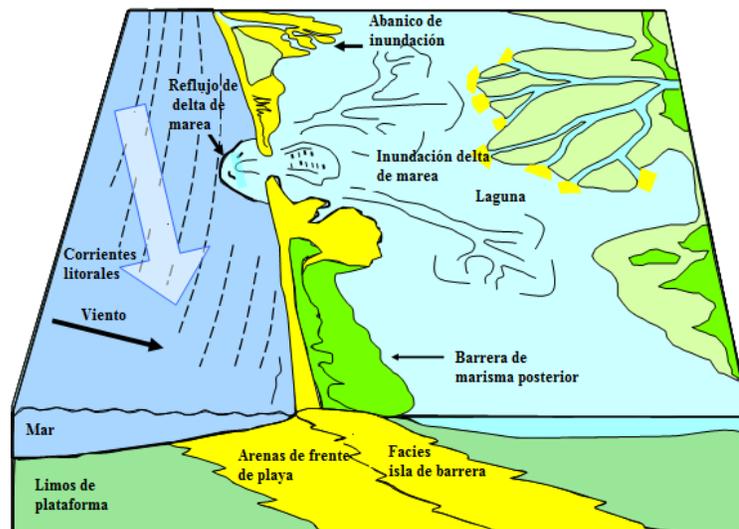


Figura 2.12. Modelo esquemático propuesto para miembro B1 y arenas basales, mediante el estudio del núcleo del pozo F008 (Schlumberger Venezuela, S.A., 2012).

2.2.3 Marco estructural del área de Franquera

La estructura de Franquera se interpreta como un homoclinal contra la falla normal VLG-3729, la cual fue parcialmente invertida durante el Eoceno Medio y Mioceno; presentándose saltos verticales entre 50` y 200` a nivel Terciario. Debido al aumento de espesor de los niveles más profundos, el salto inverso sólo se observa en los niveles someros, (Paují, Tope de Misoa), mientras que en los niveles subyacentes, el salto es aparentemente normal, aunque el último movimiento de la falla haya sido inverso. El límite oeste lo constituye una zona de fallas normales que buzanan hacia el Este que se denominó zona de fallas de pasillo las cuales se profundizan hasta el Paleoceno y presentan saltos verticales de hasta 400`. Hacia el este, el límite está definido por una falla normal llamada Falla TOM-1X con buzamiento hacia el este, la cual presenta un salto vertical de hasta 600`. Hacia el sur se observó una falla inversa con dirección NO-SE, buzamiento al norte, la cual se denominó falla Ceiba-5, y además por otra falla inversa que es cortada por la TOM-1X (PDVSA Exploración y Producción, 2008). En la figura 2.13, se observa el polígono de falla a nivel de B-1 del área.

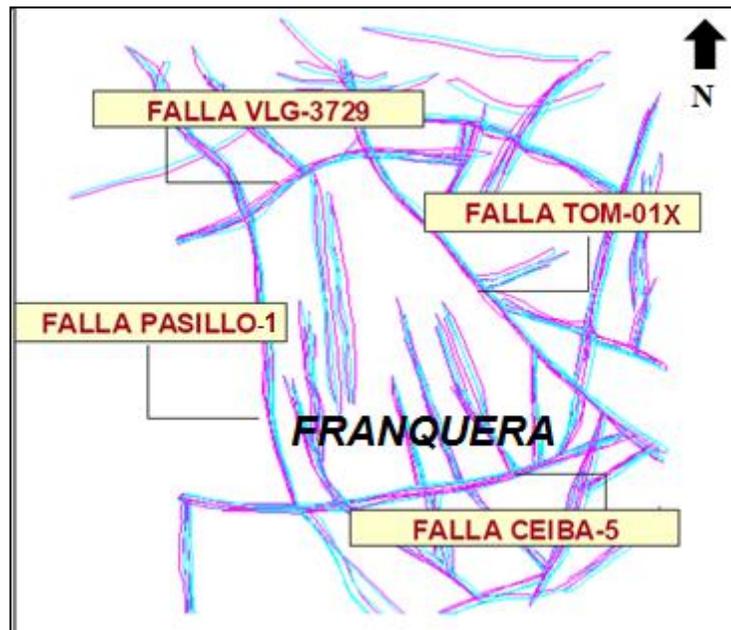


Figura 2.13. Polígono de Fallas a nivel de B-1 (PDVSA Exploración y Producción, 2008).

El desarrollo del homoclinal con la presencia de la falla antitética y la diferencia de espesor, en ambos bloques de la falla, sugiere una reactivación de la falla VLG-3729 como inversa en las unidades más antiguas (bajo las arenas B inferior). Estas fallas despegan en las lutitas de la Formación Colón, de edad Cretácico Superior. Mecánicamente esta unidad constituye un buen nivel de despegue por su contraste litológico con las calizas inferiores de la Formación La Luna. Al sur ocurre la falla Ceiba-5, la cual se observa con geometría lítrica, normal en su parte inferior e inversa en la parte superior, afectando aún la discordancia del Eoceno, lo que indica que es una falla reactivada. La falla tiene plano inclinado hacia el norte y un salto que varía entre 40 y 150 pies (PDVSA Exploración y Producción, 2008).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Sea cual fuere el soporte de la información, las estrategias generales de interpretación no varían demasiado. En áreas enteramente nuevas, sin pozos, asignar las interfaces reflectivas a determinados límites formacionales o secuenciales es especulativo (Chelotti, Acosta y Foster (2009)). Es por ello que resulta fundamental contar con datos acústicos y/o sísmica de pozos, para posicionarse con certidumbre, a menos en esa unidimensionalidad del sondeo (calibración sísmica - pozo), para posteriormente extenderse con algún grado de confianza en el espacio bi o tridimensional. La interpretación sísmica más básica es siempre la de tipo estructural, sin embargo, muchas veces de gran complejidad. Otro tipo de interpretación es la estratigrafía sísmica, que toma como base los conceptos geológicos de relaciones estratigráficas: paralelas o divergentes, formas progradacionales sigmoides u oblicuas, formas monticulares, en abanico, valles cavados, truncación erosiva, *onlap*, *downlap*, *toplap*, etc. Pero también la observación de las relaciones de amplitud entre reflectores individuales o secuencias sísmicas: con o sin reflexiones internas, con reflexiones de aspecto caótico o estratificado, con amplitud reflectiva fuerte o débil, con una continuidad lateral grande o pequeña, con sucesión de reflexiones de bajo o de alto contraste, etc.

3.2 CALIBRACIÓN SÍSMICA - POZO

Según Mari (1999), esta es la primera fase en la interpretación de datos sísmicos, la cual consiste en asignar los eventos sísmicos (máximos y mínimos de amplitud), a los marcadores geológicos de interés indicados en los pozos. Para esto se debe establecer una relación entre el tiempo de propagación de las ondas y la profundidad definida por la ley de velocidad, obtenida de un registro sónico. Esto se realiza creando una traza sísmica sintética con la misma banda de frecuencia de la sísmica, generando el sismograma sintético.

Sheriff (2002), define el sismograma sintético como una secuencia de reflexiones sísmicas artificiales creadas asumiendo que una ondícula particular viaja a través de un modelo en una dimensión, formado por la simple convolución entre una ondícula teórica con una función de reflectividad del subsuelo (Figura 3.1). Esta serie de reflectividad o reflexiones sísmicas, ocurren debido a un cambio entre las propiedades petroacústicas de las capas del subsuelo y está representada por la ecuación 1. Dichos cambios muestran un alto contraste de densidad y velocidad, denominada impedancia acústica, la cual se define mediante la ecuación 2 (Veeken, 2007):

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad \text{Ecuación (1)}$$

IA= Densidad (ρ) x Velocidad (V). Ecuación (2)

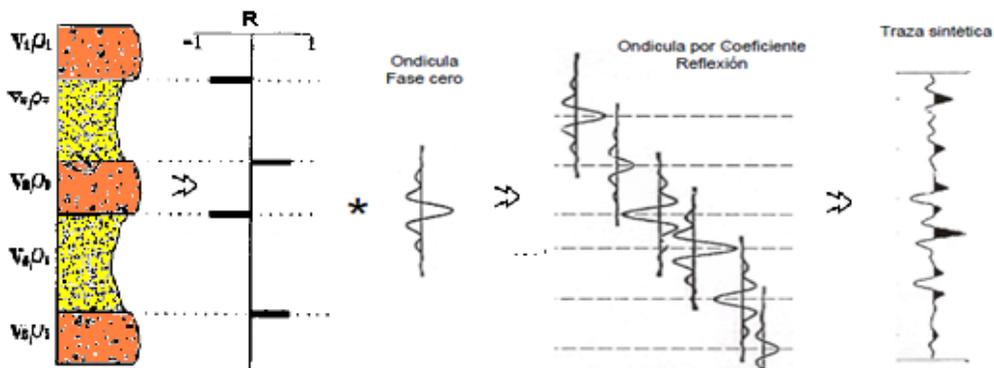


Figura 3.1. Modelo convolucional donde se genera la traza sintética y a su vez el conjunto de trazas que forman el sismograma sintético. (Modificado de Espeso, 2011)

Según Márquez (1999), uno de los problemas que se presenta en la generación de un sismograma sintético, es el de obtener la ondícula más adecuada para que una vez convolucionada con los coeficientes de reflexión permita obtener una respuesta similar a los datos sísmicos. Para ello existen paquetes de procesamiento

convencionales con la capacidad de generar diversos tipos de ondículas teóricas (Ricker, Klauder, Pasabanda, etc), o también extraer la ondícula a partir de los datos sísmicos. En cualquiera de los casos son tomados en cuenta los valores de fase y frecuencia de la sísmica.

3.3 SÍSMICA DE POZO

En la industria petrolera, la sísmica de pozo generalmente la fuente se halla en superficie y un receptor (geófono), dentro del pozo se va ubicando a profundidades previamente definidas desde el fondo hasta la superficie, como se observa en la figura 3.2.

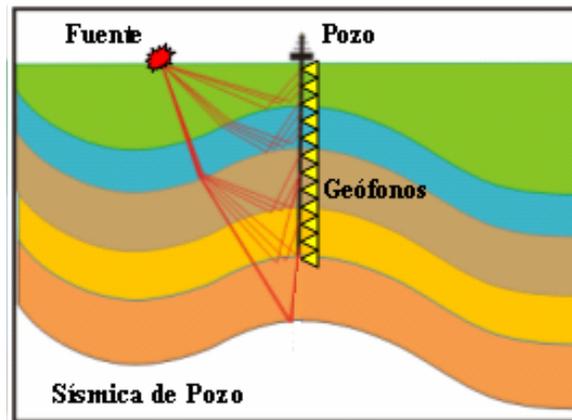


Figura 3.2. Geometría de adquisición en sísmica de superficie (a) y en sísmica de pozo (b). (Schlumberger, 1997)

3.3.1 Tiros de verificación sísmica (*Checkshot Survey*)

Es un registro que indica la medición del tiempo de viaje desde la superficie hasta una profundidad conocida. La velocidad de una onda P es medida directamente en cada formación de interés haciendo uso de geófonos, generando un pulso de energía en la superficie y grabando la señal resultante de la misma (Figura 3.3) (Sheriff, 2002).

Según Chelotti, Acosta y Foster (2009), es el tipo de registro sísmico de pozo más antiguo y básico. En él las posiciones o estaciones de anclaje de la herramienta a distintas profundidades se definen observando los cambios de tendencia del perfil

acústico previamente registrado en el mismo pozo, de forma tal de dividir al sónico en zonas donde el carácter del perfil es más o menos constante. En los raros casos en que el perfil sónico no ha sido registrado, puede recurrirse a un perfil de resistividades profundas, que suelen tener cierta proporcionalidad general con los perfiles de velocidad.

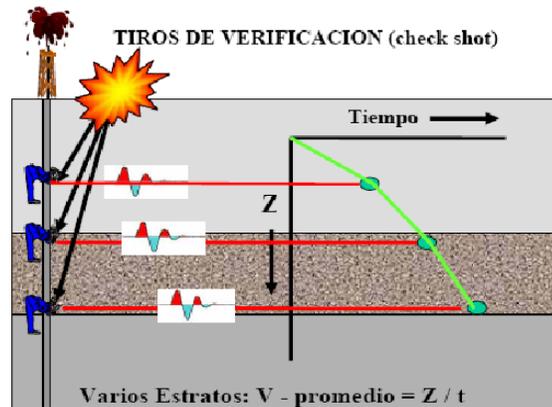


Figura 3.3. Representación esquemática de los tiros de Verificación (Regueiro, 2007)

Los estudios de *checkshots* son utilizados para corregir las velocidades obtenidas de los intervalos de tiempo de tránsito derivados de los registros sísmicos, el ajuste del sónico puede ser usado para la conversión de la sísmica de tiempo a profundidad y para el cálculo de la impedancia acústica, necesaria a la hora de generar el sismograma sintético (Schlumberger, 1998).

3.3.2 Perfil sísmico vertical (VSP)

Las mediciones de ondas acústicas tienen la particularidad que a diferencia de la adquisición tradicional, se necesita de un pozo perforado, lo que implica que tiene un alto costo en la industria (Kruck, 2003). Sin embargo, presentan grandes ventajas con respecto a las mediciones sísmicas normales como: mejorar los modelos de velocidades en profundidad, pequeños tiempos de viaje mejorando la resolución vertical debido a que se reduce la atenuación, mejora la discriminación entre ondas primarias y múltiples y mejora la convolución, ya que se tienen mediciones de ondas directas.

El cero *offset* VSP (o ZVSP por sus siglas en inglés) es una geometría de adquisición de perfil sísmico vertical, donde la fuente está localizada en la cercanía de la boca del pozo para simular incidencia vertical (Figura 3.4).

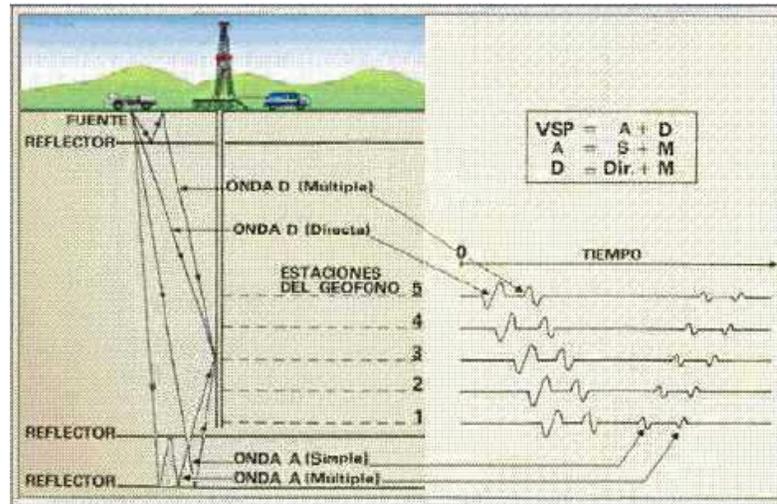


Figura 3.4 Representación gráfica de un perfil sísmico vertical. (Chelotti, Acosta y Foster, 2009)

3.4 REGISTROS PETROFÍSICOS

3.4.1 Registro caliper (CAL)

El registro caliper simple, mide las variaciones del diámetro del hoyo a lo largo de la trayectoria del pozo. Esto permite realizar una evaluación cualitativa de las condiciones del hoyo. Al igual que el registro de temperatura, no sirve para discriminar litologías; por el contrario es muy usado para verificar anomalías en otros registros por ejemplo, el registro sónico. Un hoyo muy ancho indica que ocurrió disolución, derrumbe o caída de las paredes de la roca, lo cual puede conllevar a errores en las respuestas de los otros registros (Rider, 1996).

3.4.2 Registro de rayos gamma (GR)

El registro de rayos gamma es una medición de radioactividad natural emitida espontáneamente por elementos contenidos en las formaciones como el potasio, uranio y torio. (Rider, 1996). El potasio está presente en mayor porcentaje en rocas

ígneas ácidas, en arcillas, areniscas feldespáticas y metamórficas derivadas de estos grupos. El torio también está principalmente presente en rocas ígneas félsicas y en arcillas, así como en arenas monacíticas y metamórficas silíceas en general. El uranio además de estar en varias rocas ígneas y metamórficas, se asocia con depósitos sedimentarios propios de ambientes reductores: carbones, lutitas bituminosas, petróleo, así como fracturas con depósitos de bitumen. De todas estas opciones, la causa más habitual de aumento de rayos gamma en secuencias sedimentarias es la presencia del potasio en las arcillas por lo que el perfil de GR se emplea como indicativo de capas impermeables (arcillosas) versus permeables (Chelotti, Acosta y Foster, 2009).

3.4.3 Registro de densidad (RHOB)

Permite obtener valores de densidad y calcular porosidades a partir de ellos. La herramienta posee una fuente radiactiva que luego es registrada al retornar al detector. Esta última nos permite obtener una densidad muestreada en cada punto, que es proporcional a la densidad electrónica de la formación. Emisor y detector van sobre un patín apoyado en la pared del pozo (Chelotti, Acosta y Foster (2009).

3.4.4 Registro acústico o sónico (DT)

El registro acústico provee el tiempo de tránsito de la formación, designado como Δt . Esto es una medida de la capacidad de la formación para transmitir ondas de sonido y es el inverso de la velocidad sónica. Geológicamente esta capacidad varía con la litología y la porosidad de la roca (Rider, 1996); en calizas, por ejemplo, el tiempo de tránsito es menor que en areniscas, en lutitas el valor varía según la compactación y en líquidos es mayor que en sólidos. La herramienta acústica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que los capta y registra. El propósito general de la herramienta es medir el tiempo Δt que tarda el pulso sonoro en viajar entre el transmisor y el receptor. Generalmente Δt está en unidades de $\mu s / pie$ (Rider, 1996).

3.5 VELOCIDADES SÍSMICAS

3.4.1 Velocidad intervállica (V_{int})

Se refiere a la velocidad de propagación promedio dentro de un medio o formación dada, y es la que muchos intérpretes asocian con la litología. Su medición se realiza utilizando el registro sísmico. Una aproximación de la velocidad intervállica viene dada por la ecuación de Dix (Ecuación 3), la cual supone la presencia de reflectores horizontales paralelos (Chelotti, Acosta y Foster (2009)).

$$V_{int} = \left[\frac{V_n^2 t_n - V_{n-1}^2 t_{n-1}}{t_n - t_{n-1}} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Donde V es la velocidad media y t el tiempo doble de tránsito de la onda.

3.4.2 Velocidad promedio (V_{Bar} o average velocity)

Es la velocidad obtenida por medio de los estudios de velocidades en pozo, cuando los geófonos son bajados a través del hoyo mediante un cable y las fuentes son activadas en superficie cercanos al hoyo, el tiempo de viaje de las ondas sísmicas es medido desde el punto de tiro hasta el geófono (Cordsen, Galraith y Peirse, 2000). La velocidad promedio está dada por la ecuación 4.

$$V_{Ave}(T) = \frac{\sum_{n=0}^{n=N} V_{int}(n) T_n}{\sum_{n=0}^{n=N} T_n} \quad \text{Ecuación (4)}$$

Donde V_{int} es la velocidad del intervalo y T el tiempo doble de tránsito de la onda sísmica.

3.6 RESOLUCIÓN SÍSMICA VERTICAL

Regueiro, (2007) define, que la resolución vertical de un registro sísmico es la menor distancia vertical (espesor) entre dos interfases litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente, es decir, el menor espesor para el cual el tiempo de tránsito de la onda (Δt) proporciona información

acerca de los espesores de los estratos en el subsuelo. Según Veeken (2007), la resolución vertical de los datos sísmicos se determina por:

- La frecuencia de la señal sísmica.
- Su ancho de banda.
- El intervalo de velocidad de las rocas de interés.
- El contraste de impedancia acústica.

El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución es de un cuarto de la longitud de la onda dominante, y también es el que se relaciona con el denominado, factor de entonación o sintonía sísmica, que no es más que la interferencia constructiva o destructiva resultante de dos o más reflectores espaciados a una distancia menor a un cuarto de la longitud de onda dominante (Sheriff, 2002). Para el cálculo de la resolución vertical se aplica la siguiente ecuación:

$$Rv = \frac{\lambda}{4} = \frac{V_{int}}{4f} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Donde λ es la longitud de onda, V_{int} , la velocidad intervállica y f , la frecuencia dominante.

3.7 INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRATIGRÁFICA

La primera fase de un estudio sísmico estratigráfico de una cuenca es para delimitar las unidades genéticamente relacionadas, que son llamadas secuencias depositacionales (Mitchum et al., 1977).

El método básico para la delimitación de los límites de secuencias depositacionales, se denomina técnica del "mapeo de las terminaciones sísmicas de reflexión" (Vail et al. 1977).

3.7.1 Conceptos básicos de estratigrafía secuencial

Secuencia estratigráfica

Es el estudio de la relación de rocas dentro de un contexto cronoestratigráfico de estratos repetitivos y genéticamente relacionados limitados por superficies de erosión o no depositación, o su correlativa conformidad. La unidad fundamental de la secuencia estratigráfica es la secuencia, la cual está limitada por inconformidades y su correlativa conformidad. La primera es una superficie que separa estratos jóvenes de estratos más viejos, a lo largo del cual hay evidencia de erosión subaérea y truncación (y en algunas áreas, erosión submarina) o exposición subaérea con un *hiatus* indicado. La segunda es una superficie que separa estratos jóvenes de más viejos, a lo largo del cual no hay evidencias de erosión (subaérea o submarina) o no depositación, y a lo largo del cual no hay *hiatus* indicados. Esto incluye superficies sobre la cual hay muy baja depositación, donde períodos de tiempo geológicos están representados por depósitos delgados (Veeken, 2007)

3.7.2 Observaciones sísmico estratigráficas básicas

Veeken (2007), divide en cuatro grandes grupos las reflexiones sistemáticas que se distinguen en las secciones sísmicas:

- Reflexiones sedimentarias que representan los planos de estratificación.
- Inconformidades o discontinuidades en las características geológicas.
- Los artefactos, como difracciones, múltiples, etc.
- Reflexiones de no sedimentación (*hiatus*), al igual que los planos de falla, contactos de fluidos, etc.

Reflexiones sedimentarias: uno de los conceptos básicos de la estratigrafía sísmica es la observación de las reflexiones sedimentarias que pueden considerarse líneas de tiempo. Representan un intervalo de tiempo bastante corto de continuas condiciones de sedimentación (Veeken, 2007).

Según Veeken (2007), las reflexiones son generadas por las interfases que muestran suficiente contraste de velocidad y densidad. Esta puede ser la única separación litológica o una combinación de varias respuestas de interfases estrechamente espaciadas. Hay varias características que ayudan a describir el carácter de la reflexión de la sísmica, como configuración, continuidad, amplitud y frecuencia de las reflexiones (Tabla 3.1).

Superficie de máxima inundación (MFS): es una superficie que separa estratos jóvenes de estratos más antiguos, a través de cual hay evidencia de un abrupto incremento en la profundidad del agua. Esta profundización está comúnmente acompañada por una menor erosión submarina (pero no-erosión subaérea o facies hacia la cuenca) y no depositación, además un *hiatus* menor también puede ser indicado.

Disconformidades o inconformidades: son superficies de erosión y/o no depositación que constituyen las brechas de tiempo en el registro geológico (Dunbar y Rodgers 1962). Las Inconformidades generan reflexiones porque separan estratos con diferentes propiedades físicas, litologías y por lo tanto diferentes características de impedancia acústica. Reflexiones generadas por inconformidades representan un hiato en el registro de la sedimentación y normalmente son diacrónicos. A menudo una discordancia coincide con un cambio estructural de las unidades por encima y por debajo de la interfaz. Si este es el caso, existe un contacto angular entre las dos unidades de tiempo diferentes en ambos lados de la discordancia. Esta relación angular indica una cierta magnitud de la deformación tectónica antes de que los sedimentos jóvenes fueran depositados. La erosión provoca el truncamiento de los estratos subyacentes o unidades de tiempo (Veeken, 2007).

El análisis de las secuencias sísmicas subdivide las reflexiones en paquetes de reflexiones concordantes, las cuales están separadas por superficies de discontinuidades, definidas por terminaciones de reflexiones sistemáticas. Las terminaciones de reflexiones incluyen: truncamiento por erosión, *toplap*, *onlap* y

downlap. (Mitchum y otros; 1977). Veeken (2007) define, que si las terminaciones son hacia el tope se denominan (Figura 3.5):

- Truncación Erosional: implica la posición de un estrato y su posterior remoción a lo largo de la superficie de disconformidad.

- *Toplap*: son las terminaciones sísmicas que se interpretan como estratos que chocan contra la superficie superior de la secuencia como resultado de la no depositación.

- Concordancia: en este caso la interfaz y el substrato inferior se deforman de la misma manera. Esta geometría no necesariamente quiere decir que no hay una ausencia en tiempo entre las capas.

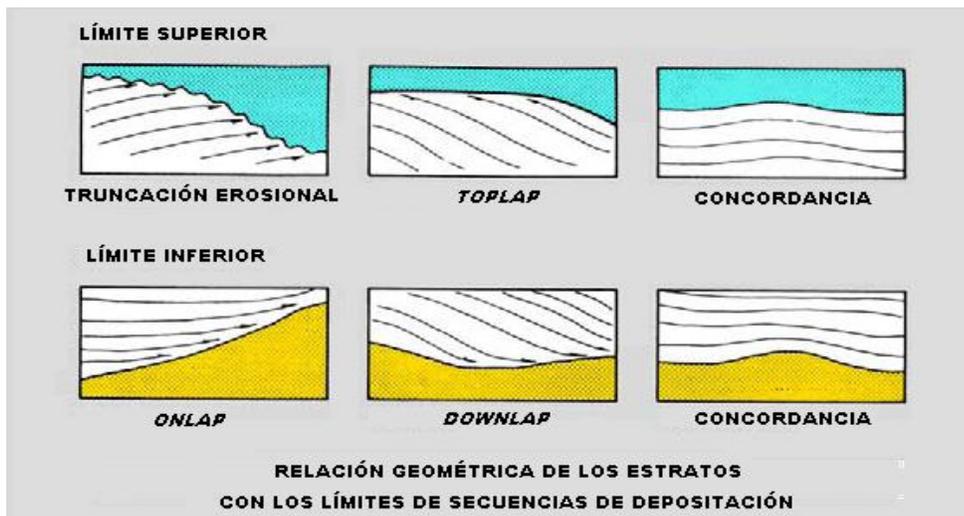


Figura 3.5. Relación geométrica de los estratos con las terminaciones sísmicas, límite superior e inferior de las secuencias de depositación (Modificado de Veeken, 2007).

Veeken, 2007 define que, si las terminaciones son hacia el tope se denominan (Figura 3.5):

- *Onlap*: relación en la cual la reflexión sísmica es interpretada, inicialmente, como un estrato horizontal que termina chocando progresivamente contra una superficie inclinada o estratos inicialmente inclinados buzamiento arriba, que terminan chocando progresivamente con una superficie de mayor inclinación.

- *Downlap*: son la relación en la cual la reflexión sísmica es interpretada inicialmente como estratos inclinados buzamiento abajo, que terminan chocando con una superficie inclinada u horizontal.

Si el *onlap* no puede ser distinguido del *downlap* es llamado *baselap*, estos casos se dan en zonas donde hay una intervención importante de eventos tectónicos que han alterado la depositación original de los estratos en las secuencias.

- *Concordancia*: en este caso los sedimentos suprayacentes muestran la deformación igual a la interfaz y la unidad subyacente. La configuración estructural de las capas en ambos lados de la discordancia, y también los patrones de reflexión interna mostrada por las unidades bajo y por encima, dan información sobre el significado tectónico y del medio ambiente de la superficie límite.

No sedimentación (hiato o *hiatus*): es un intervalo geológico de tiempo que no está representado por un estrato en una posición específica a lo largo de la superficie estratigráfica. Si el hiato comprende un intervalo de tiempo geológico significativo, la superficie estratigráfica es una disconformidad. La medición del intervalo de tiempo geológico que representan un hiato puede ser medido mediante métodos radiométricos, y son cuantificados en unidades tales como: épocas, períodos o zonas de fauna por bioestratigrafía, correlaciones de inversión paleomagnética y otros métodos (Mitchum et al., 1977).

3.7.3 Facies sísmicas

El siguiente paso en el análisis sísmico estratigráfico es la delimitación de las unidades individuales de facies sísmicas. Consisten en las zonas donde las características donde se detectan anomalías en la reflexión (Cf Sangree y Widmier 1977). Estas unidades de facies sísmicas se basan en los parámetros de la tabla 3.1

Tabla 3.1. Parámetros de reflexión sísmica y sus interpretaciones geológicas (Mitchum, *et al* 1977)

PARÁMETROS DE FACIES SÍSMICAS	INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA
Configuración de la reflexión	<ul style="list-style-type: none"> * Patrones de capas * Procesos de deposición * Erosión y paleografía * Contacto de fluidos
Continuidad de la reflexión	<ul style="list-style-type: none"> * Continuidad de capas * Procesos de depositación
Amplitud de la reflexión	<ul style="list-style-type: none"> * Contraste de velocidad-densidad * Espaciamiento entre capas * Contenido de fluidos
Frecuencia de la reflexión	<ul style="list-style-type: none"> * Espesor de capas * Contenido de fluidos
Velocidad intervállica	<ul style="list-style-type: none"> * Estimación de litología * Estimación de porosidad
	<ul style="list-style-type: none"> * Contenido de fluidos
Forma externa y asociación areal de las unidades de facies sísmicas	<ul style="list-style-type: none"> * Ambiente de depositación * Fuente de sedimentos

La configuración de las reflexiones sísmicas, son uno de los patrones más representativos y más utilizados durante el análisis de facies sísmicas, esto es debido a que dichas configuraciones están asociadas a los patrones geométricos de la disposición de los estratos dentro de una unidad estratigráfica, éstos son principalmente indicadores de procesos de depositación y movimientos estructurales posteriores.

Configuración de reflexiones internas: varias configuraciones principales de reflexión son reconocidas. Cada una de ellas son interpretadas en términos de sedimentación, medio ambiente y la distribución de litofacies. Así se distinguen

principalmente las geometrías, paralelas o sub paralelas, divergentes y cliniformos. Las configuraciones cliniformos a su vez se subdividen en sigmoides, paralelo-oblicuo, complejo sigmoide-oblicuo, *shingled* y *hummocky* (Mitchum et al. 1977). En la figura 3.6 se representan gráficamente las siguientes configuraciones de reflexiones definidas por Veeken (2007):

- Configuración paralela y subparalela: indica condiciones uniformes de sedimentación para un relleno o una secuencia en la parte superior de un sustrato subsidente. Subdivisiones dentro de esta configuración se realizan sobre la base de la continuidad, amplitud y la frecuencia de las reflexiones. Sugiere una estabilidad tectónica del talud y una tasa de depositación estable.

- Configuración divergente: se encuentran en cuerpos de sedimentos en forma de cuña, donde el espesor de sedimento es asimétrico. Existen importantes variaciones laterales de espesor. Estas geometrías pueden deberse a variaciones en las tasas de sedimentación, subsidencia y/o efectos de soterramiento (diferencial de compactación). La geometría divergente sugiere variaciones laterales en la tasa de depositación.

- Cliniformos o *foresets*: se originan en los sistemas progradacionales de talud en cuerpos permanentes de agua. La forma y el ángulo de reposo del sedimento en estos sistemas están influenciados por composición del material depositado, tipo de sedimentación y cantidad de aporte de sedimentos, la salinidad del agua, profundidad del agua, nivel de energía del medio ambiente de depositación, posición del nivel del mar (estrechamente relacionada con el perfil del nivel base) y la tasa de sedimentación.

- Configuración caótica: están compuestas por reflexiones discontinuas, discordantes, de amplitud y frecuencia variable. El carácter discontinuo sugiere una muy desordenada organización interna de los depósitos. Se dá en todo tipo de ambientes depositacionales y puede representar, canales que se llenan en forma de abanico proximal, lutitas sobrepresionadas y depósitos de sal móviles entre otros.

- Configuración de reflexiones libres: las zonas de libre reflexión coinciden con zonas donde contrastes de impedancia acústica son débiles o no existen. Esta implica una litología abrupta y no homogénea, que pueden ser pizarras, calizas gruesas, arenas e incluso cuerpos ígneos.

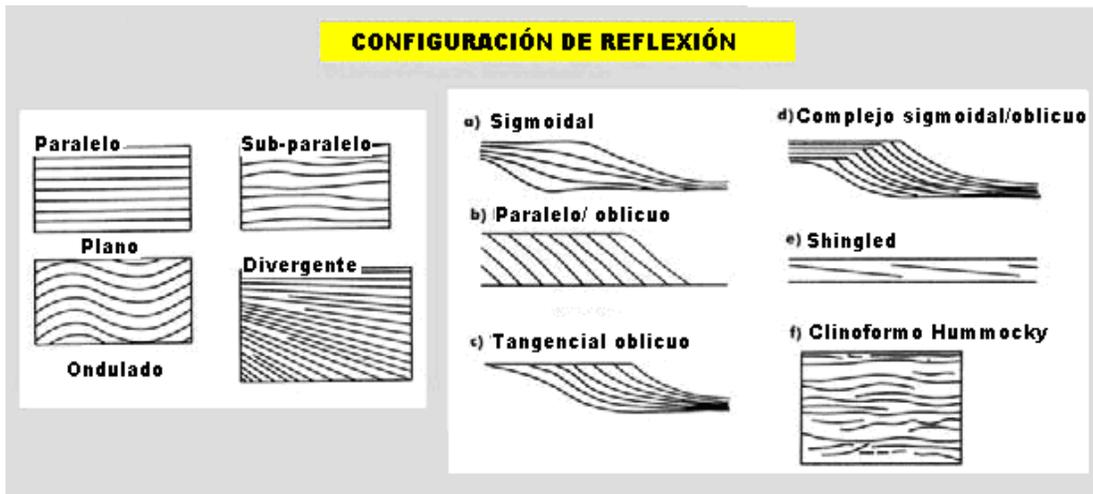


Figura 3.6. Representación gráfica de la configuración de reflexiones internas (Modificado de Veeken, 2007).

3.8 AMBIENTE SEDIMENTARIO

Un medio ambiente o sistema sedimentario, es una parte de la superficie terrestre que física, química y biológicamente es distinta de las áreas adyacentes. Una definición amplia del medio sedimentario es la de lugar de la superficie terrestre en la que se realizan procesos sedimentarios que pueden individualizarse de zonas limítrofes por sus características físicas, químicas y biológicas que van también a determinar las propiedades del sedimento (Malandrino, 2007)

Al definir y reconstruir ambientes sedimentarios antiguos, resulta útil tener en cuenta los tipos de ambientes o medios sedimentarios presentes actualmente en la corteza terrestre, en la cual se reconoce las siguientes categorías: continentales, transicionales y marinos, debido al tipo e intensidad de los procesos sedimentarios que los controlan (Malandrino, 2007). En este estudio se hará referencia a ambientes transicionales.

3.8.1 Ambiente transicional

La costa es la zona limítrofe entre el continente y el mar. Si se analiza, desde el punto de vista geológico, el área ocupada por el mar, es fácil observar que existe una zona cercana a la costa, cambiante con el tiempo, que esta sujeta a las transgresiones y regresiones marinas. Por lo tanto será una zona fluctuante, que unas veces pertenecerá al dominio continental y otras al dominio marino. A esta zona se la denomina de transición y los medios sedimentarios en ella ubicados se les engloban bajo el denominativo de medios de transición (Veeken, 2007):

- Ambientes deltáicos: llanura deltáica, barras de desembocadura, lomas playeras e islas del margen deltáico, frente deltáico y prodelta.
- Ambientes proximocostero: islas de barrera, lagunas (lagoon) y bahías, deltas de mareas, llanuras y canales de marea, playas abandonadas y llanuras fangocosteras.

Costas con dominio del oleaje

En las costas dominadas por el oleaje la arena es transportada paralelamente a la costa por la acción de la deriva litoral, formándose las playas de costa firme, y los cordones litorales (isla de barrera) con sus correspondientes lagunas litorales (Figura 3.7). Este modelo de costa está sometido también a la acción de la marea, pero en muy baja intensidad, ya que se trata de un ambiente micromareal (amplitud de la marea menor que dos metros). Por lo tanto, las llanuras de marea que se forman en las lagunas litorales serán de muy poca extensión. En lo que respecta al modelo geomorfológico, una playa, ya sea de costa firme o de cordón litoral, puede dividirse en los subambientes de playa alta, playa baja, anteplaya y dunas (Malandrino, 2007).

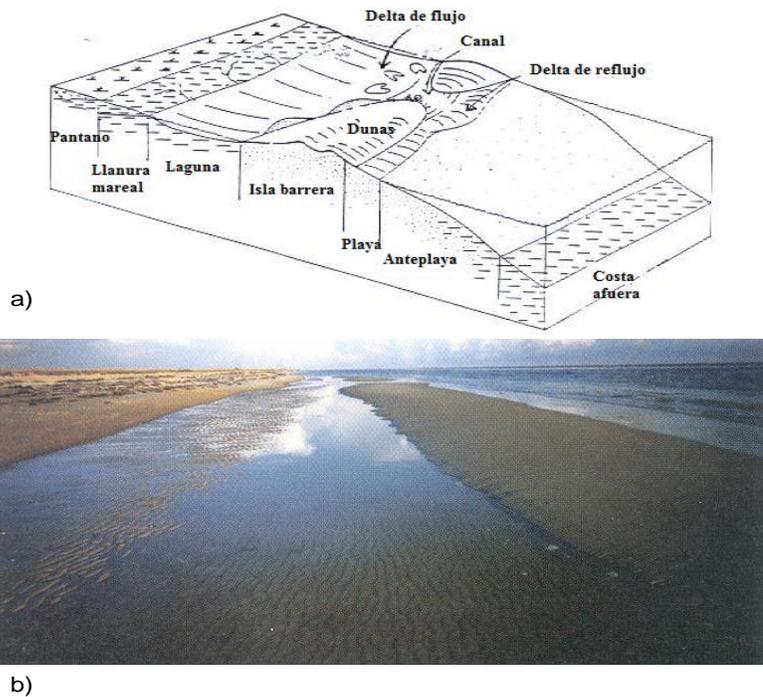


Figura 3.7. a) Modelo de isla de barrera, con los ambientes asociados a ella y b) vista real de una isla de barrera (Modificado de Malandrino, 2007).

3.9 ATRIBUTOS SÍSMICOS

Según Chen y Sidney (1997), los atributos sísmicos 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).

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, 1997):

- 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.

- 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.

3.9.1 Clasificación de atributos

Diversos autores proponen clasificaciones para los diferentes tipos de atributos. Taner, Koehler y Sheriff (1977) describen los atributos instantáneos que resultan del análisis de la traza sísmica compleja. Brown (2001) establece cuatro categorías de atributos sísmicos basadas en estimaciones de tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación, proponiendo la clasificación *pre-stack* (pre-apilado) y *post-stack* (pos-apilados). Taner *et al.* (2001), 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).

Para este estudio se usaron los atributos de traza compleja y adicionalmente se realizó un atributo geométrico.

Atributos de la traza compleja

Estos atributos, 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 componente real e imaginaria. Sólo la componente real es detectada y visualizada, (Taner et al, 1979).

Son operaciones matemáticas aplicadas a las trazas sísmicas. Son calculados atributos de cada traza independientemente de las demás. Estos pueden ser (Paradigm Company, 2006).

- Envolvente de la señal: es calculado a partir de la traza compleja por la ecuación 6

$$E(t) = \sqrt{T^2(t) + H^2(t)} \quad \text{Ecuación (6)}$$

La envolvente de la señal sísmica tiene una frecuencia baja aparente y únicamente amplitudes positivas. A menudo se resaltan características sísmicas principales. Este atributo representa la energía instantánea de la señal y es proporcional a la magnitud del coeficiente de reflexión. Es útil para resaltar discontinuidades, cambios en la litología, fallas, cambios en la depositación y límites de secuencia, además, permite seleccionar paquetes de amplitudes.

- Polaridad aparente: es calculado asignando un signo (+/-) a la traza envolvente $E(t)$. El signo comienza desde la traza sísmica original $T(t)$. El proceso de asignar dicha polaridad es el siguiente: primero la traza envolvente $E(t)$ es analizada para todos los puntos máximos y mínimos. El punto máximo se asigna a la envolvente hasta alcanzar el mínimo. La polaridad aparente es definida como la señal de la traza real donde la amplitud instantánea de la traza tiene un máximo local. La misma está relacionada principalmente con la identificación de acumulaciones de gas y cambios estratigráficos.

- Frecuencia instantánea: es el tiempo derivado de la fase, la tasa de cambio de fase, está definida por la siguiente ecuación (Ecuación 7)

$$F(t) = \frac{d(\phi(t))}{dt} \quad \text{Ecuación (7)}$$

Este atributo representa la amplitud media de la onda. Es útil para indicar espesores de capas y parámetros litológicos.

- Fase instantánea: está representada por la ecuación 8

$$\phi(t) = \arctan \left| \frac{H(t)}{T(t)} \right| \quad \text{Ecuación (8)}$$

La traza sísmica $T(t)$ y la transformada de Hilbert $H(t)$ están relacionadas con la envolvente $E(t)$ y la frecuencia instantánea $\phi(t)$, por la siguiente relación (Ecuación 9 y 10):

$$T(t) = E(t) \cos(\phi(t)) \quad \text{Ecuación (9)}$$

$$H(t) = E(t)\text{sen}(\varnothing(t)) \quad \text{Ecuación (10)}$$

La fase instantánea es medida en grados $(-\pi, \pi)$. Esta es independiente de la amplitud y muestra continuidades y discontinuidades de eventos. La fase a lo largo del horizonte no debe cambiar, en principio, los cambios pueden deberse a problemas de interpretación o si la capa cambia lateralmente.

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

- Mejor indicador de continuidad lateral.
- Puede detectar y calibrar efectos de entonamiento de capa delgada.
- Muestran rasgos depositacionales tales como acuñamientos (*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.

- Coseno instantáneo de la fase: Es independiente de la amplitud, muestra capas de estratos diferentes muy bien. Este atributo es más suave que el de fase y por tanto es útil para procesos de clasificación automática.

- Frecuencia dominante: se calcula muestra por muestra. Es usado el valor de la frecuencia que corresponde a la máxima amplitud en el espectro.

- Amplitud absoluta integrada: calcula la suma continua de los valores absolutos de las muestras de la traza. Se le puede aplicar un filtro corte bajo, si el valor del filtro de corte es cero, entonces no se aplica.

- Impedancia acústica relativa: este atributo calcula la suma acumulada de la traza en la que el filtro corte bajo es aplicado, para eliminar ruido y reflexiones múltiples (si el valor del filtro de corte bajo es cero, entonces no se aplica).

Atributos geométricos

Los atributos geométricos son también usados para interpretación estratigráfica puesto que definen eventos característicos y sus relaciones espaciales, y pueden ser usados para cuantificar características que directamente asistan en el reconocimiento

de patrones deposicionales, y la litología relacionada (*Stratimagic Reference Manual*).

.- Discontinuidad: es un atributo geométrico que mide las variaciones laterales en los datos. El atributo de discontinuidad está diseñado para enfatizar eventos discontinuos tales como fallas (*Stratimagic Reference Manual*).

3.10 REDES NEURONALES

Al igual que con la inteligencia artificial, existen multitud de definiciones para las redes neuronales. Algunas de ellas son (Asencio y Bowen, 2009):

- Una nueva forma de computación, inspirada en modelos biológicos.
- Un modelo matemático compuesto por un gran número de elementos procesales organizados en niveles.
- Redes interconectadas masivamente en paralelo de elementos simples (usualmente adaptativos) y con organización jerárquica, las cuales intentan interactuar con los objetos del mundo real del mismo modo que lo hace el sistema nervioso biológico.

3.10.1 Ventajas

Debido a que presentan un gran número de características similares a las del cerebro humano, las redes neuronales son capaces de aprender de la experiencia, de abstraer características esenciales a partir de entradas que presentan información irrelevante, de generalizar casos anteriores a nuevos casos, etc. Todo esto permite su aplicación en un gran número de áreas muy diferenciadas. Las principales ventajas que representan son (Asencio y Bowen, 2009):

- Aprendizaje adaptativo: capacidad de aprender a realizar tareas basadas en un entrenamiento o en una experiencia inicial.
- Auto-organización: una red neuronal puede crear su propia organización o representación de la información que recibe mediante una etapa de aprendizaje.

- Tolerancia a fallos: la destrucción parcial de una red conduce a una degradación de su estructura; sin embargo, algunas capacidades de la red se pueden retener, incluso sufriendo un gran daño.

- Operación en tiempo real: los cálculos neuronales pueden ser realizados en paralelo; para esto se diseñan y fabrican máquinas con hardware especial para obtener esta capacidad.

- Fácil inserción dentro de la tecnología

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, magnetoteléfrica, 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).

3.10.2 Clasificación

Para la clasificación de las redes neuronales vamos a seguir dos tipos de aplicaciones (Asencio y Bowen, 2009):

- Según su arquitectura

- Según el aprendizaje

Según su arquitectura

La arquitectura de una red consiste en la disposición y conexión de las neuronas. Podemos distinguir en una red, el número y el tipo capas, que pueden ser ocultas o visibles, de entrada o de salida y la direccionalidad de las conexiones de las neuronas.

Se clasifican en:

- Redes monocapa: cuentan con una capa de neuronas, que intercambia señales con el exterior y que constituyen a un tiempo la entrada y la salida del sistema. Una de las redes más representativas de este modelo es la red de Hopfield, que ha tenido una gran influencia en el desarrollo posterior de redes neuronales (Figura 3.8 a)
- Redes multicapa: están formadas por dos o más capas de neuronas conectadas entre ellas (Figura 3.8 b)

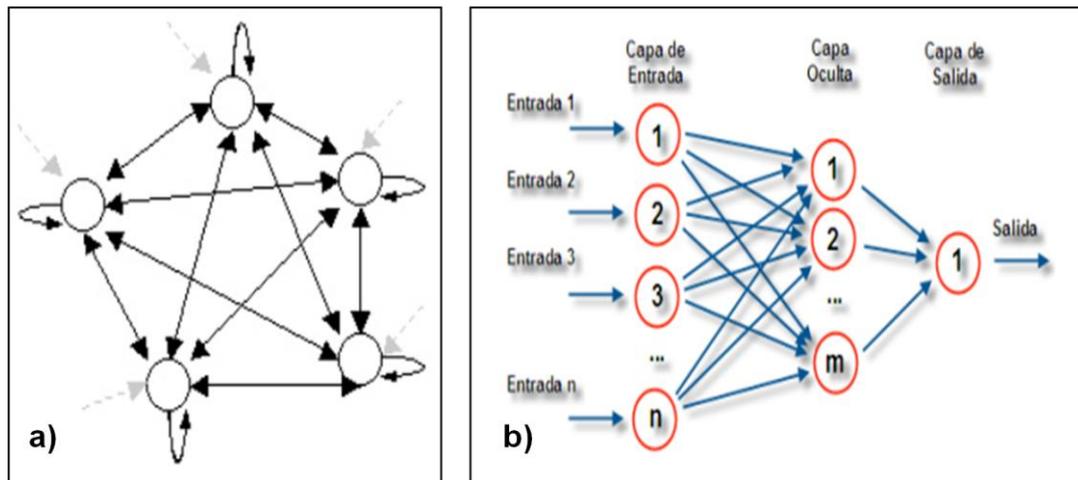


Figura 3.8. a) Arquitectura de una red de Hopfield, b) Arquitectura de una red multicapa.

Según su aprendizaje

El aprendizaje se basa en el entrenamiento de la red con patrones. El proceso de aprendizaje se basa en que la red ejecute los patrones de forma iterativa hasta que se muestren respuestas satisfactorias. Es decir, los pesos sinápticos se ajustan para dar respuestas óptimas para el conjunto de patrones de entrenamiento. Podemos distinguir tres tipos de aprendizaje:

- Aprendizaje supervisado: la red dispone de los patrones de entrada y de salida que queremos obtener para esa entrada, y en función de ellos se modifican los pesos de las sinapsis para ajustar la entrada a la salida.

- Aprendizaje no supervisado: consiste en no proporcionar a la red los patrones de salida, sino sólo los de entrada y dejar que la red los clasifique en función de características comunes que encuentre entre ellos.
- Aprendizaje híbrido: no se proporcionan los patrones del objetivo, sino que sólo se dice si la respuesta acierta o falla ante un patrón de entrada.

3.9.3 Aplicaciones

- Son capaces de determinar relaciones no lineales entre un conjunto de datos, asociando patrones de entrada o salidas correspondientes.
- Los tipos de aprendizaje disponibles pueden utilizarse para tareas de predicción y clasificación.
- Los modelos supervisados y no supervisados pueden ser aplicados para extraer y cancelar ruido de las señales.
- Una vez que la red ha sido entrenada y probada puede adaptarse por sí misma a los cambios.
- Una aproximación basada en redes neuronales artificiales puede aprender los modelos específicos de cada sistema de red y proporcionar aproximaciones aceptables de los sistemas.

3.11 MÉTODO JERÁRQUICO. Análisis de componentes principales (PCA)

El método jerárquico se puede utilizar para todos los tipos de datos. Es un método de agrupamiento basado en un enfoque de aglomeración, aplicada sobre muestras (bloques), mapas, trazas y multi - trazas, este enfoque genera mapas o volúmenes de facies sísmicas. Un volumen de facies se considera como un nuevo atributo sísmico 3D. Este proceso de clasificación se basa en las variaciones de los atributos sísmicos para cada muestra con la finalidad de crear un volumen de facies sísmicas que mejor describa variaciones laterales y verticales en el intervalo de interés (Paradigm Company, 2006)

La clasificación de facies sísmicas por este método, corresponde al análisis de los datos de entrada de un gráfico cruzado a N dimensiones (N atributos sísmicos) y se desarrolla en dos pasos (PDVSA Exploración y Producción 2007):

- 1-. La caracterización de la población en clases distintas y la definición de cada clase.
- 2-. La asignación de cada muestra a una clase basada sobre la distancia al baricentro, cada clase está asociada a un color y un número.

El método jerárquico toma en cuenta la topología de los datos de entrada y permite tener una relación lógica entre cada clase o muestra (PDVSA Exploración y Producción 2007). Durante la aplicación del método puede realizarse un análisis de componentes principales para descartar información redundante.

3.11.1 Análisis de componentes principales (ACP) o sus siglas en inglés PCA (*principal components analysis*)

Utilizando ACP, podemos encontrar las direcciones en datos con la mayor variación y reducir la dimensionalidad de un gran conjunto de datos con variables interrelacionadas sin pérdida considerable de información (Jolliffe 2002).

El análisis de componentes principales se reduce a un valor propio-vector propio (eigenvalue-eigenvector), de la covarianza o matriz de correlación de las variables de observación inicial. Dependiendo si las variables se registran en la misma unidad, será necesario normalizar los datos que figuran para preservar la correlación intrínseca entre las variables. El valor propio-vector propio se puede considerar como una representación de la dispersión de los datos usando una envolvente que encierra los puntos de observación, la forma de la envolvente será dada por la correlación entre los puntos de datos (Brito, 2010).

En casos reales generalmente se encuentra que hay una correlación distinta de cero entre las variables de interés, por lo tanto, la propagación puede ser mejor descrita por una elipse con dimensionalidad igual al número de atributos que se utilicen como datos de entrada. La ortogonalidad intrínseca entre los vectores propios implica una rotación de los ejes iniciales a un nuevo sistema de referencia en el que al menos uno

de los nuevos ejes, representan mayor variación del conjunto de datos de cualquiera de los variables iniciales, en estos términos el nuevo sistema será más eficiente para la varianza de los datos originales (Brito, 2010).

En la figura 3.9 se muestra la dirección preferencial de los datos de entrada, los cuales son proyectados en un vector con la misma dirección, reduciendo una de las dimensiones. La primera componente corresponde a la dirección de tendencia primera de los objetivos proyectados a lo largo de ese vector. La segunda componente representa las otras direcciones ortogonales, de las cuales se debe de elegir las tendencias más representativas (PDVSA Exploración y Producción, 2007).

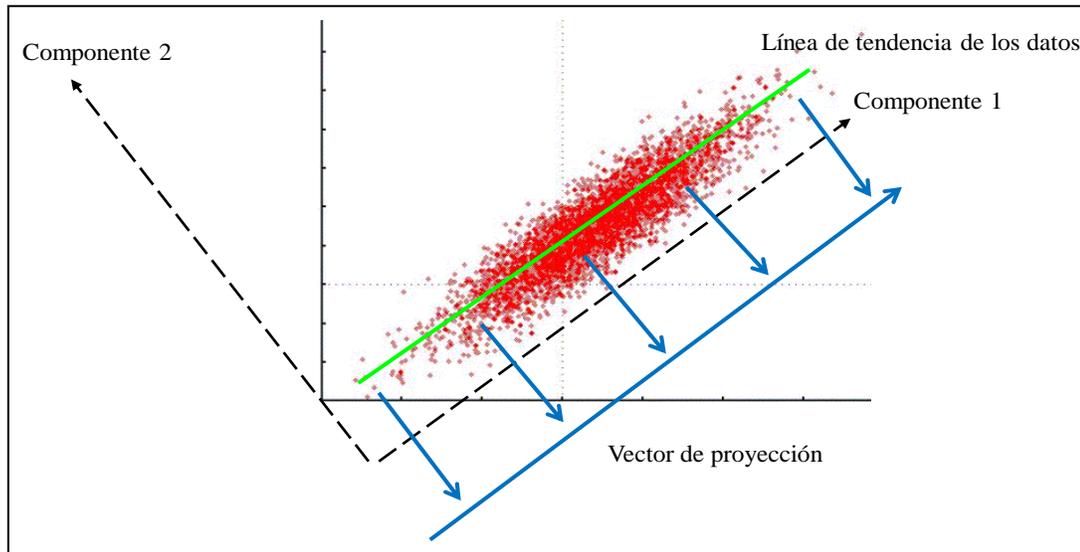


Figura 3.9. Representación gráfica 2D del proceso de transformación y reducción de la dimensión de los datos de entrada (espacio de N atributos). (Modificado de PDVSA Exploración y Producción, 2007)

Eigenvalues o valores propios

En álgebra lineal, los autovectores de un operador lineal son los vectores no nulos que cuando son transformados por el operador, dan lugar a un múltiplo escalar de sí mismos, con lo que no cambian su dirección. Este escalar es el valor propio de un vector propio. Es el factor de escala por el que ha sido multiplicado. Vectores propios

diferentes de cero pertenecientes a valores propios diferentes son linealmente independientes (Lipschutz, 1984).

3.12 INVERSIÓN SÍSMICA

El proceso de inversión, como su nombre lo indica, puede ser considerado como la inversa del modelado directo, al que a veces se alude simplemente como modelado. El modelado directo comienza con un modelo de las propiedades del subsuelo, luego simula matemáticamente un experimento o proceso físico, por ejemplo, electromagnético, acústico, nuclear, químico u óptico, en el modelo del subsuelo, y finalmente provee como salida una respuesta modelada. Si el modelo y los supuestos son precisos, la respuesta modelada se asemeja a los datos reales. La inversión hace lo inverso: comienza con datos medidos reales, aplica una operación que retrocede a través del experimento físico, y produce un modelo del subsuelo. Si la inversión se realiza correctamente, el modelo del subsuelo se asemeja al subsuelo real (Barclay *et al.*, 2008).

El proceso de inversión es utilizado por muchas disciplinas de exploración y producción que puede aplicarse en una amplia gama de escala, con niveles de complejidad variables (Barclay *et al.*, 2008):

- Cálculo de perfiles de invasión de los fluidos del pozo a partir de los registros de inducción evaluación de la calidad de la adherencia del cemento utilizando registros ultrasónicos.
- Extracción de las litologías de las capas y las saturaciones de fluidos a partir de mediciones de registros múltiples.
- Interpretación de volúmenes de gas, petróleo y agua utilizando registros de producción.
- Inferencia de la permeabilidad y los límites del yacimiento derivados de los datos de presiones transitorias.
- Cartografiado de los frentes de fluidos a partir de mediciones electromagnéticas entre pozos.

- Integración de las mediciones electromagnéticas y sísmicas para una delineación mejorada de los sedimentos subsalinos.

Los especialistas en sísmica de exploración y producción utilizan diferentes tipos de inversión (inversión de la velocidad e inversión de la amplitud) para resolver determinados tipos de problemas. El primer tipo de inversión, la inversión de la velocidad, a veces aludido como inversión del tiempo de tránsito, se utiliza para la generación de imágenes en escala de profundidad. Utilizando trazas sísmicas en localizaciones ampliamente espaciadas, este tipo de inversión genera un modelo de velocidad-profundidad del subsuelo, que se ajusta a los tiempos de llegada registrados de las ondas sísmicas. El resultado es un modelo de velocidad-profundidad relativamente grueso, que se extiende a lo largo de varios kilómetros de profundidad, y quizás cientos de kilómetros de longitud y ancho. El segundo tipo de inversión, la inversión de la amplitud. Este método utiliza el tiempo de llegada y la amplitud de las ondas sísmicas reflejadas en cada punto de reflexión, para resolver las impedancias relativas de las formaciones limitadas por los reflectores de los que se generan imágenes (Barclay *et al.*, 2008).

3.12.1 Inversión de la amplitud

Esta inversión, que se conoce como inversión sísmica para la caracterización de yacimientos, lee entre las líneas, o entre las interfases reflectoras, para generar modelos detallados de las propiedades de las rocas (Barclay *et al.*, 2008).

En principio, el primer paso en la inversión sísmica basada en modelos (el modelado directo) (Figura 3.10), comienza a partir de un modelo de capas con las profundidades, espesores, densidades y velocidades estimadas de las formaciones a partir de los registros de pozos. El modelo más simple, que involucra solamente las velocidades (V_p) de las ondas compresionales (ondas P) y la densidad, puede ser utilizado para obtener por inversión la impedancia acústica o de ondas P . Los modelos que incluyen las velocidades de ondas de corte (ondas S) (V_s) pueden resolver la impedancia elástica o de ondas S . El modelo simple se combina con un

pulso sísmico para crear una traza sísmica modelada denominada traza sintética (Barclay *et al.*, 2008).

El proceso de inversión toma una traza sísmica real, remueve el pulso sísmico, y crea un modelo del subsuelo para esa localización de traza. Para llegar al modelo de mejor ajuste, la mayoría de las rutinas de inversión efectúan iteraciones entre el modelado directo y la inversión, procurando minimizar la diferencia entre la traza sintética y los datos (Figura 3.10) (Barclay F *et al.*, 2008).

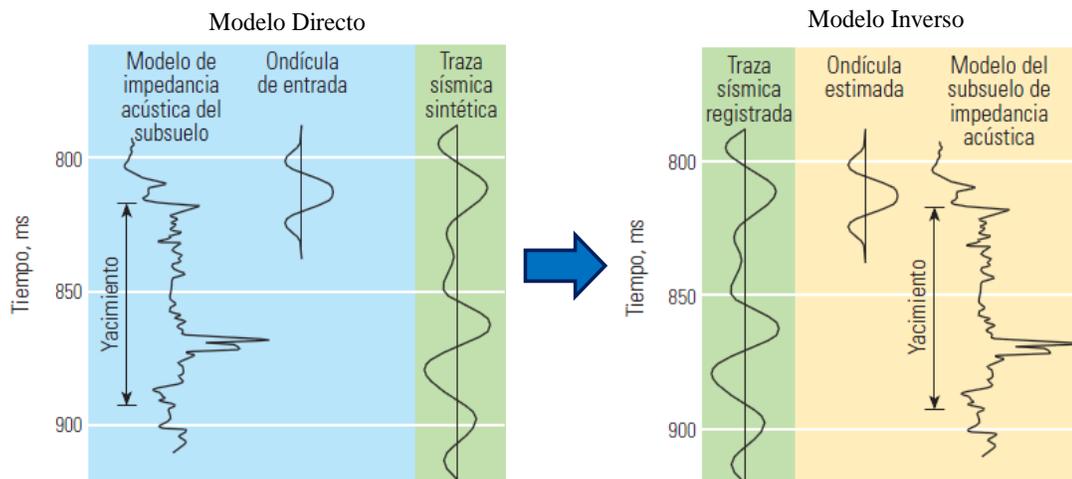


Figura 3.10. Modelo de inversión. Representación gráfica del modelo directo e inverso (Modificado de Barclay *et al.*, 2008).

En la práctica, cada uno de estos pasos puede ser muy complicado y depender del tipo de datos sísmicos que se están invirtiendo. En relación con los datos de incidencia vertical, la creación del modelo inicial requiere mediciones de la densidad volumétrica obtenidas de los registros de densidad, y velocidades compresionales obtenidas de los registros sónicos, que cubran en ambos casos el intervalo a invertir. Desafortunadamente, los registros necesarios a menudo son adquiridos sólo a través del yacimiento. En ausencia de registros sónicos, los levantamientos sísmicos de pozo, perfiles sísmicos verticales (VSP), pueden proveer las velocidades promedio a través del intervalo requerido. Si no se dispone de datos de velocidad de pozo, las velocidades obtenidas mediante la inversión del tiempo de tránsito pueden servir como sustituto (Barclay F *et al.*, 2008).

Los datos de densidad faltantes pueden ser estimados a partir de relaciones empíricas. En lo que respecta a los datos de incidencia no vertical, el modelo debe incluir tanto las velocidades de las ondas S como las velocidades de las ondas P (Barclay *et al.*, 2008).

Para la inversión convencional de los datos de incidencia vertical, el modelo de densidad-velocidad se convierte entonces en un modelo de reflectividad. La reflectividad, es la relación entre la amplitud de la onda reflejada y la amplitud de la onda incidente, es el parámetro que gobierna los cambios guiados por las reflexiones en las amplitudes de las ondas sísmicas de incidencia normal. Este parámetro se relaciona con las densidades y las velocidades presentes a cada lado de una interfase, a través del contraste de impedancia acústica; la reflectividad es la relación entre la diferencia en las impedancias acústicas y su suma. El modelo de reflectividad resultante en escala de profundidad, es convertido en un modelo en escala de tiempo a través de las velocidades. La combinación del modelo en escala de tiempo con un pulso sísmico crea una traza sintética (Barclay *et al.*, 2008).

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 REVISIÓN Y RECOPIACIÓN DE DATOS

Durante la elaboración de todo proyecto de investigación se requiere una revisión bibliográfica previa del objetivo en estudio. Esta recopilación consta de informes técnicos, *papers* y todo tipo de documentos relacionados con el área. En esta fase de la metodología se recopiló todo lo referente a información geológica, geofísica, petrofísica y de yacimiento de la zona en estudio. La recopilación de los datos se llevó a cabo mediante la revisión del informe de Fase I del estudio integrado de los yacimientos pertenecientes a los Campos Franquera, Moporo, la Ceiba, San Lorenzo, área 8 norte y Tomoporo Tradicional (2012) y demás informes técnicos realizados en el área. Por otra parte, mediante la revisión de la base de datos de *Openworks*, se obtuvo la información disponible de pozos con sus respectivos registros y la sísmica para el Campo Franquera. Es importante destacar que en correspondencia con los trabajos homologados en la Gerencia de Estudios Integrados (EEII) la Fase I en la construcción de un modelo estático–dinámico corresponde a la recopilación e inventario de toda la información disponible durante los años de vida productiva de los yacimientos, con la finalidad de evaluar y hacer un diagnóstico de la calidad y cantidad de los datos.

4.2 BASE DE DATOS GEOLÓGICOS Y GEOFÍSICOS

4.2.1 Datos sísmicos

Para este estudio fue utilizado el cubo sísmico tomsur3d, ubicado en la base de datos de *OpenWorks*, el cual es el resultado de la adquisición del levantamiento sísmico Tomoporo Sur 3D 97. Dicho levantamiento estuvo compuesto por nueve bandas o *swaths*. Debido a problemas de permisología en la parte oeste del *swath* 7 (figura 4.1 a) no se pudo realizar el programa de disparos de acuerdo al diseño del prospecto Tomoporo Sur 3D 97, por lo que se añadió, el prospecto Tomoporo Norte 3D 92 (*swath* 01), para utilizar ambos datos y compensar los espacios no disparados en el

prospecto original. (Figura 4.1 a). El cubo resultante es denominado en la base de datos como tonsur3d (Figura 4.1 b). Adicionalmente, el área cuenta con un cubo de inversión sísmica generado a partir del cubo tonsur3d por la compañía Fugro-Jason en el año 2006.

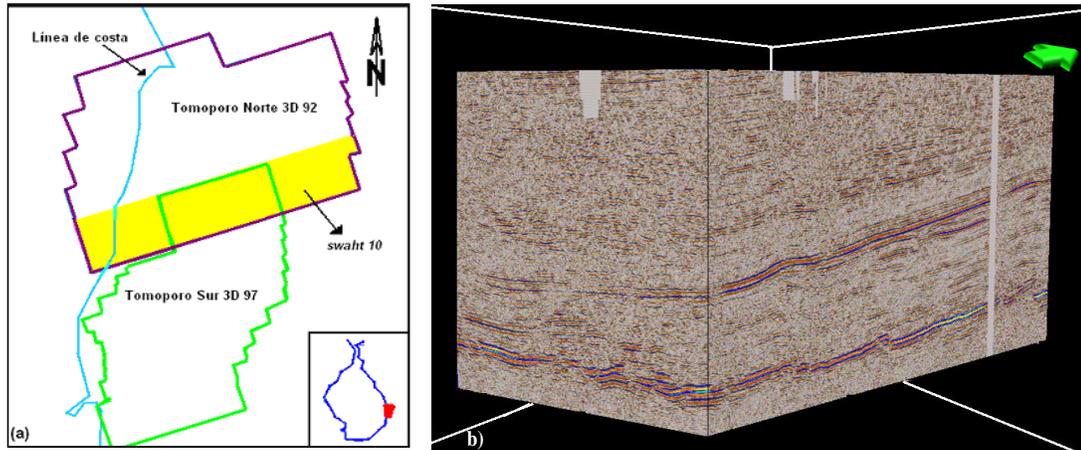


Figura 4.1. Cubo sísmico tonsur3d. a) Polígonos de adquisición Tomoporo Norte 3D 92 y Tomoporo Sur 3D 97. b) Visualización en 3D del cubo sísmico.

Parámetros de adquisición

- Cubo sísmico Tomoporo Sur 3D 97

La adquisición del levantamiento Tomoporo Sur 3D 97 fue a finales del año 1997, por la empresa Suelopetrol, C.A., teniendo un área aproximada de 100 kilómetros cuadrados. Las líneas receptoras o de geófonos se orientan con una dirección SO-NE. La distancia entre líneas receptoras se fijó en 540 metros, mientras que la distancia entre las estaciones fue de 60 metros. La primera línea receptora lleva como identificación el número 5035, esta identificación incrementa 18 unidades para cada línea receptora hasta la línea 5395, dando un total de 29 líneas receptoras. El patrón respectivo consideró un total de 720 canales activos. Las líneas de disparos tienen un rumbo NO-SE y son identificadas con el número 999 para la primera, con un incremento de 12 unidades por cada nueva línea hasta la 1551. Se trazaron un total de 36 líneas de disparo con una distancia entre ellas de 720 metros. La distancia entre puntos de disparos fue de 60 metros. La malla o *grid* se definió sobre una superficie

que cubrió totalmente el levantamiento sísmico. En el caso de este proyecto el diseño de las *inlines* se encuentran enumeradas entre 4900-5800 y las *crosslines* entre 900-1800. En la tabla 4.1, se observan los parámetros tanto de fuente como de receptores y grabación.

Tabla 4.1. Parámetros de adquisición cubo sísmico Tomoporo Sur 3D 97

Parámetros de Adquisición Tomoporo Sur 3D 97						
Área	Distancia entre fuentes	Distancia entre receptores	Distancia entre líneas fuentes	Distancia entre líneas receptoras	Cobertura	Azimet líneas receptoras
100 km ²	60 m	60 m	720 m	540 m	3000%	71°30'
Parámetros de Fuentes						
	Tipo de fuente	Profundidad	Volumen del arreglo			
	Explosivos	3 m	6 pozos con 500 g y 3 con 1000 g			
Parámetros de Receptores y Grabación						
	Tipo de receptores	Instrumento de grabación	Filtro bajo	Filtro alto	Ganancia fija	
	Geófonos SM-4 UB	I/O System 2, MRX, 24 bits	Fuera	187.5 Hz	48 db	

Cubo sísmico Tomoporo Norte 3D 92

La adquisición del levantamiento Tomoporo Norte 3D 92 fue realizada en el mes de abril de 1992 por la Western Geophysical de Venezuela, C.A y tiene un área aproximada de 180 km². Las líneas receptoras o de geófonos se orientaron con un azimet de 71°30', comenzando con la línea 2001 en el sur hasta la 2407 en el norte, ubicándose en forma ascendente espaciada cada 14 estacas, 420 metros comenzando con la estaca 1002 en el oeste hasta la 1688 hacia el este. El estacado para las líneas de disparo fue de 60 metros y numeradas en orden par, formando de este modo grupos o cuadrículas de 480 metros por 420 metros. La selección de la línea sísmica depende de la longitud o conformación del *swath*, la cual representó la configuración

de un conjunto de líneas de disparos de 84 puntos de tiro con seis (6) líneas receptoras. (Tabla 4.2)

Tabla 4.2. Parámetros de adquisición cubo sísmico Tomoporo Norte 3D 92

Parámetros de adquisición Tomoporo Norte 3D 92						
Área	Distancia entre fuentes	Distancia entre receptores	Distancia entre líneas fuentes	Distancia entre líneas receptoras	Cobertura	Azimut líneas receptoras
180 km ²	60 m	60 m	480 m	420 m	3000%	71°30'
Parámetros de fuentes						
Tipo de fuente	Profundidad	Volumen del arreglo en tierra	Volumen del arreglo en lago	Tipo de fuente en lago	Presión de trabajo	
Explosivos	2 m	6 pozos con 300 g	520 cu.in	<i>Airguns</i> ND	1800 psi	
Parámetros de receptores y grabación						
	Tipo de receptores	Instrumento de grabación	Filtro bajo	Filtro alto	Ganancia fija	
	Geófonos LRS 1011 y 1016 Hidrófonos LRS 2512	Sercel 368 E	Fuera	178 Hz @ 63dB/oct	42 dB	

Secuencia de procesamiento

El procesamiento del proyecto Tomoporo Sur 3D 97, fue llevado a cabo por PGS Tensor Geofísica C.A, durante el período comprendido entre abril y julio de 1998. Para realizar el procesamiento se utilizaron dos proyectos sísmicos, el Tomoporo Sur 3D 97 y el Tomoporo Norte 3D 92, de este último se utilizó sólo la banda o *swath* 01 que para efectos de procesamiento fue denominada *swath* 10. En total se procesaron 10 bandas o *swath*, abarcando un área aproximada de 200 km².

En la figura 4.2, se observa la secuencia de procesamiento aplicada al proyecto tomsur3d.

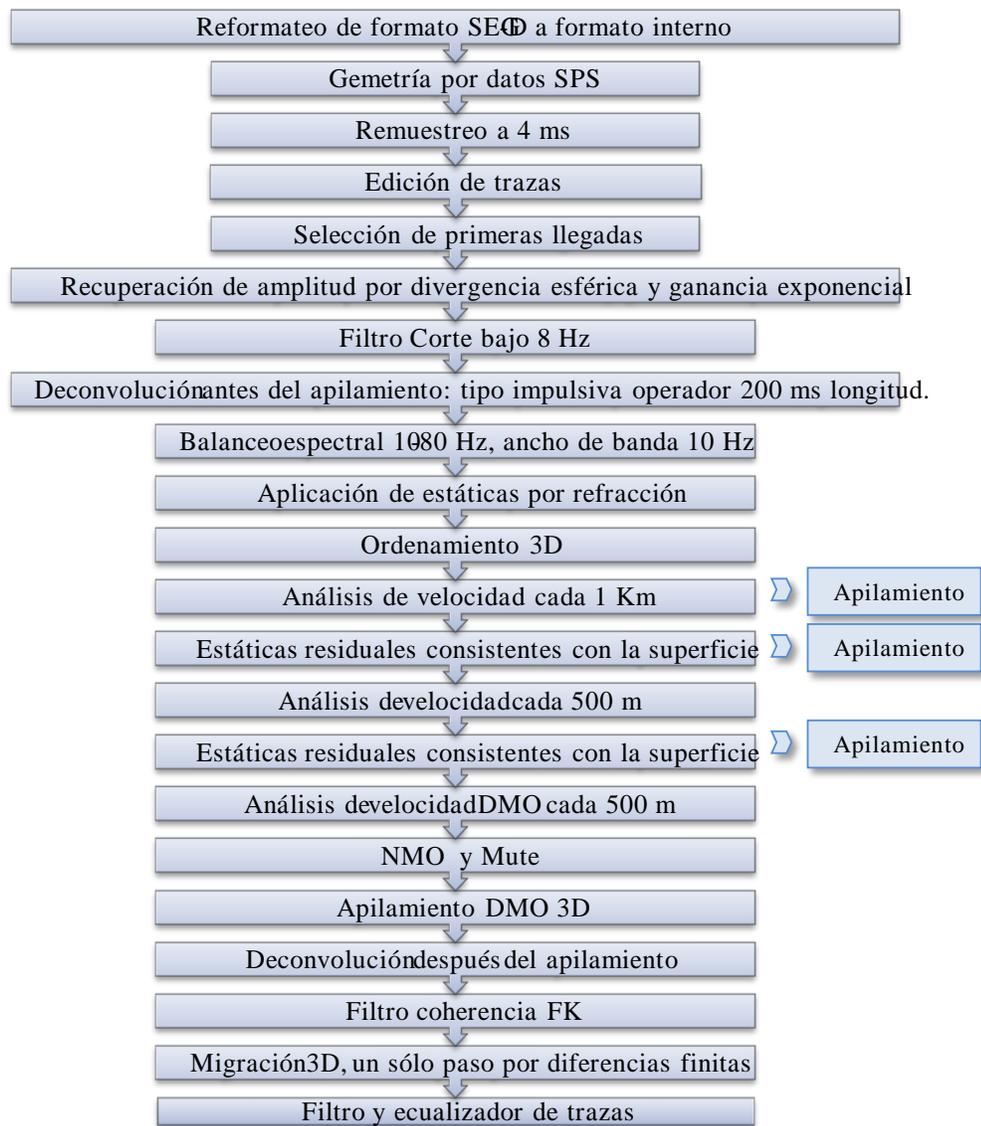


Figura 4.2. Diagrama de procesamiento aplicado en el proyecto tomsur3d.

Un punto importante en la secuencia de procesamiento consistió en que los preprocesos aplicados (filtro, ganancia, deconvolución etc.), son ordenados en el dominio del punto medio en común, con el objetivo de efectuar un control de calidad de los *gathers* a lo largo del área que fue seleccionada para tales pruebas. Así se obtiene el mapa de cobertura de 3000%. Mostrados en la figura 4.3. Se presentaron problemas de cobertura para el proyecto Tomoporo Sur 3D 97 hacia el noroeste y sureste, debido a inconvenientes con la permisología en la zona (Suelopetrol,

S.A.C.A, 1997) (Figura 4.3 b). La figura 4.3, muestra el diagrama de cobertura obtenido en la adquisición del Tomoporo Norte, en ella se observa que la zona del sur *swath* 10 tiene buena cobertura.

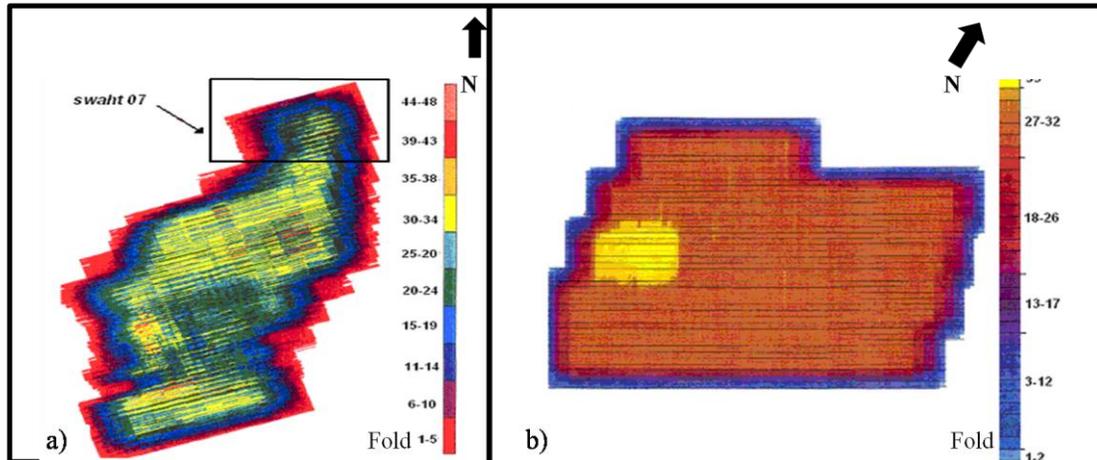


Figura 4.3. Diagramas de cobertura de los proyectos 3D Tomoporo Norte y Sur. (a) Diagrama de cobertura del proyecto Tomoporo Sur 3D 97 y (c) Diagrama de cobertura proyecto Tomoporo Norte 3D 92.

Luego de realizar la secuencia de procesamiento mostrada en la figura 4.4, se realizó el respectivo control de calidad del volumen 3D migrado que consistió en visualizar los resultados de la migración en secciones sísmicas en papel, dirección *inline* y *crossline*, compararlas con el volumen 3D y graficar el volumen en secciones de tiempo (time slice), se procedió a aplicar solamente el filtro pasabanda y una equalización de trazas, debido a que se consideró que los datos no necesitaban post-procesos adicionales (PGS Tensor Geofísica, 1998)

Cubo de inversión sísmica

Esta inversión tuvo como objetivo el optimizar la caracterización de los yacimientos contenidos en el intervalo de las Arenas Basales de la Formación Paují y unidades B-1 a B-5 de la Formación Misoa. El flujograma de trabajo de Fugro-Jason incluyó, la carga de datos y control de calidad (pozos, sísmica y horizontes), generación de un modelo directo de calibración de la sísmica con el sismograma sintético (con el fin de asegurar que las relaciones tiempo-profundidad hayan sido apropiadas), estimación

de las ondículas y finalmente, la inversión sobre apilado sísmico y un estudio de factibilidad para predecir los beneficios potenciales de la inversión (Figura 4.4). (Fugro - Jason, 2006).

Según Fugro–Jason el cubo tuvo las siguientes características:

- El volumen sísmico tomsur3d posee un rango de frecuencias utilizables entre 6.5 y 45 Hz. Se tomó una ventana de 600 ms entre la discordancia del Eoceno y el tope de B-6.
- Las correlaciones cruzadas realizadas entre impedancia p y otras propiedades físicas de los pozos T007, T008 y F001, no mostraron un patrón constante de diferenciación de los datos. La utilización de los resultados de la inversión para cuantificar en forma absoluta las propiedades de las rocas es limitada.
- Los datos invertidos tienen potencial de ser analizados en forma cualitativa, comparando y cartografiando cambios relativos y contrastes importantes de impedancias acústicas.

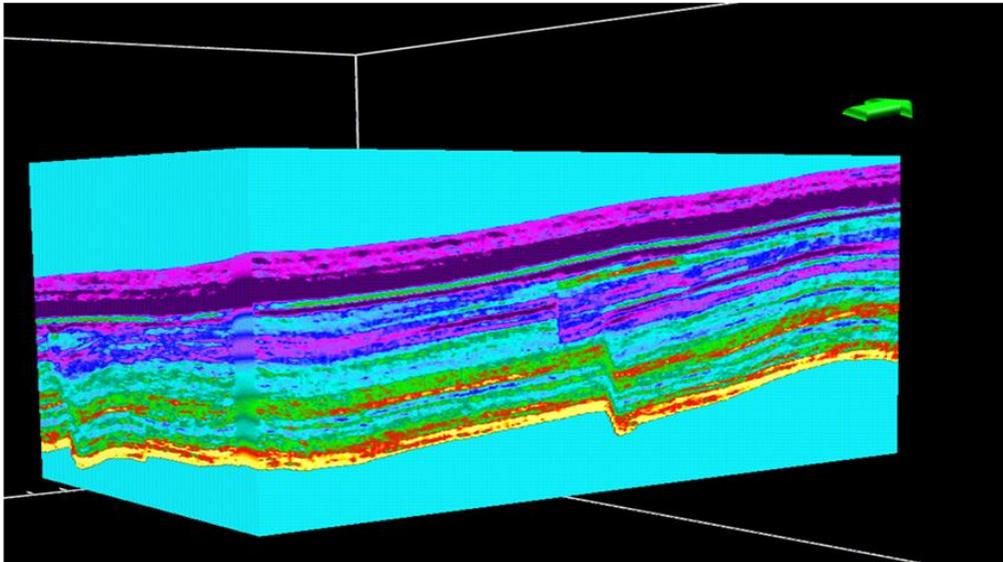


Figura 4.4. Cubo de inversión sísmica realizado en el Campo Franquera, por la compañía Fugro–Jason (2006).

4.2.2 Datos de pozos

Para todo modelo tanto estructural como estratigráfico, es indispensable el dato de pozo, debido a que permite obtener mediciones de las propiedades del subsuelo a una menor escala, además de establecer la relación tiempo profundidad de la sísmica (que se encuentra en tiempo doble) con las profundidades a las que se encuentran los topes formacionales. Para este estudio se realizó el inventario de los pozos con *Checkshots* y registros petrofísicos disponibles indispensables, tanto para la calibración como para el análisis del mapa y volumen de facies sísmicas.

Sísmica de pozo y registros petrofísicos

En primer orden, se realizó la revisión tanto del informe técnico de Fase I de Franquera, como de la base de datos disponible en la plataforma *OpenWorks*, con el fin de hacer el inventario de los pozos con tiros de verificación o *checkshots* y registros petrofísicos disponibles por cada pozo, los cuales, fueron usados para obtener el sismograma sintético. De igual manera, se realizó una revisión de los informes por pozo entregados por las empresas encargadas de la adquisición de dichos registros.

Fueron usados para la calibración sísmica-pozo un total de 7 pozos, de los cuales 6 pozos contaban con *checkshots*, mientras que al restante (T007) se le asignó el *checkshot* del pozo T009 por ser el más cercano (Figura 4.5). Los registros utilizados para la calibración de cada pozo se muestran en la tabla 4.3.

Para el análisis del mapa y del volumen de facies se utilizaron pozos adicionales como el T025, T028, F003 y F014 que no contaban con *checkshots* ni registro sísmico. A dichos pozos se les aplicó la ley de velocidades de un pozo cercano (curva TZ) y se les realizó un desplazamiento en tiempo (*shift*), en el que los topes correlacionaran en mejor medida con los pozos calibrados (Figura 4.5).

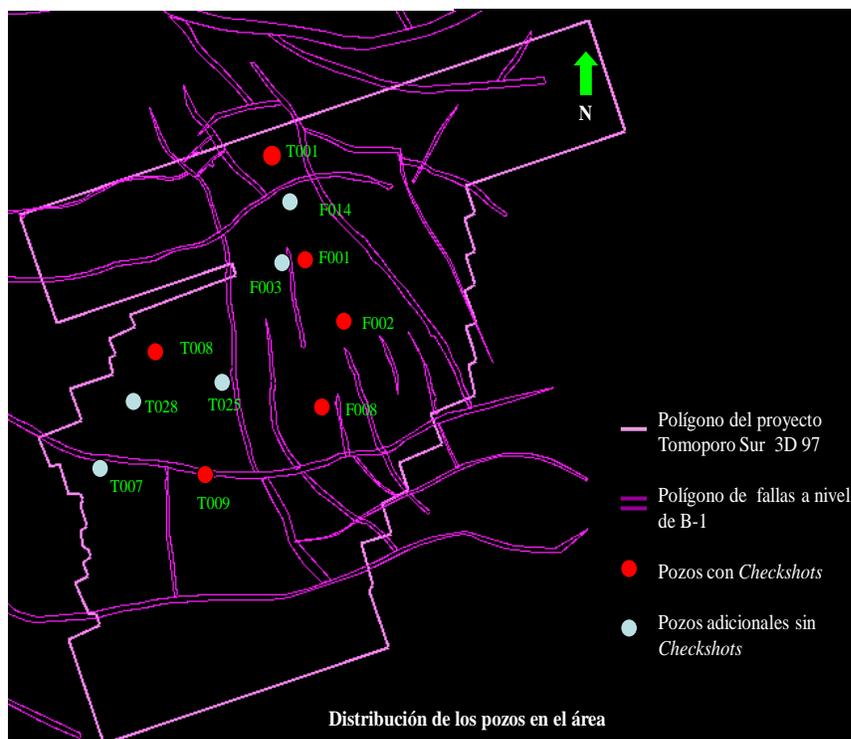


Figura 4.5. Distribución de los pozos en el área de estudio.

Tabla 4.3. Registros petrofísicos utilizados para la calibración sísmica-pozo

Pozos	Intervalo de lectura de registros en TVDSS (pies)					
	Sónico		Densidad		Gamma Ray	
	Inicio	Fin	Inicio	Fin	Inicio	Fin
F001	14345	18928	4454	18917	481	18888
F002	13391	16772	13391	16747	32	16731
F008	149	17025	6968	16998	37	16965
T001	28	16485	3412	16485	3412	16471
T007	3869	17702	3869	17698	3869	17698
T008	3829	16679	3712	16679	3829	16679
T009	3931	17474	3931	17474	3931	17474

4.3 CALIDAD DE LOS DATOS SÍSMICOS

Durante el análisis de los datos sísmicos, se desplegaron secciones que contuvieran los pozos además de *inline* y *crossline*, a lo largo de toda el área cada 50 trazas. Luego de realizar el análisis del cubo sísmico se observó la calidad de la señal de regular a buena, con algunas zonas donde la misma desmejora.

En la figura 4.6, pueden verse dos secciones NS en las que la señal disminuye su calidad hacia el extremo sur del área, dificultando la visualización de la continuidad de la reflexión.

Adicionalmente en la figura 4.7 a, se observa una sección OE, donde la calidad de la señal desmejora hacia el este, mientras que en la figura 4.7 b, puede distinguirse que la señal es pobre en ambas direcciones, aunque en mayor proporción hacia el este, esto producto de que dicha sección fue tomada en la zona de empalme de los dos cubos.

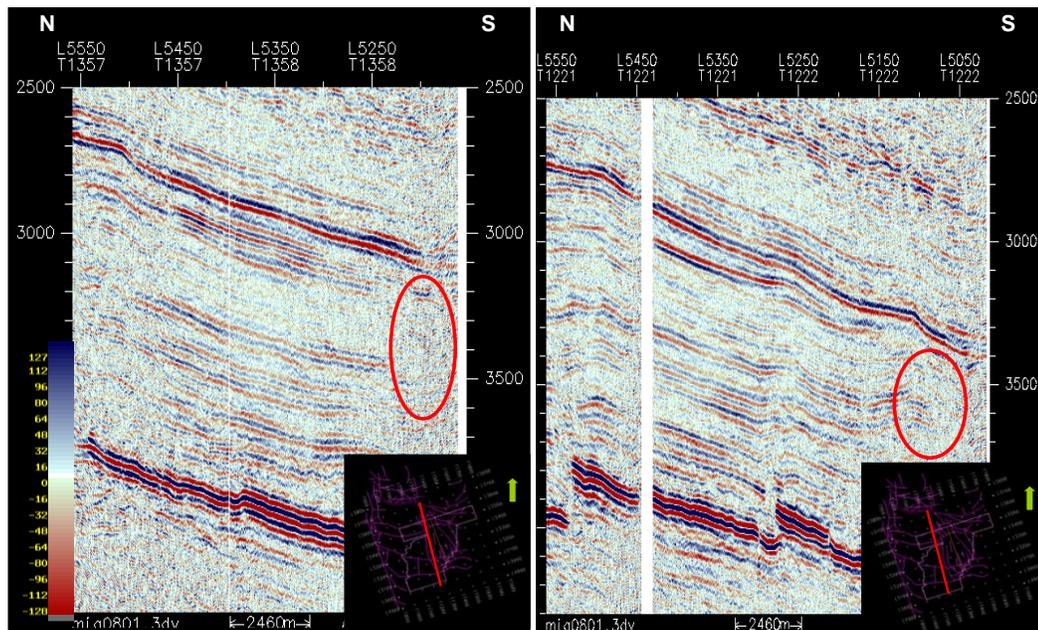


Figura 4.6. Secciones NS en las que se observa que la calidad de la señal disminuye hacia la zona sur, perdiéndose la continuidad de los reflectores.

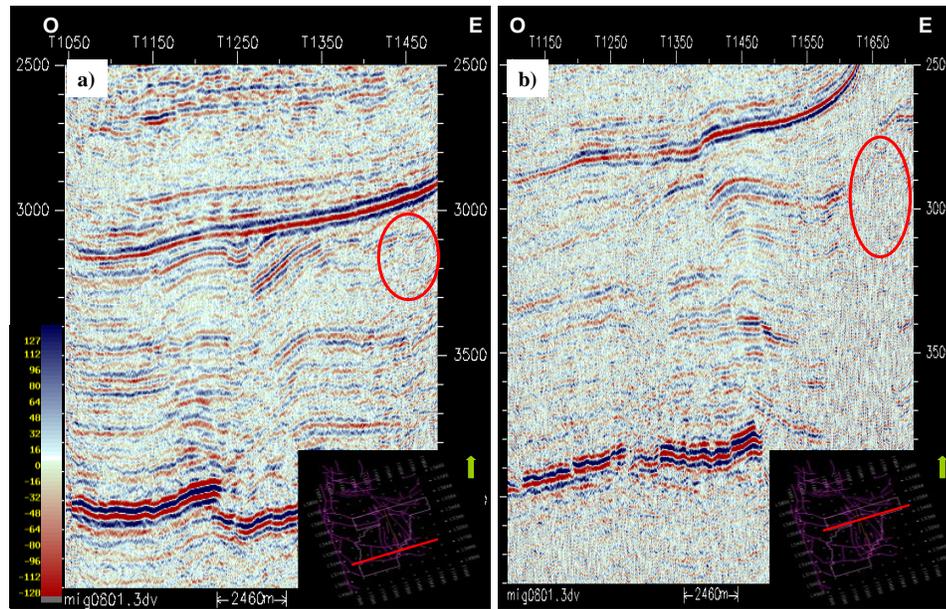


Figura 4.7. Calidad de la señal sísmica. (a) Secciones OE en las que se observa que la calidad de la señal disminuye hacia la zona este del área, perdiéndose la continuidad de los reflectores (b) Sección OE en la zona de empalme del proyecto Tomoporo Sur 3D 97 con el *swath* del levantamiento Tomoporo Norte 3D 92.

Control de calidad de las curvas tiempo-profundidad (T-Z) y velocidades del pozo

Luego de haber realizado el inventario de *checkshots* y registros petrofísicos, se procedió al control de calidad de las curvas TZ originales para cada pozo, obtenidas de los *checkshots*. Este control fue de gran importancia, debido, a que las curvas TZ fueron usadas para la corrección del registro sísmico durante el proceso de calibración sísmica-pozo, además de permitir el despliegue del pozo sobre la sísmica.

Para llevar a cabo el control de calidad, se revisó el informe de Fase I del área y los informes de adquisición de los *checkshots* para cada pozo. Posteriormente se cargaron las curvas en la base de datos de la plataforma *OpenWorks*, específicamente las que corresponden a las curvas TZ originales de los pozos. Cabe destacar que la información de los *checkshots* fueron cargadas como tablas que contienen los valores de profundidades y tiempo simple (de acuerdo a los parámetros de la adquisición),

con lo que se construyó la curva TZ. El tiempo simple que se obtuvo en la sísmica de pozo fue llevado a tiempo doble, para establecer la relación con la sísmica. Es importante tener en cuenta que las mediciones de profundidad, desde el momento que se desciende en el pozo son denominadas *measure depth* (MD) y es tomada a partir de la mesa rotaria *kelly Bush* (KB). El TVDSS (*True Vertical Depth Subsea*) representa la profundidad medida verticalmente por debajo del nivel del mar. Finalmente se graficaron todas las curvas para observar un posible cambio de tendencia. En la figura 4.8, puede notarse que no hay una variación significativa en las tendencias, lo que indica que no se observan cambios importantes en las velocidades registradas por los pozos.

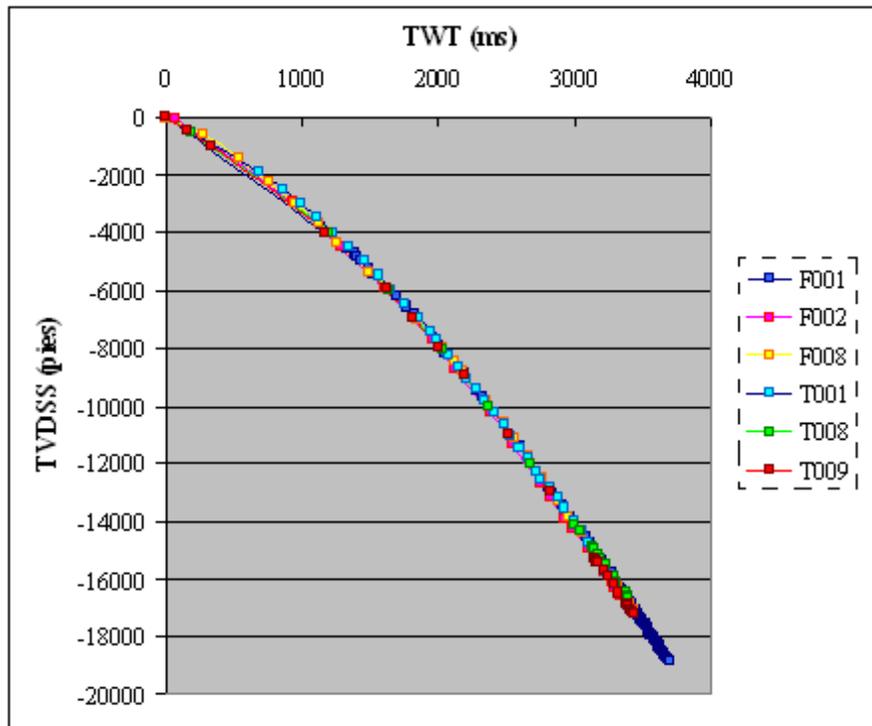


Figura 4.8. Curvas tiempo profundidad (curva TZ) de todos los pozos con *checkshots* disponibles en el área. En ella se observa que no hay variación significativa en las tendencias de dichas curvas.

4.4 ANÁLISIS DE FASE Y FRECUENCIA DE LA SÍSMICA

Para este análisis se tomaron diferentes *inline* y *crossline* a lo largo de toda el área las cuales pasaran por los pozos. Para cada sección se utilizó la ventana en tiempo del intervalo en estudio. Dicho análisis fue realizado en la aplicación *PostStack/PAL* de la plataforma *OpenWorks*. En las figuras 4.9 y 4.10 se observan los espectros de fase y frecuencia a distintos rangos de tiempos, correspondientes con el área en estudio.

En la figura 4.9 se muestra una sección OE, de donde se obtuvo un espectro de frecuencia entre 10-55 Hz y fase mixta en un intervalo de tiempo de 2500 a 3000 ms. La figura 4.9 muestra una sección NS con un espectro de frecuencia entre 10-57 Hz y fase mixta extraída en un intervalo de tiempo de 2600 a 3200 ms. Se observa una frecuencia dominante para ambas secciones sísmicas de 21 Hz.

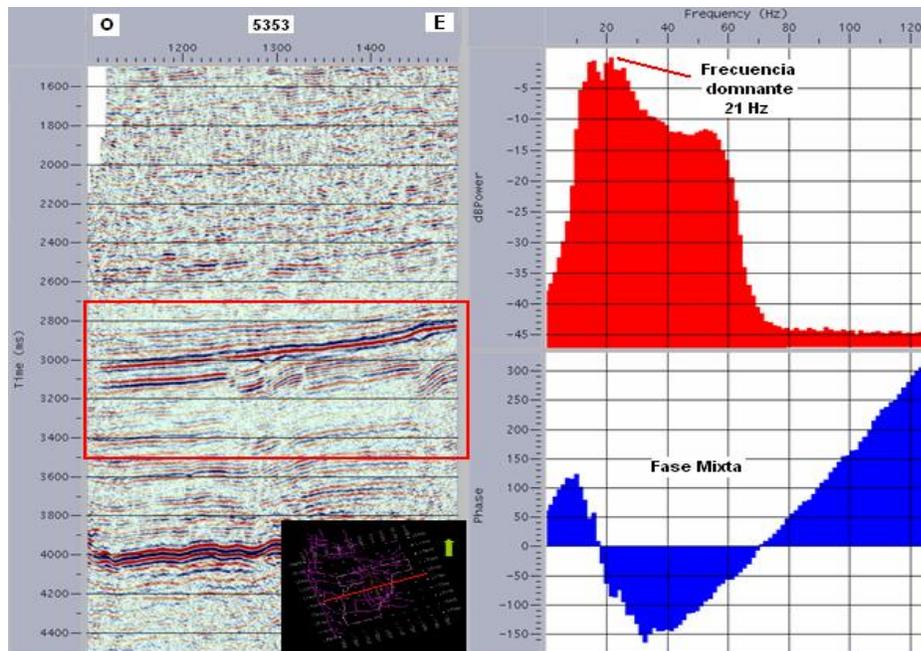


Figura 4.9. Espectros de fase y frecuencia. *Inline* 5353 (OE) sobre la cual se obtuvieron los espectros de fase y frecuencia de la sísmica en un intervalo de tiempo de 2500 a 3000 ms, correspondiente a la zona en estudio.

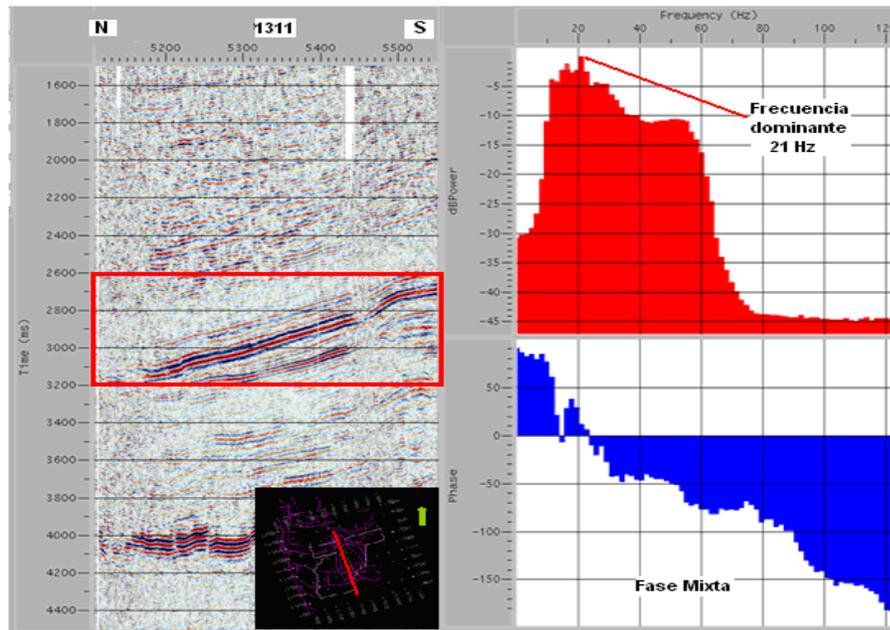


Figura 4.10. Espectros de fase y frecuencia NS. Crossline 1311 (NS) sobre la cual se obtuvieron los espectros de fase y frecuencia de la sísmica en un intervalo de tiempo de 2600 a 3200 ms, correspondiente a las capas superiores del estudio.

4.5 CALIBRACIÓN SÍSMICA-POZO

La calibración sísmica-pozo tiene la finalidad de lograr una correlación entre la información sísmica de superficie y los topes geológicos. La calibración fue realizada en la plataforma *OpenWorks* mediante la aplicación *SynTool*, mientras que la sísmica fue visualizada mediante la aplicación *SeisWorks* de la misma plataforma. La calibración inició con la carga de datos y generación de la serie de reflectividad, posteriormente se generó el sismograma sintético y el mismo fue calibrado con la sísmica.

4.5.1 Carga de datos y generación de la serie de reflectividad

El proceso de calibración consistió en seleccionar cada pozo con su respectivo *checkshot*, registro sónico (DT), de densidad (RHOB) y generar la serie de reflectividad. En la figura 4.11, se muestra de izquierda a derecha los siguientes paneles: escala en tiempo y profundidad, topes cronoestratigráficos, registro GR, registro sónico corregido por el *checkshot*, registro sónico sin corregir, registro de

densidad, curva de impedancia acústica y serie de reflectividad. Adicionalmente, se desplegó un panel denominado *New Checkshot Diagnostics* (diagnóstico del *eckshot*), el cual muestra la corrección realizada al registro sísmico. La aplicación *Syntool*, toma la diferencia de velocidades entre dos puntos de tiro del *checkshot* (pares de *checkshot*) y aplica dicha diferencia al DT en el mismo intervalo entre los dos puntos de tiro tomados. En la figura 4.12, se muestra de izquierda a derecha, escala tiempo profundidad, topes formacionales, registro caliper (CAL) y *bit size* (BS) (rojo), posterior a estos se observa el panel de diagnóstico, donde se muestra en color blanco el registro sísmico corregido, en azul el registro original y en rojo la deriva asociada a los dos registros, el panel final muestra las diferencias de velocidades interválicas entre los dos registros.

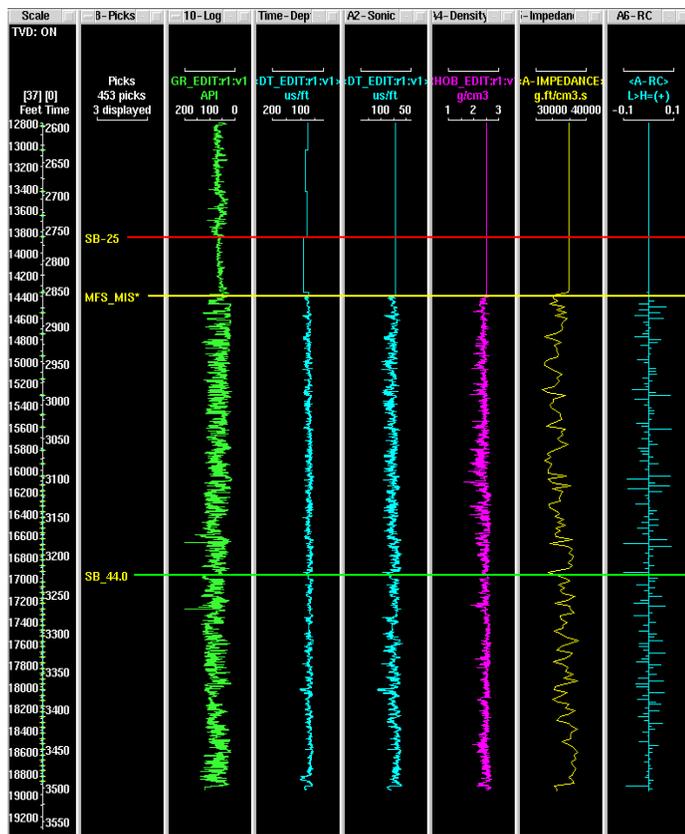


Figura 4.11. Generación de la serie de reflectividad a partir del registro sísmico y densidad, para el pozo F001, adicionalmente, se observa en verde el registro *gamma ray* para observar cambios litológicos.

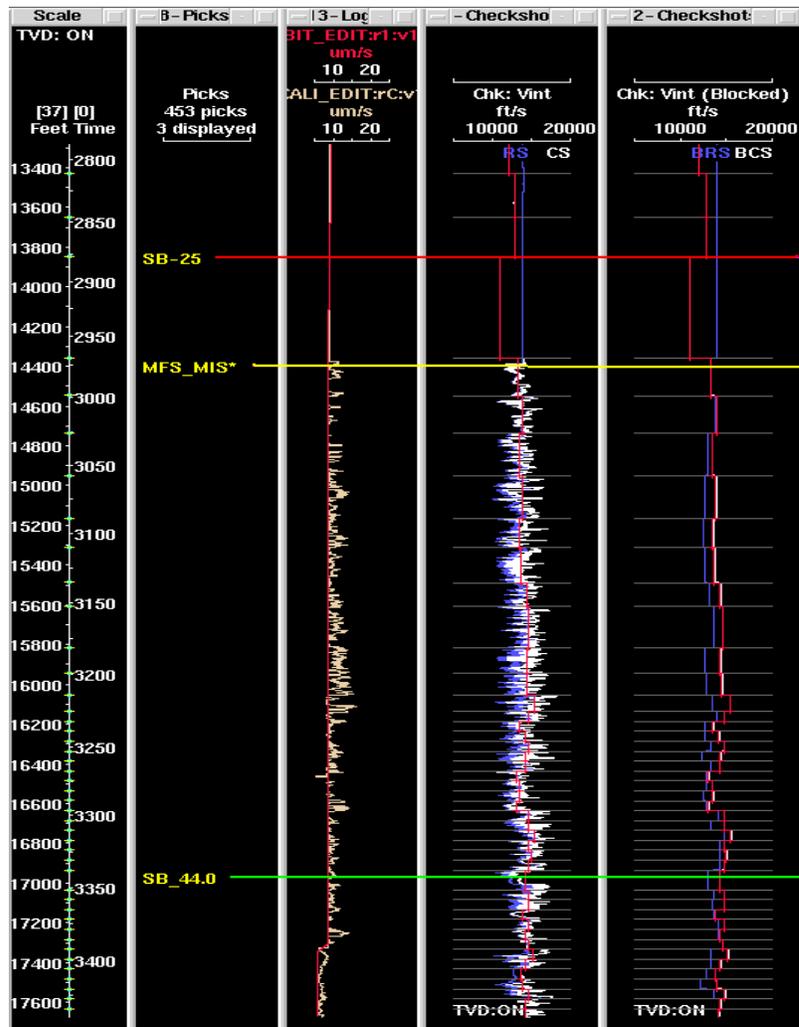


Figura 4.12. Corrección del registro sónico, con las velocidades calculadas mediante la TZ del *checkshot* para el pozo F001.

4.5.2 Generación del sismograma sintético y calibración con la sísmica-pozo

En primer lugar se realizó el despliegue de las secciones sísmicas en dirección *crossline* o *inline* en la aplicación *SeisWorks* de la plataforma *OpenWorks*. En caso de un pozo desviado se tomaron secciones cercanas a este, preferiblemente en la misma dirección, para optimizar el proceso de calibración. Una vez visualizada la línea sísmica para cada pozo, fue desplegada en la aplicación *SynTool*. Se realizó la extracción de una ondícula de la línea sísmica seleccionada, tomando como ventana de tiempo la correspondiente al Eoceno, dicha ondícula generó un espectro de

amplitud el cual fue analizado para ajustarlo de ser necesario, este ajuste puede realizarse aplicando un filtro de tipo Ricker, trapezoidal entre otras, para generar la ondícula teórica. En este caso se utilizó para todos los pozos el filtro trapezoidal en el que las frecuencias fueron ajustadas como una envolvente de las frecuencias extraídas de la sísmica (Figura 4.13). Se utilizó una ondícula fase cero debido a que son simétricas con la mayoría de la energía concentrada en el lóbulo central, el pico de máxima amplitud se localiza en el centro de la ondícula y son bastante agudas, semejando a un pulso, debido a que los lóbulos laterales han sido minimizados (Liner, 2004).

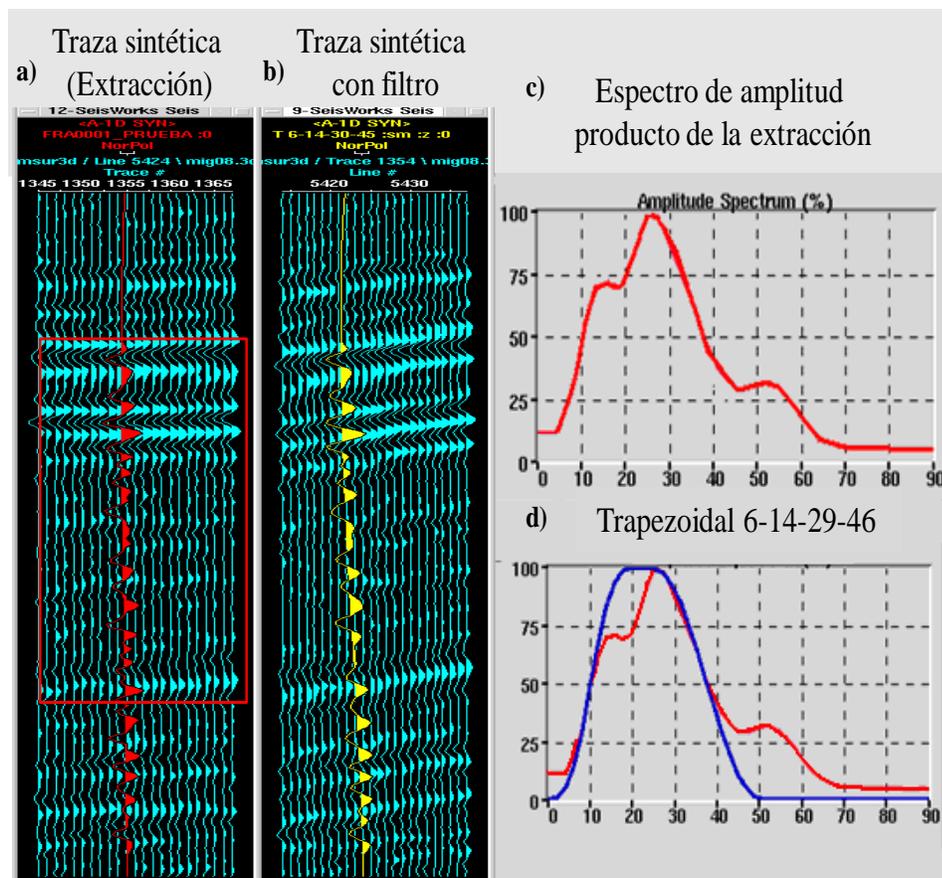


Figura 4.13. Estimación de una ondícula teórica. a) Traza sintética generada a partir de la ondícula extraída en un tiempo de 2933-3411 ms, correspondiente al intervalo de estudio, para el pozo F001. b) Traza sintética ajustada mediante el filtro trapezoidal. c) Espectro de amplitud. d) Envolvente del filtro trapezoidal.

Una vez obtenida la ondícula teórica, el sintético fue modificado. Dicho sintético se visualizó sobre la línea sísmica desplegada en el *SynTool* y se observa la polaridad de la amplitud sísmica (pico, valle, cero *crossing*) para cada tope. De no corresponder el sintético con la sísmica, se realizó un ajuste o *time shift*, tomando como referencia el reflector de la discordancia o un reflector de un tope claramente marcado. En la tabla 4.4 se observa el filtro usado, además del *time shift* para cada pozo.

Es importante resaltar que la no correspondencia del sintético con la sísmica, puede deberse a los siguientes factores (Liner, 2004):

- El rango de frecuencias entre los registros sónico y la sísmica varían en gran proporción. El registro sónico opera en kilo Hertz (KHz) y pequeña longitud de onda, mientras que la sísmica se encuentra en un rango de frecuencia entre 10 a 80 Hz y alta longitud de onda.

- Problemas de hoyo que afectan el registro sónico.

Finalmente se guardó la tabla TZ producto de la calibración y se desplegó el pozo sobre la sísmica (en la aplicación *SeisWorks*) con el sintético generado, para identificar los reflectores correspondientes para cada tope (Figura 4.14) y posteriormente realizar la interpretación de horizontes.

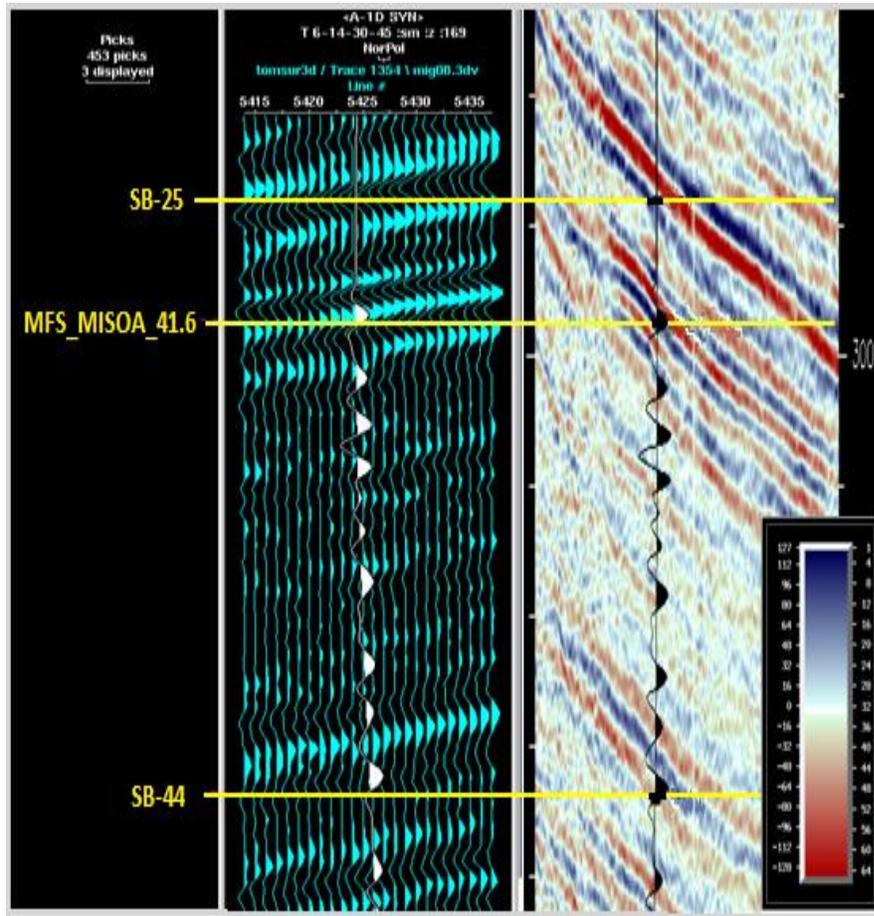


Figura 4.14. Calibración sísmica pozo, en donde se muestra el ajuste de la traza sintética (generada en *SynTool*) con la sísmica, logrando identificar el reflector característico para cada tope geológico, para el pozo F001.

Tabla 4.4. Parámetros utilizados en la calibración para cada pozo. Se muestra el filtro aplicado, el ajuste en tiempo (*shift*) y la amplitud característica para cada tope geológico.

Pozo	Línea	Intervalo extracción (ms)	Filtro	Shift (ms)	Amplitud		
					SB-25	MFS_MISOA _41.6	SB-44
F001	1354	2933-3411	Trapezoidal 6-14-30-45	-75	SR	Positiva	cero crossing -/+
F002	1374	2933-3320	Trapezoidal 6-10-29-49	-18	cero crossing -/+	Positiva	NP
F008	5273	3040-3228	Trapezoidal 6-10-28-56	5	Negativa	Positiva	NP
T001	1358	2648-3279	Trapezoidal 8-14-40-60	35	Positiva	cero crossing -/+	Negativa
T008	1180	3000-3500	Trapezoidal 6-9-24-38	15	Negativa	cero crossing -/+	NP
T007	1089	3050-3427	Trapezoidal 6-14-29-38	80	Negativa	Negativa	NP
T009	1190	3140-3460	Trapezoidal 6-9-34-45	40	Positiva	Negativa	NP
NP No penetró SR Sin registro							

4.6 ESTIMACIÓN DE LA RESOLUCIÓN VERTICAL

La estimación de la resolución vertical (RV) se realizó mediante la ecuación 4, para la cual se requiere la velocidad interválica (Vint) y la frecuencia dominante (FD). La resolución vertical se estimó por pozo en cada intervalo de interés, donde la velocidad interválica se obtuvo de la tabla TZ (generada luego de la calibración) y la frecuencia dominante (de cada pozo) fue tomada del espectro de amplitud obtenido de la ondícula extraída para la calibración, además, de ser corroborada por el análisis de frecuencia realizado anteriormente. En la tabla 4.5, se observan los valores usados para cada estimación y la resolución vertical obtenida por pozo, además del valor promedio.

Tabla 4.5. Valores usados por cada pozo para la estimación y la resolución vertical obtenida.

Pozo	Intervalo (ms)	FD (HZ)	Vint (pies/s)	RV (pies)
F001	2500-3500	25	10966	109.66
F002	2933-3320	23	11167	121.38
F008	3040-3228	23	10472	113.83
T001	2648-3279	19	10697	140.75
T007	3000-3500	25	14137	141.37
T008	3050-3427	19	10771	141.72
T009	3140-3460	21	12785	152.20
Promedio				131.56

4.7 OBSERVACIONES SÍSMICO ESTRATIGRÁFICAS

El propósito principal de esta fase, fue identificar posibles terminaciones que proporcionaran indicios de la presencia de clinoformos, característicos de una secuencia progradante en las arenas B-1. Para este análisis se tomaron secciones en dirección *inline*, *crossline* cada 20 líneas para tener una mejor visualización, además de secciones arbitrarias por los pozos con los topes ya calibrados, sin embargo, no se observaron dichas características en el intervalo requerido, posiblemente por ser un estudio muy local.

Cabe destacar que también se realizó el análisis en búsqueda de terminaciones de tipo *downlap* en el área, que ayudaran a identificar la superficie MFS, la cual es un horizonte de interés.

Por otra parte, se realizó el análisis de configuraciones internas de la sísmica, realizando una horizontalización (*flatten*) al tope de MFS_MISOA_41.6, para identificar las configuraciones de los reflectores al momento de la depositación.

4.8 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES

Luego de tener calibrados los pozos, se procedió a la interpretación de los horizontes cronoestratigráficos de interés, SB-25, MFS_MISOA_41.6 y SB-44. La interpretación de dichos horizontes fue realizada en la aplicación *SeisWorks* de la plataforma *OpenWorks*.

Para el picado de los horizontes se utilizó el modo *autodip* de la misma aplicación, el cual consistió en ubicar la amplitud positiva o negativa para el horizonte interpretado, de esta manera el usuario dirige el ajuste automático a medida que se interpretan las líneas sísmicas. El análisis se inició con secciones arbitrarias por los pozos, para tener la guía del tope previamente calibrado.

En el caso de SB-25, fue interpretado en un valle (amplitud negativa), con una buena continuidad del reflector. Se inició un mallado cada 100 líneas (*inline* y *crossline*), posteriormente el mallado se redujo a 50 líneas, finalizando con un mallado cada 25 líneas, asegurando un buen control de la interpretación.

Para la superficie MFS_MISOA_41.6, se interpretó en un pico (amplitud positiva). Se realizó el mismo mallado que para el horizonte anterior, finalizando el mallado cada 10 líneas, debido a que dicho reflector no presentó buena continuidad a lo largo del área.

Finalmente la superficie SB-44, se interpretó en un valle y fue necesario un mayor detalle puesto que sólo dos pozos perforan la arena. Se inició con una línea arbitraria entre los pozos F001 y T001, posteriormente se realizó la rotación de las líneas alrededor de ellos cada 10° y finalmente se realizó un mallado cada 10 líneas.

En la figura 4.15 se observa el mallado realizado para cada superficie.

Luego de obtener los horizontes interpretados se procedió a realizar una propagación utilizando la aplicación denominada *ZAP*, la cual es una herramienta de la aplicación *SeisWorks*. Dicha aplicación realiza la propagación, tomando en cuenta las características de la señal, siguiendo cada valor de amplitud entre cada semilla realizada por el usuario en la interpretación. Proporciona un seguimiento automático, de acuerdo a las líneas interpretadas del horizonte. Posteriormente a los horizontes obtenidos con el *ZAP* fue necesario aplicarle una interpolación lineal, puesto que hubo zonas que el *ZAP* no logró completar por la baja calidad de la señal sísmica. Esta opción le permite interpolar un área del horizonte dibujando un polígono alrededor de ella. Si los segmentos poligonales coinciden con la interpretación del

horizonte, el software utiliza los límites del polígono *ZAP* como los grupos de puntos para el trabajo de interpolación, así se obtienen mapas en tiempos con un mejor control (Landmark Company, 2001)

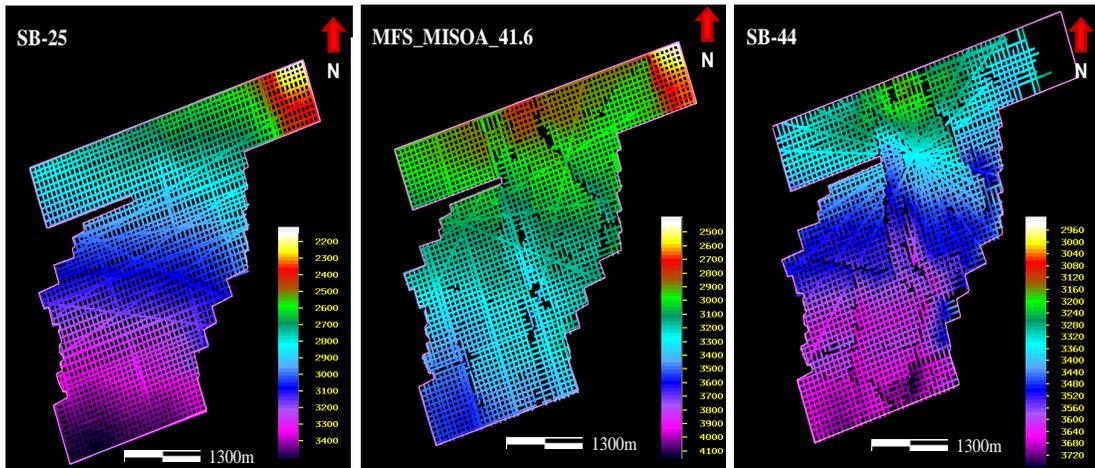


Figura 4.15. Mallado realizado para la interpretación de cada uno de los horizontes. Nótese que para SB-44 hacia el NE no se pudo realizar la interpretación debido a la baja calidad de la señal sísmica.

4.9 GENERACIÓN DE VOLÚMENES DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

Se generaron un total de ocho atributos de traza compleja. Dichos atributos fueron calculados usando la herramienta *processing* - opción - *seismic attributes* de la aplicación *Stratimagic* de la plataforma *EPOS*. La metodología es mostrada en el diagrama de la figura 4.16.

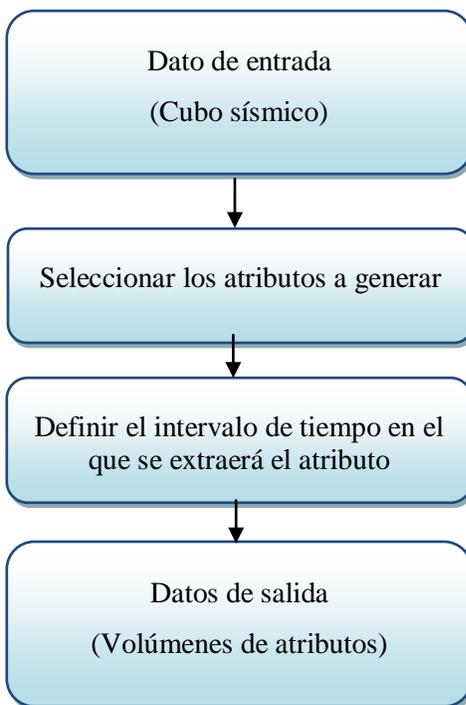


Figura 4.16. Diagrama general de la metodología seguida para la generación de volúmenes atributos de la traza compleja.

El dato de entrada fue el cubo sísmico de amplitud, tomsur3d. Posteriormente se seleccionaron los atributos que resaltarán cambios en la estratigrafía (discontinuidades, terminaciones, cambios en las facies, parámetros litológicos etc.).

Los atributos seleccionados para este estudio fueron los siguientes:

- Polaridad aparente.
- Amplitud absoluta integrada.
- Envolvente de la señal.
- Fase instantánea.
- Impedancia acústica relativa.
- Frecuencia instantánea.
- Frecuencia dominante.
- Coseno instantáneo de la fase.

Finalmente los atributos fueron realizados en rango de tiempo de 0 a 6000 ms.

En la figura 4.17 se muestran cuatro de los atributos generados.

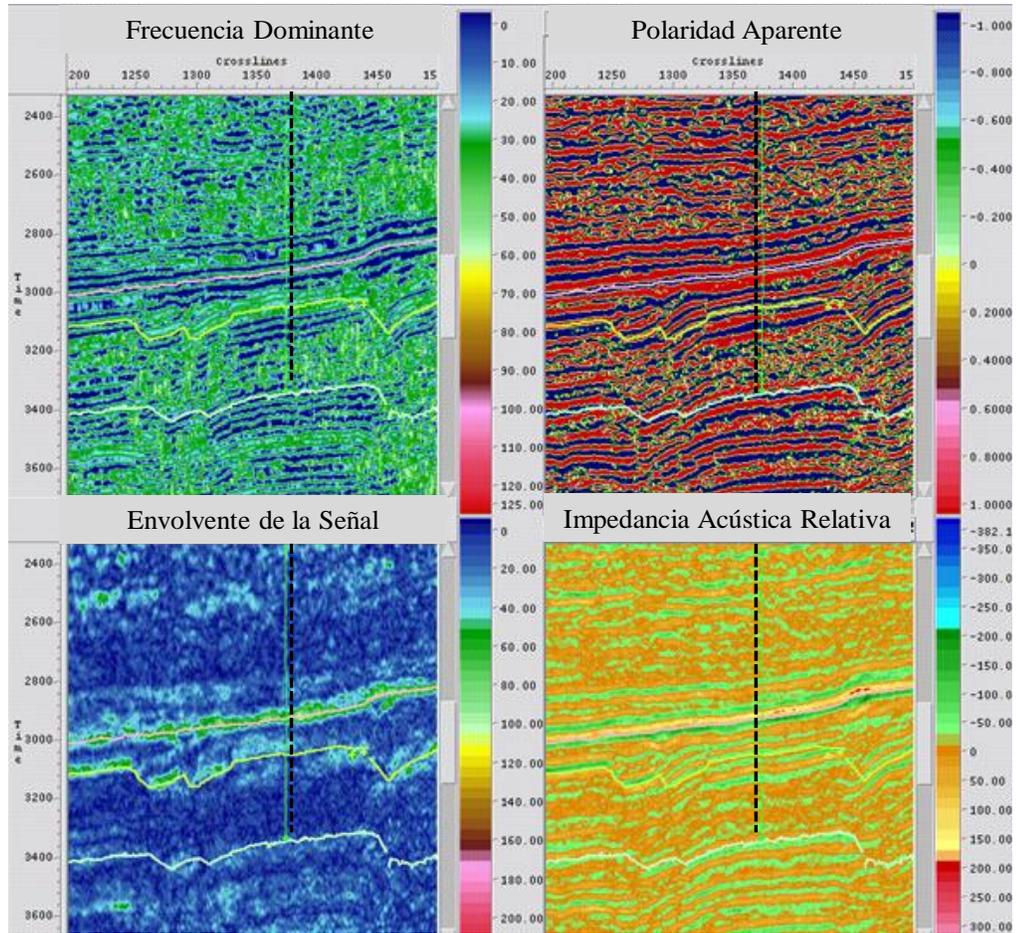


Figura 4.17 Secciones de los volúmenes de atributos que contienen al pozo F002. En ellos se encuentran desplegados los horizontes interpretados y el pozo.

4.10 CLASIFICACIÓN DE FACIES SÍSMICAS

4.10.1 Clasificación de facies mediante la forma de la traza usando el método de redes neuronales

Fue realizada en la aplicación *Stratimagic* de la plataforma *EPOS*. Consistió en la obtención de mapas y volúmenes de facies mediante la forma de la traza, siguiendo la metodología mostrada en la figura 4.18.

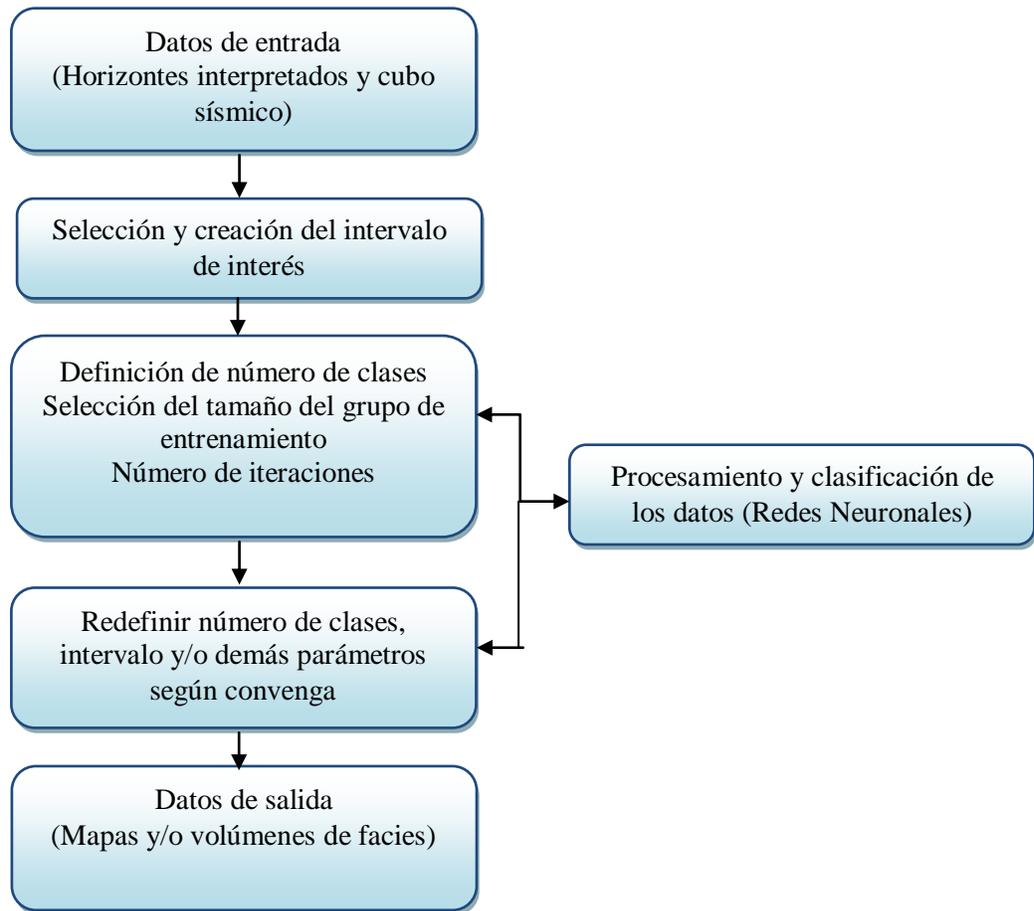


Figura 4.18. Diagrama general de la metodología seguida para la obtención de mapas y volúmenes de facies aplicando la clasificación por la forma de la traza.

Datos de entrada y selección del intervalo de interés

El flujo de trabajo inició con la transferencia de los horizontes interpretados en *Seisworks* y el cubo de amplitud, a la aplicación *Stratimagic*, además del cubo de amplitud del área. Posteriormente se seleccionó y creó el intervalo de interés. Para este estudio se definieron los intervalos correspondientes a las arenas B-1 y B-6. Las arenas B-1, tienen como tope la superficie cronoestratigráfica interpretada, MFS_MISOA_41.6, mientras que el horizonte SB-44 representa la base de las arenas B-6. Para la selección del intervalo, se realizó un análisis previo, el cual consistió en desplegar secciones sísmicas arbitrarias que contuvieran los pozos para estimar la diferencia en tiempo entre un tope y otro. Para el intervalo B-1, se tomó como

referencia de la base, el tope calibrado B-2, y se estimó la diferencia en tiempo entre los topes MFS_MISOA_41.6 y B-2. En el caso de B-6, la diferencia en tiempo fue estimada entre los topes B-6 y SB-44 (Figura 4.19).

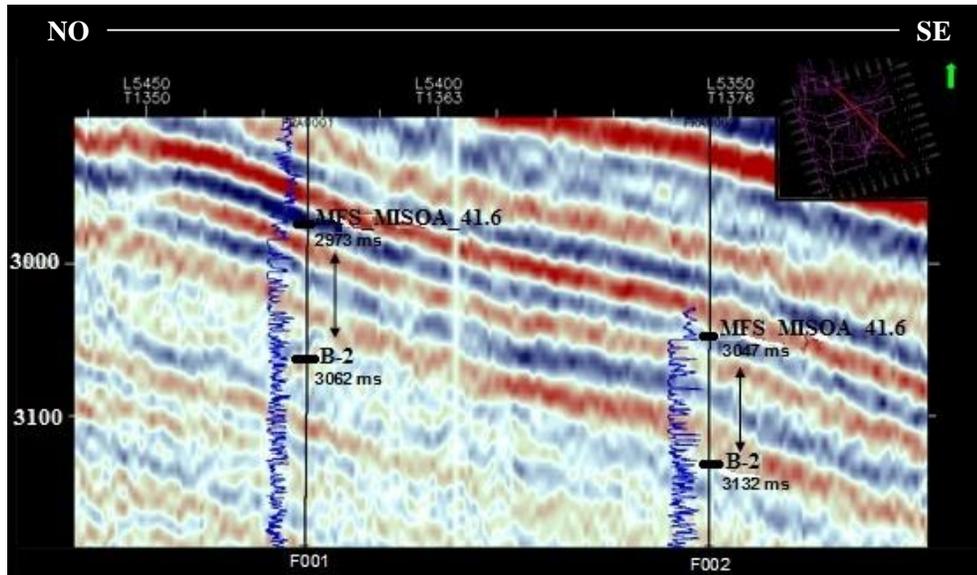


Figura 4.19 Sección en dirección NO-SE, pozos F001 y F002, donde se observa el tiempo al que se encuentran los topes de interés para cada pozo, correspondiente a las arenas B-1. Dicha diferencia de tiempo fue el intervalo usado para la generación de mapas y volúmenes de facies.

De acuerdo con la información de los pozos, la arena B-1 posee un espesor aproximado de 600' correspondiente a 80 ms aproximadamente. Dicha correspondencia en tiempo fue estimada mediante las curvas TZ de los pozos, donde se calculó una diferencia entre dos valores cualesquiera en profundidades y su correspondiente valor en tiempo de los pozos calibrados.

Posteriormente se creó el intervalo de interés en la aplicación *Stratimagic*. Para el intervalo correspondiente a B-1, se tomó como tope el horizonte MFS_MISOA_41.6 y como base la copia del mismo horizonte con un desplazamiento de 80 ms. En la figura 4.20, se observan los parámetros necesarios para la creación del mismo, además de la proyección del intervalo sobre una sección sísmica, donde se observa el horizonte interpretado

MFS_MISOA_41.6 como tope en tiempo cero y 80 ms por debajo de él, la copia de el mismo horizonte como base.

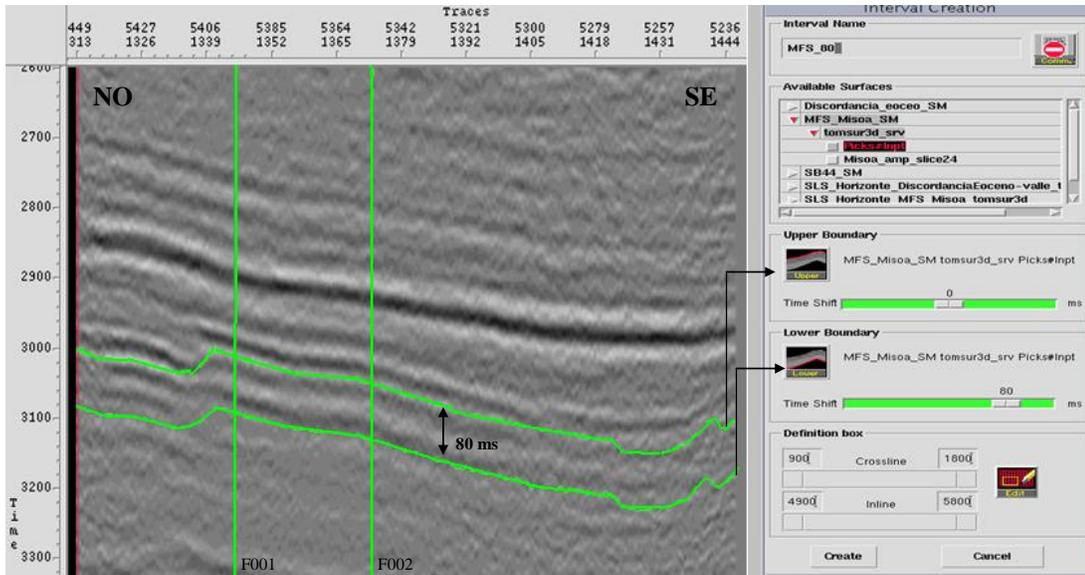


Figura 4.20 Sección en dirección NO-SE, pozos F001 y F002, donde se observa el intervalo de estudio.

Parámetros necesarios para el procesamiento y clasificación de las facies sísmicas

La clasificación de facies sísmicas por la forma de la traza se realizó mediante el método de redes neuronales, el cual es un proceso avanzado de inteligencia artificial que destaca patrones. Para cumplir con la aplicación de dicho método se requieren tres parámetros:

1.- Número de clases, las cuales indican el número de diferentes familias de trazas contenidas a lo largo del área. Del valor seleccionado dependerá el grado de detalle que se obtenga en los mapas o volúmenes de facies sísmicas. Se recomienda el uso de un máximo de 11 clases, debido a que ha presentado resultados favorables a la visualización de mapas y volúmenes, un número de clases mayor dificultaría el manejo de los niveles de interpretación (Paradigm Company, 2006). Es por ello que

se tomó este valor como punto de partida para los primeros mapas y volúmenes que se obtuvieron.

2.- Tamaño del grupo de entrenamiento, consiste en las dimensiones X y Y, es decir las dimensiones usadas en cuanto a la cantidad de *inlines* y *crosslines* tomadas para el posterior procesamiento y clasificación. En este estudio se tomó un intervalo 10x10, es decir, cada 10 *inline* y *crossline*, debido a que corresponden típicamente a variaciones en la litología, se resaltan características sedimentarias, además, de extensiones laterales de los cuerpos (Paradigm Company, 2006).

3.- Número de iteraciones, consiste en la cantidad de veces que las redes neuronales se repetirán para mejorar las clases en relación con los datos del conjunto de entrenamiento. Para este parámetro se tomó un valor de 100 iteraciones.

Luego de seleccionar los mejores parámetros, se inició el procesamiento, donde, se entrenaron las neuronas para definir los grupos de facies de características similares y asignarles un número. Finalmente se realizó la fase de clasificación en la cual, se seleccionó una traza típica de los grupos definidos anteriormente, se le asignó un número de clase y un color. Para este trabajo se generaron varios mapas, variando el número de clases, comenzando por 11 y disminuyendo a 8 y 5 clases. En la figura 4.21, se observan los mapas de facies generados a 5, 8 y 11 clases respectivamente.

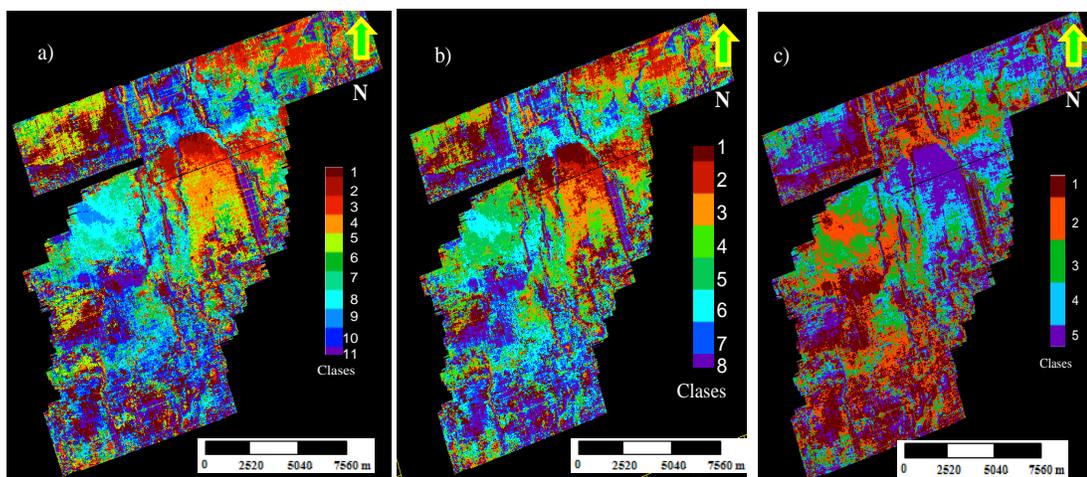


Figura 4.21. Mapas de facies sísmicas generados con diferentes números de clases. a) 11 clases, b) 8 clases, c) 5 clases.

Para seleccionar el mapa que representara de mejor manera la geometría y los cambios en las facies se realizó un control de calidad, visualizando las formas de traza y el mapa de correlación. La primera consistió en observar la respuesta de la curva de diferencia acumulada de las trazas. La tendencia bastante lineal de la misma, indica que el grado de variabilidad entre las trazas sísmicas y el número de clases seleccionados es bajo, es decir, hay una buena selección del número de clases correspondiente con la forma de la traza sísmica. El cambio en la pendiente indica que las trazas que lo generaron son diferentes a sus vecinas, lo que puede sugerir un cambio geológico o en las propiedades del medio. La segunda consistió en evaluar el mapa de correlación generado para cada mapa, en el cual se muestra la relación entre las trazas de la sísmica original y la clasificación seleccionada (Figura 5.8).

El mapa de facies sísmicas que más resaltó tendencias y tuvo un mejor comportamiento de la curva de diferencia acumulada, además de mayores correlaciones, fue el mapa de 8 clases. Dicho mapa fue el seleccionado para el análisis.

Fue generado de igual manera un volumen de facies para este método, con los mismos parámetros utilizados para el mapa. La clasificación de las facies sísmicas para dicho volumen consiste en clasificar cada muestra de la sísmica original y asignarle una clase, el resultado es un bloque en el que se clasifican las amplitudes, resaltando el cubo original, por ende no refleja variaciones laterales de las facies. Este método es recomendable a nivel de mapas. En la figura 4.22, se observa el mapa de facies sísmicas en el intervalo B-1 (a), las trazas resultantes de la clasificación (b), la curva de diferencia acumulada entre las trazas (c) y una sección NS del volumen de facies para el mismo intervalo (d).

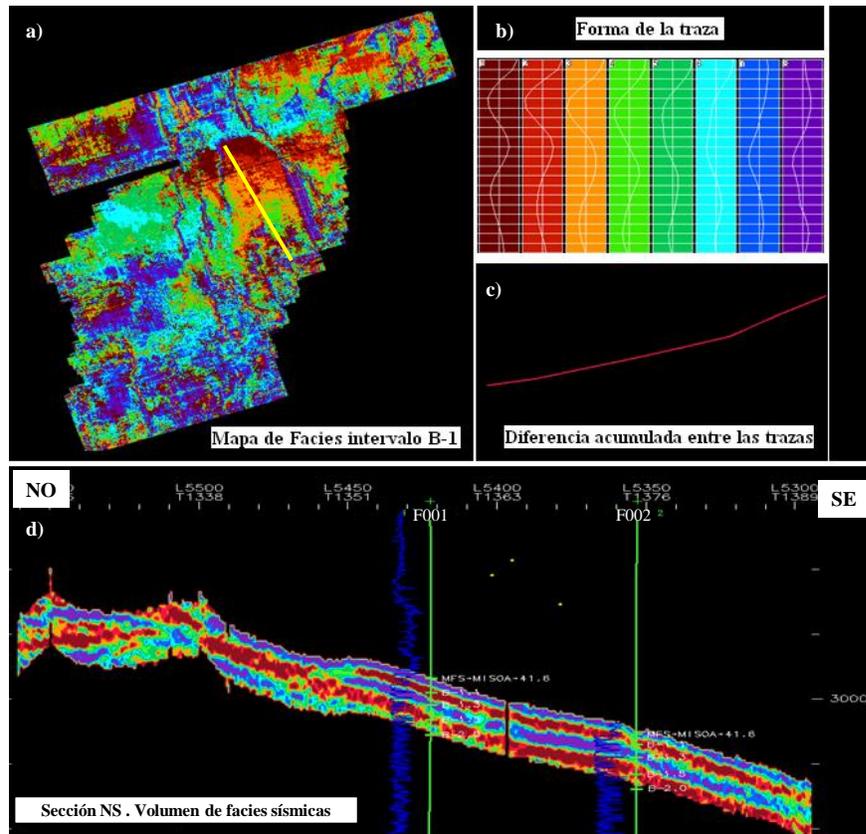


Figura 4.22 Datos de salida. Mapa de facies sísmicas a nivel del intervalo de B-1. También se muestran las distintas formas de las trazas para las clases 8 clases seleccionadas.

Análisis del mapa de facies sísmicas

El análisis se basó en la búsqueda de variaciones en las facies sísmicas que puedan ser asociadas con cambios litológicos y/o estratigráficos.

El mapa de 8 clases fue comparado con el mapa paleoambiental del área de estudio, con la finalidad de asociar las geometrías de las facies sísmicas, con los depósitos vistos en dicho mapa para las arenas B-1.

En la figura 4.23, se observa el mapa paleoambiental a nivel de B-1. En dicho mapa se considera la geometría de los depósitos para esta unidad como cuerpos alargados, producto de la acción conjunta del oleaje y de la deriva continental. En el análisis realizado al núcleo F008 se propuso esta unidad como el resultado de la sedimentación en un complejo depositacional marino somero que conforman un

sistema depositacional próximo-costero de isla barreras con dominio mareal y marino costafuera. PDVSA, Exploración y Producción (2008) define, que las mejores características como roca reservorio se encuentran en dirección T008-F001. Dicho mapa no contempla los pozos F002 y F008, puesto que son más nuevos. El polígono en rojo, muestra la zona en estudio

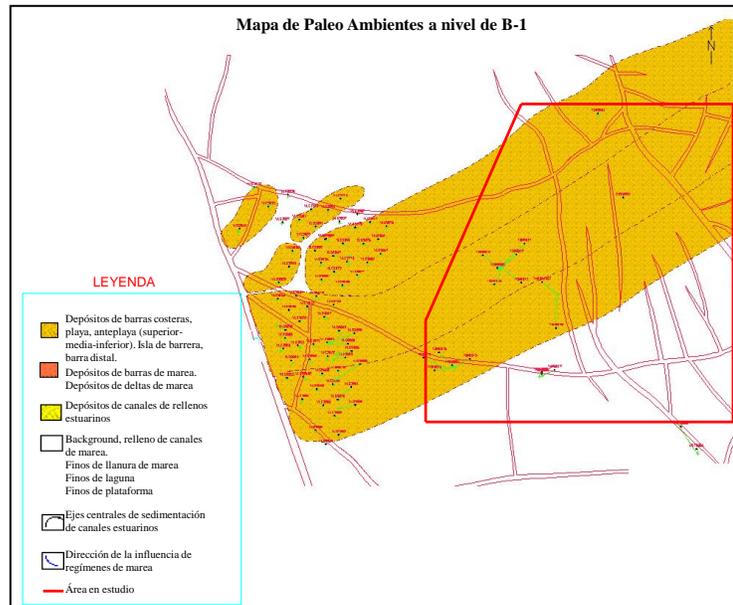


Figura 4.23. Mapa paleoambiental que muestra la geometría, tendencia de sedimentación y la orientación de los depósitos del nivel B-1 (Modificado de PDVSA, Exploración y Producción, 2008).

4.10.2 Clasificación de facies sísmicas por el método jerárquico

Fue realizada en la aplicación *Stratimagic* de la plataforma *EPOS*. Consistió en la obtención de volúmenes de facies sísmicas utilizando atributos sísmicos, siguiendo la metodología mostrada en el esquema de la figura 4.24.

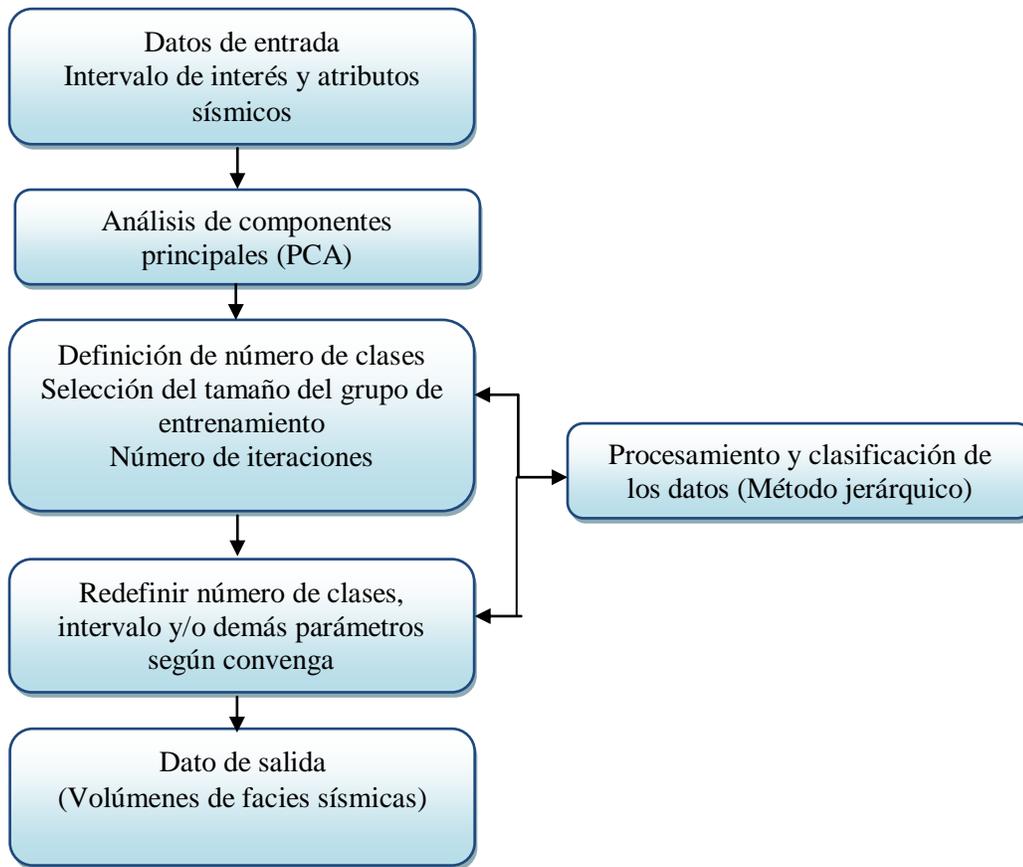


Figura 4.24. Diagrama general de la metodología seguida para la obtención de volúmenes de facies aplicando el método jerárquico.

Datos de entrada

El dato de entrada fue el intervalo B-1 y los volúmenes de atributos sísmicos generados anteriormente, como lo son: polaridad aparente, envolvente de la señal, impedancia acústica relativa, amplitud absoluta integrada, frecuencia instantánea, frecuencia dominante y coseno instantáneo de la fase.

Análisis de componentes principales (ACP) o sus siglas en inglés PCA (*principal components analysis*)

El ACP, es un procedimiento matemático que encuentra las direcciones principales en los datos multidimensionales y determina el desplazamiento óptimo, además de, la rotación de los datos de forma que se exprese en esas direcciones principales. En esta

fase, se determinan los atributos linealmente independientes, además de seleccionarse el número de componentes a usar para la clasificación. De este análisis se obtiene, una matriz de correlación entre los atributos y una de *eigenvalues* (valores propios) del análisis de cada una de ellas se obtuvo el número de componentes a usar. Para B-1, se utilizaron 5 componentes (Figura 4.25).

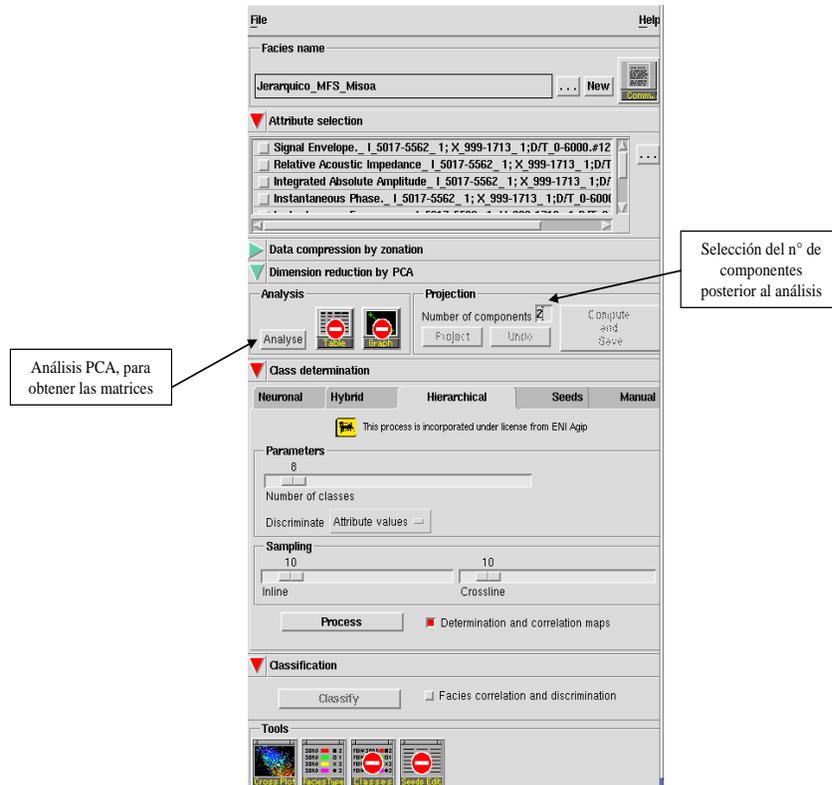


Figura 4.25. Ventana de *Stratimagic*, donde se selecciona el intervalo, los atributos, se realiza el análisis ACP y se establecen los parámetros a usar para la clasificación por el método jerárquico.

Parámetros necesarios para el procesamiento y clasificación de las facies sísmicas

Los parámetros en cuanto a, iteraciones y tamaño del grupo de entrenamiento, fueron los mismos usados para la clasificación de facies por redes neuronales. Sin embargo para este volumen se usaron 5 clases, por ser el que mejor resaltó los cambios en las facies sísmicas.

En la figura 4.26, se observa el volumen de facies sísmicas proyectado sobre la imagen sísmica, para el intervalo de B-1. En la figura 4.28 se observa la visualización del volumen en 3D.

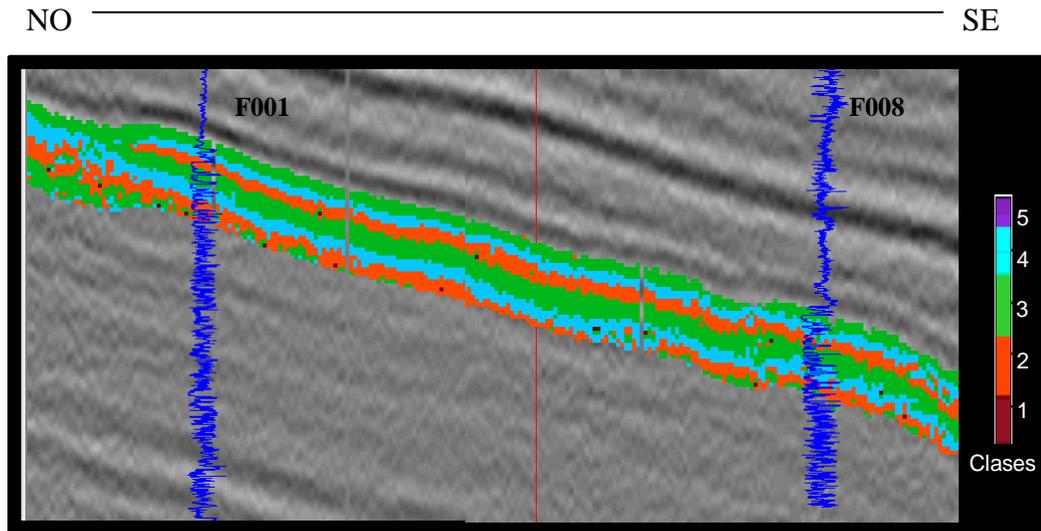


Figura 4.26. Sección NO-SE que contiene los pozos F001y F008, reflejando el volumen de facies sísmicas obtenido por el método jerárquico para el intervalo B-1.

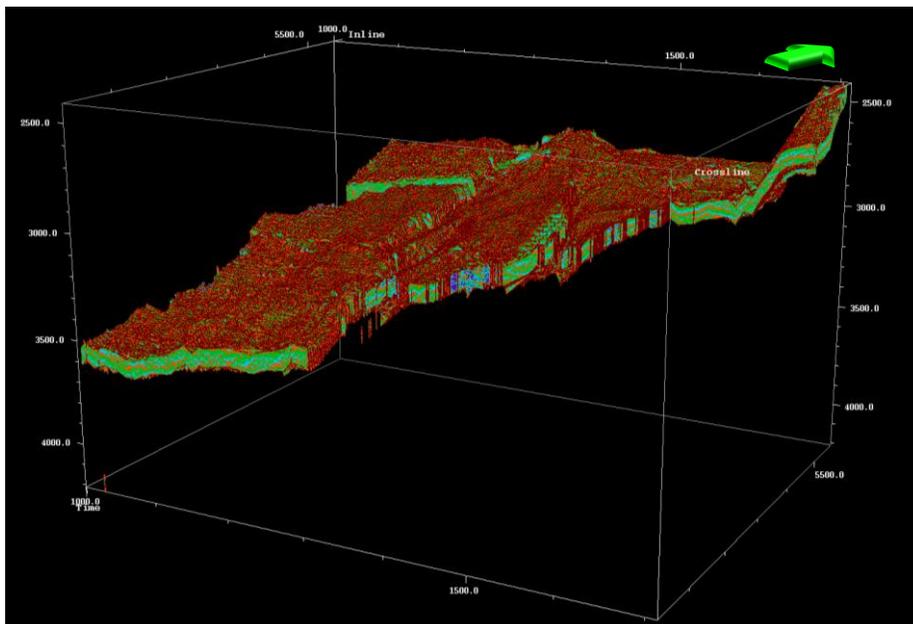


Figura 4.27. Visualización 3D del volumen de facies sísmicas, obtenido por el método jerárquico.

4.11 GENERACIÓN DE GRÁFICOS DE CORRELACIÓN CRUZADA (*crossplot*)

Los gráficos de correlación cruzada (*crossplot*) fueron realizados con el fin de obtener una relación cualitativa de las facies sísmicas con los parámetros petrofísicos y la impedancia acústica mediante el cubo de inversión. Dichos gráficos fueron realizados en la aplicación *Gocad9* de Paradigm. Primeramente, se cargaron los datos de sísmica y pozos en formato *.txt*. Se realizó un control de calidad de los datos cargados mediante secciones sísmicas por cada pozo. Los mismos fueron convertidos a tiempo para correlacionar los registros con las facies sísmicas. Se realizó la extracción de las facies sísmicas por pozo y finalmente, se crearon los intervalos en los que se realizaron los *crossplot*. Estos fueron: B-1.0\B-1.1, B-1.1\B-1.3, B-1.3\B-1.5 y B-1.5\B-2.0 (Figura 4.28). Dichos gráficos fueron realizados por pozo y por intervalo, correlacionándolos con los registros *gamma ray* (GR), porosidad (PHIE) y contenido de arcilla (VSH). De igual manera se realizaron *crossplot* entre las facies sísmicas y la impedancia acústica.

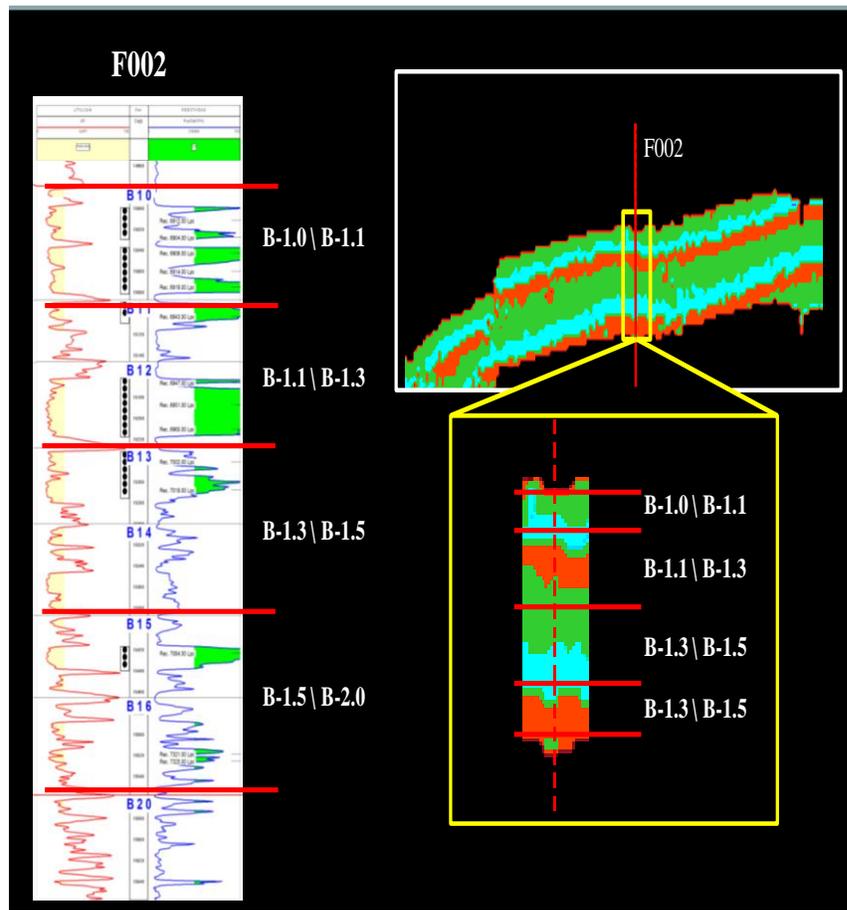


Figura 4.28. Pozo F002 con su registro GR y RT, mostrando los intervalos tomados para generar los gráficos de correlación cruzada.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

5.1.1 Interpretación sismoestratigráfica

Terminaciones sísmicas

Durante la observación de las *crosslines*, *inlines* y líneas arbitrarias a lo largo del área, se identificaron terminaciones que definieron límites de secuencias concordantes con los definidos en los pozos y utilizados en este trabajo para la calibración. Se identificaron reflectores infrayacentes contra una superficie suprayacente, del tipo *toplaps* que de acuerdo a la información de los pozos calibrados correspondió a la Discordancia del Eoceno. En las figuras 5.1 y 5.2 se observa una sección NS y OE donde se destacan dichos *toplaps* contra la Discordancia del Eoceno.

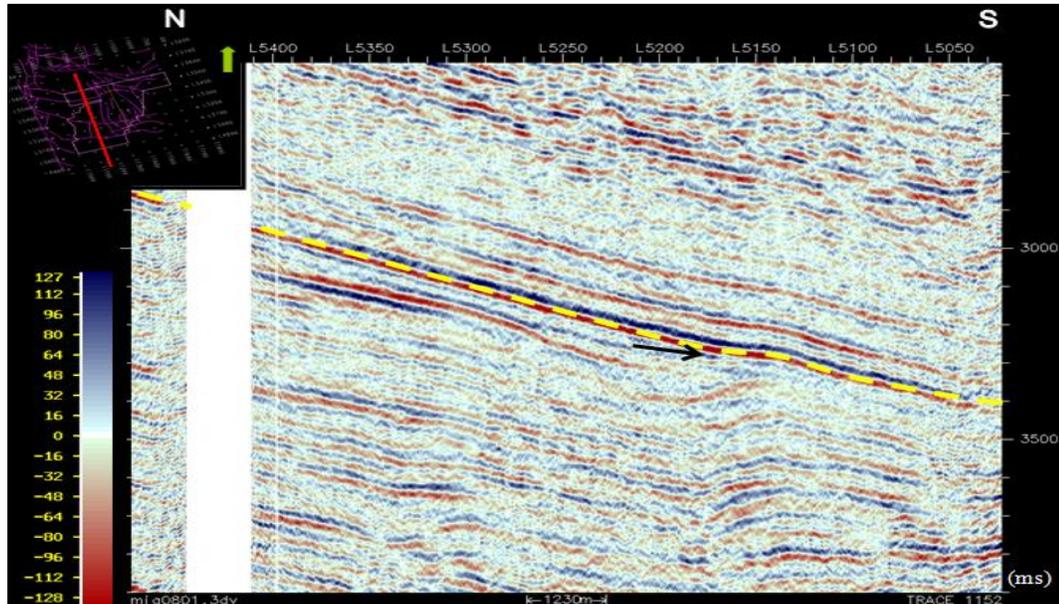


Figura 5.1. Sección NS (*crossline* 1152) en la que se visualizan *toplaps* contra un reflector suprayacente definido como la Discordancia del Eoceno.

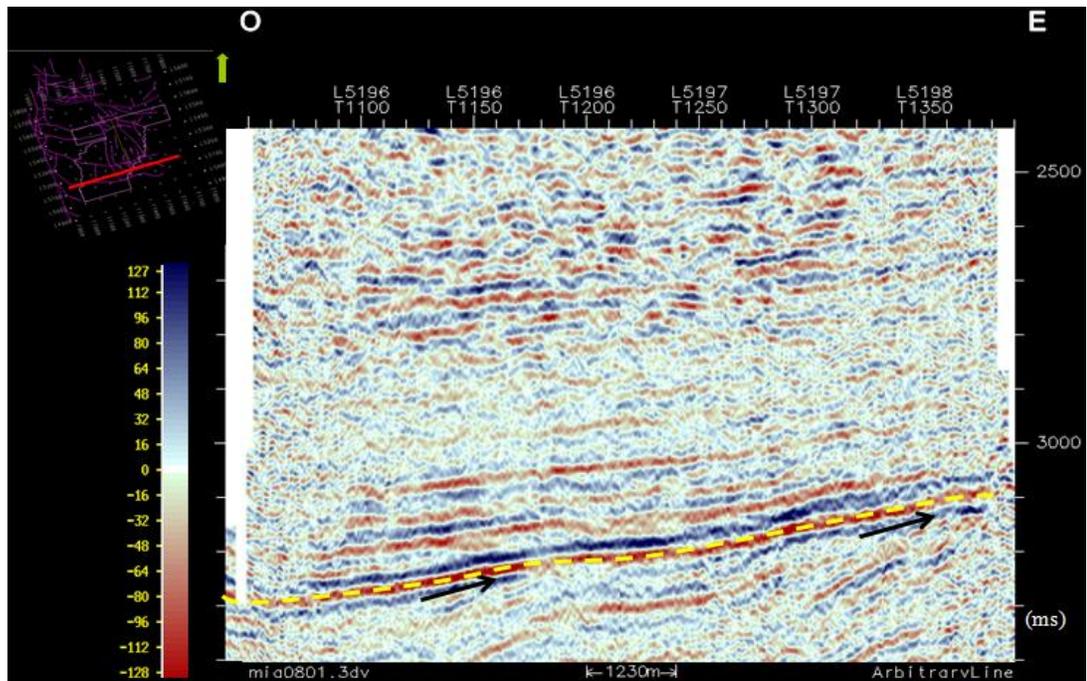


Figura 5.2. Sección arbitraria OE en la que se visualizan *toplaps* contra un reflector suprayacente definido como la Discordancia del Eoceno.

Las terminaciones sísmicas de tipo *toplap* presentes en el área sustentan la interpretación del reflector correspondiente a la Discordancia del Eoceno, definido previamente durante la calibración sísmica-pozo y resaltan su carácter angular.

Por otra parte las terminaciones sísmicas de tipo *downlaps*, características de una progradación, (arenas B-1) (Figura 3.6, capítulo III), no se lograron visualizar, posiblemente por la restricción areal de la zona analizada.

Configuración de reflexiones internas

Mediante el análisis de las reflexiones sísmicas, se pueden reconocer configuraciones principales de reflexión, las cuales se interpretan en términos de sedimentación, medio ambiente y distribución de litofacies.

Durante la visualización de las secciones sísmicas se observó una configuración en general paralela uniforme a subparalela entre los horizontes interpretados, que podría indicar períodos estables de depositación.

En la figura 5.3, se muestra una sección OE (*inline* 5426) y otra SO-NE, ambas horizontalizadas al tope de MFS_MISOA_41.6, mostrando, la configuración interna antes mencionada.

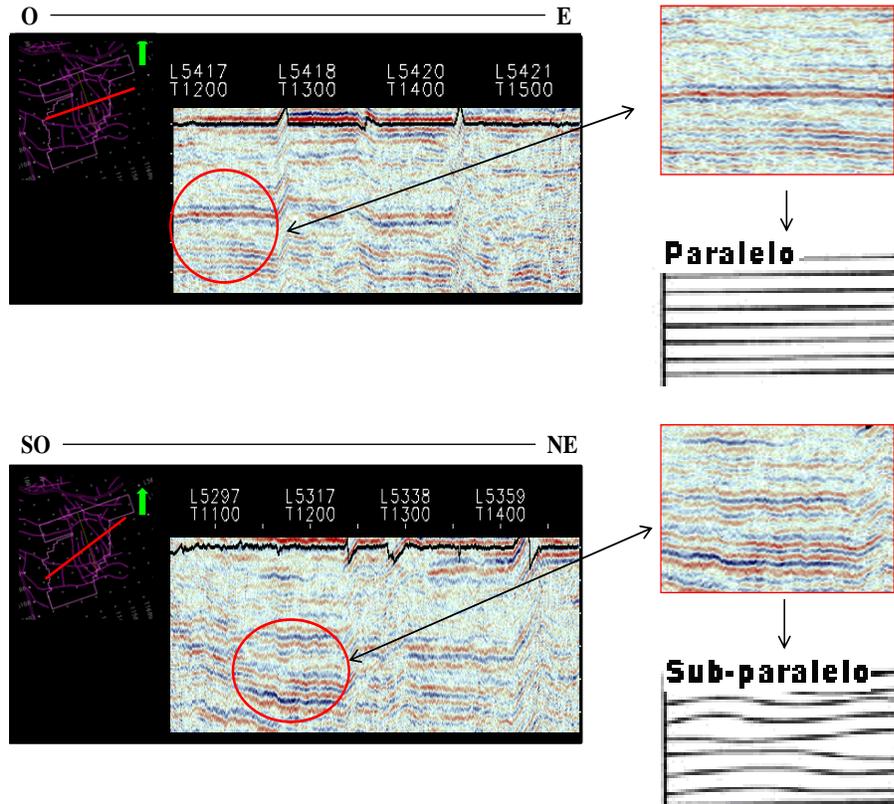


Figura 5.3. Secciones EO línea 5426 y SO-NE, con configuraciones internas de tipo paralelas a subparalelas.

5.1.2 Interpretación de horizontes

Durante la interpretación se observó la continuidad de los reflectores de interés, identificados mediante la calibración sísmica-pozo, los cuales fueron, límite de secuencia SB-25, correspondiente a la Discordancia del Eoceno, una superficie de máxima inundación denominada MFS_MISOA_41.6 correspondiente al tope de las arenas B-1 y otro límite de secuencia SB_44, correspondiente a la base de las arenas B6.

En el intervalo de estudio donde se definieron los horizontes a interpretar, poseé un contenido de frecuencias establecido en un rango entre 10-50 Hz, con una frecuencia dominante promedio de 22 Hz. En general los horizontes interpretados presentaron amplitudes relativamente fuertes y continuas en la parte central del área, facilitando la interpretación. Sin embargo, la interpretación se tornó compleja en las zonas de baja calidad de la sísmica, norte, sur y este. La mayor continuidad observada en el intervalo correspondió al límite de secuencia SB-25 (Discordancia del Eoceno) el cual sirvió de horizonte de referencia para la calibración.

De los horizontes interpretados se obtuvieron los mapas en tiempo, resultado de la interpolación. En la figura 5.4 se observan los mapas antes mencionados para cada superficie.

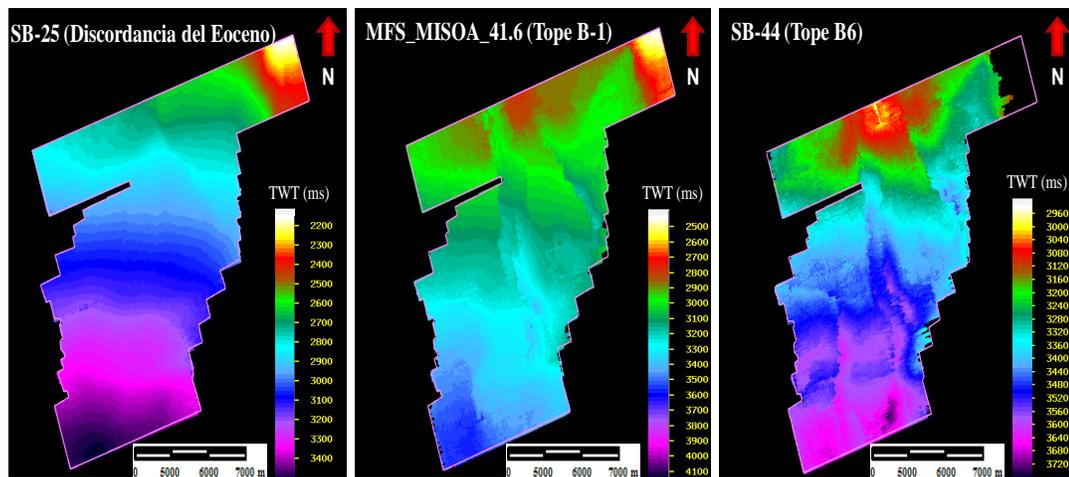


Figura 5.4. Mapas en tiempo de los horizontes interpretados obtenidos mediante los procesos *ZAP* e *interpolate* de la aplicación *SeisWorks*, puede notarse que los mapas presentan una buena calidad de interpolación.

La SB-25, se encuentra en un rango de tiempo doble (TWT) entre 2000-3500 ms, donde mayores valores de tiempo se observan al sur del mapa, mientras que los menores valores se observan al NE. La superficie MFS_MISOA_41.6, correspondiente al tope de las arenas B-1, muestra un rango de tiempo entre 2400-3700 ms, con mayores valores hacia el sur del mapa y menores valores al norte y finalmente la SB-44, en la cual se presentó dificultad de interpretación hacia el NE,

por la baja calidad de la señal. El rango de tiempo observado en el mapa está entre 3000-3750 ms, con mayores valores de tiempo al sur y menores valores hacia el centro norte. En los tres mapas se puede observar que la dirección preferencial de buzamiento es hacia el sur del área.

5.1.3 Revisión estructural

Con el fin de dar un mayor soporte a la interpretación y al análisis de facies sísmicas se realizó una revisión de los principales rasgos estructurales del área.

La estructura del Campo Franquera es un homoclinal del lado deprimido de la falla normal VLG3729, la cual fue parcialmente invertida durante el Eoceno Medio-Mioceno. El límite oeste lo constituye una zona de fallas normales que buzando al este, denominadas fallas “de Pasillo”, las cuales profundizan hasta el Paleoceno. Hacia el este el límite está definido por la falla TOM-1X. Hacia el sur se observó una falla inversa con dirección NO-SE, buzamiento al norte, la cual fue denominada falla Ceiba-5. La falla Ceiba-5, continúa al oeste con el nombre de VLG3783 (PDVSA, Exploración y Producción, 2008). En la figura 5.5b se observan las principales fallas de la zona a nivel de las arenas B-1, sobre un mapa de atributo de discontinuidad y en la figura 5.6 se muestra una visualización en 3D de dicha superficie.

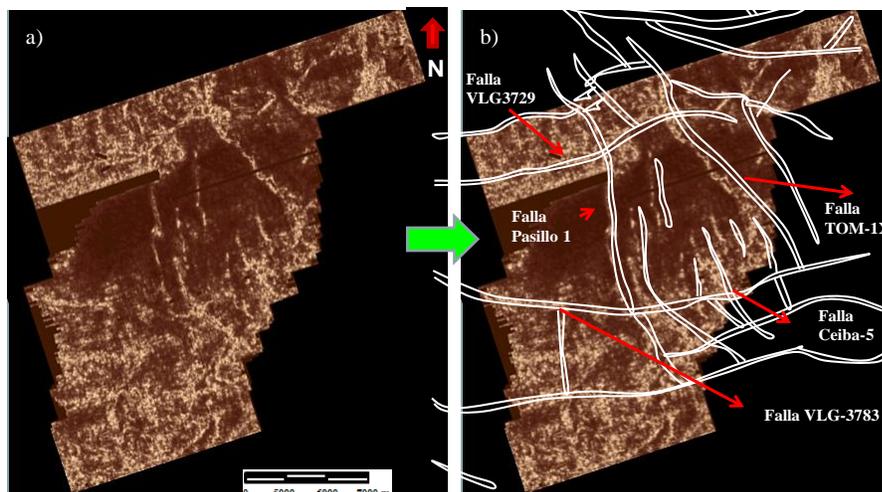


Figura 5.5. Atributo de discontinuidad resaltando las fallas del área. a) Atributo de discontinuidad con anomalías asociadas a las fallas, b) Visualización del atributo con las principales fallas de la zona en estudio, a nivel de las arenas B-1.

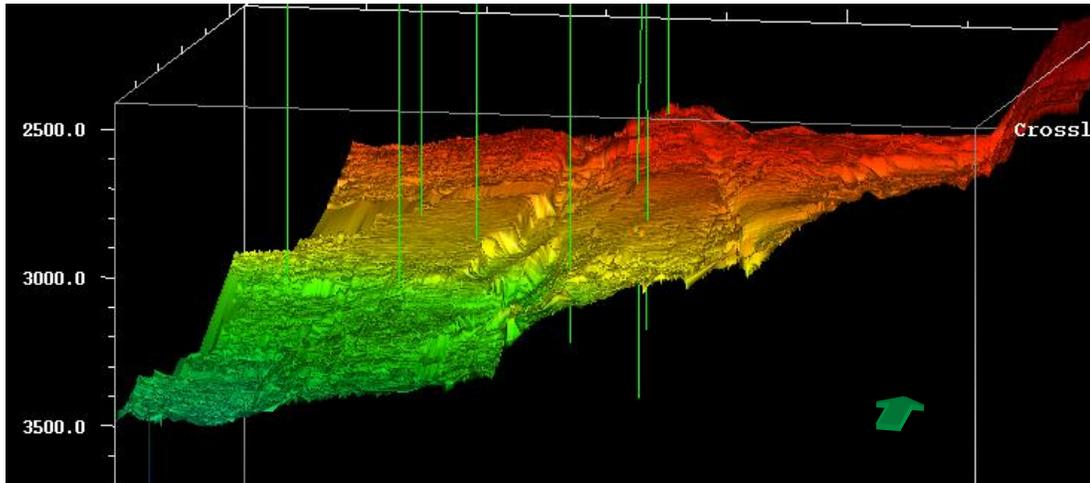


Figura 5.6. Vista 3D de la superficie MFS_MISOA_41.6 correspondiente al tope de B-1.

5.2 FACIES SÍSMICAS POR EL MÉTODO DE REDES NEURONALES NO SUPERVISADAS

5.2.1 Mapa de facies sísmicas a nivel de B-1

Luego de haber realizado diversas pruebas con cada uno de los mapas de facies generados con diferentes números de clases, 5, 8 y 11, se seleccionó el mapa de 8 clases, por representar de mejor manera los cambios de facies en la zona, en el intervalo correspondiente a las arenas B-1, 80 ms (600' aproximadamente).

En la figura 5.7 se observa el mapa de facies sísmicas a nivel de B-1, a) la proyección del intervalo correspondiente a B-1 sobre la *inline* 5246 OE y b) neuronas resultantes para dicho mapa, con la curva de correlación debajo.

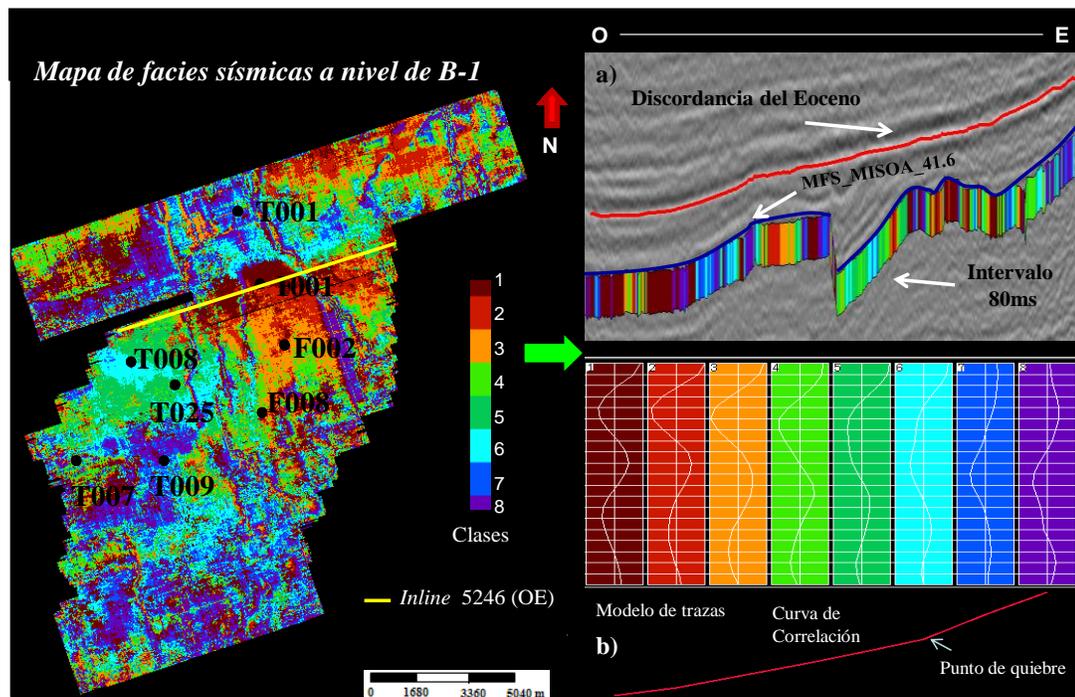


Figura 5.7. Mapa de facies sísmicas a nivel de B-1. a) Proyección en la sísmica (línea 5246) del intervalo de B-1 (80 ms). b) Modelo de trazas contenidas en el mapa y la curva de correlación.

En la figura 5.7b, se observan los 8 modelos de trazas extraídas de la sísmica del área y su curva de correlación. El cambio en la pendiente indica que las trazas que lo generaron son diferentes a sus vecinas, lo que puede sugerir un cambio geológico o en las propiedades del medio.

En la figura 5.8, se observa, el cambio de pendiente de la curva de correlación, a partir de la clase 6, es decir, de acuerdo a esto, las clases 7 y 8 son muy diferentes a sus vecinas. Al realizarse un análisis cualitativo, de la amplitud y frecuencia de las clases, se observó que las trazas 1, 2, 3 y 4 (recuadro amarillo) presentan mayores valores de amplitud, frecuencia y mayor similitud entre ellas, en comparación con las clases 5 y 6 (recuadro rojo). Las clases 7 y 8 (recuadro verde) son muy diferentes a las anteriores y al ubicarlas en el mapa, se observó que están en zonas de falla, lo que podría generar modificaciones en la forma de la traza a nivel del mismo reflector. Una explicación a este hecho podría ser la creación de interferencias constructivas y/o

destructivas de las ondas en estas zonas de falla. De igual manera las formas de las trazas cambian en áreas de baja calidad de la señal sísmica.

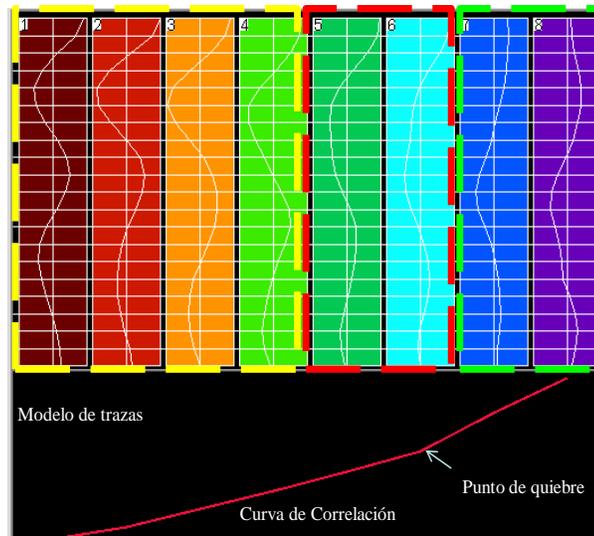


Figura 5.8. Modelo de trazas sísmicas. En el recuadro amarillo se agrupan las clases de la 1 a la 4, en el recuadro rojo, las clases 5 y 6 y en el verde las clases 7 y 8 de las zonas de mayor incertidumbre.

Por otra parte en la figura 5.9, se observa el mapa de correlación, en el cual se muestra la relación entre los datos sísmicos y las clases seleccionadas, se nota que las bajas correlaciones están ubicadas igualmente en las zonas de baja calidad de la señal y zonas de fallas. La mejor correlación resalta en azul oscuro con un porcentaje entre el 80 y 90%. Dicha correlación se observa mayormente en la zona central del mapa, donde se ubican los pozos. Por otra parte hacia la zona sur y noroeste del mapa se observa una correlación de media a baja en un rango que varía entre 60 y 20%. Las correlaciones mas bajas se muestran en las zonas de fallas entre el 5 y 15%.

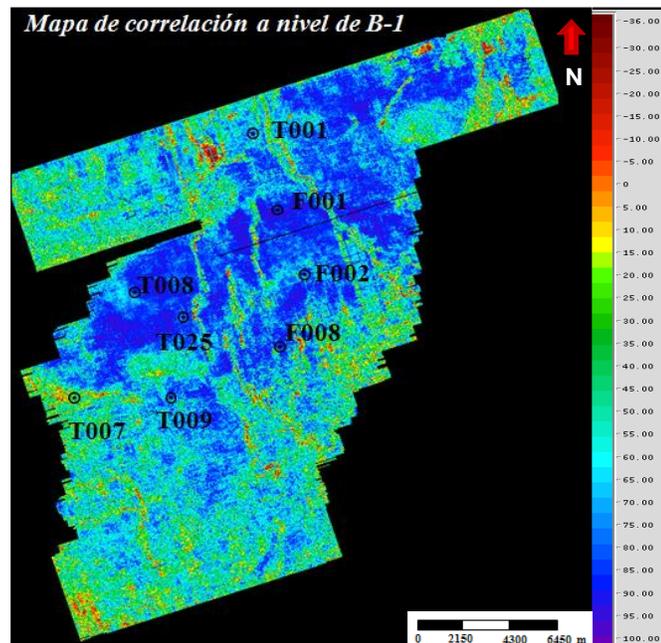


Figura 5.9. Mapa de correlación de los datos sísmicos con la clasificación de facies a nivel de B.1.

De acuerdo a las características observadas en el modelo de trazas seleccionado y el mapa de correlación, comparó asociar las tendencias de las facies con el mapa de paleoambiente.

Es importante mencionar que el mapa paleoambiental, se muestra la geometría, la tendencia de sedimentación y orientación de los depósitos arenosos del sistema de isla de barrera interpretado para el área, en formas alargadas, paralelas a la línea de costa y su desarrollo está influenciado directamente por el transporte de las corrientes litorales (PDVSA. Exploración y Producción, 2008).

Descripción y análisis del mapa de facies sísmicas a nivel de B-1

Las fallas principales del área se definen claramente en el mapa de facies sísmicas (Figura 5.10a) y se interpretaron dos respuestas de facies sísmicas diferentes, bien marcadas (Figura 5.10b). La primera está dominada por las clases 1, 2, 3 y 4 (zona 1), encontrándose en esta zona los pozos F001 y F002. La segunda dominada por las clases 5 y 6, en ella se encuentran los pozos T008, T025 y F008. Hacia el noreste del

mapa se observa predominantemente, las clases 1, 2, 3 y 4, sin embargo, hacia el pozo T001, no se logra apreciar una tendencia clara de las facies.

Es importante mencionar que entre los pozos F001 y T001, se observa un cambio abrupto de las clases 1, 2, 3 y 4 con respecto a las clases 6, 7 y 8, esto es debido a que esta es justamente la zona de empalme entre los dos cubos sísmicos. Hacia el sur del mapa no se observa una tendencia definida y predominan las clases 7 y 8 asociadas anteriormente a zonas de mayor incertidumbre. En la figura 5.10b, se observan las dos zonas interpretadas.

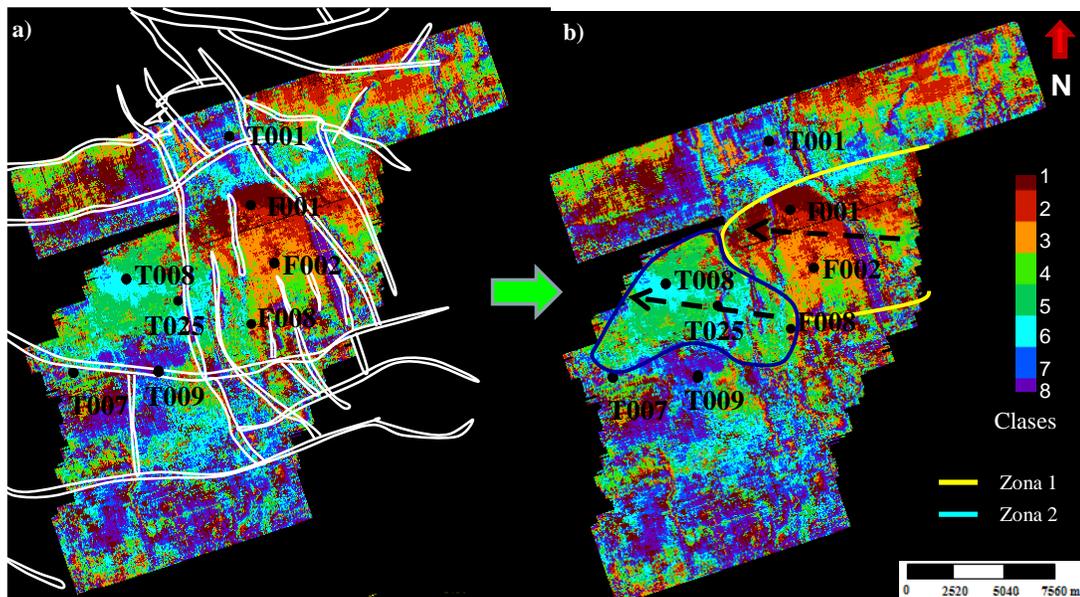


Figura 5.10. Mapa de facies sísmicas a nivel de B-1, a) representación de las fallas principales de la zona, b) diferenciación de facies, zona 1 (amarillo) y 2 (azul), las flechas en negro indican la tendencia..

Zona 1: Se observa una tendencia orientada NO-SE (Figura 5.10b), de las clases 1, 2 y 3 involucrando los pozos F001 y F002, posiblemente asociadas a la geometría de los depósitos del área. Hacia el pozo F008 se van perdiendo las clases anteriormente mencionadas y abundan las clases de la zona 2. Se observa la continuidad de las mismas al pasar las fallas, posiblemente dichas fallas fueron posterior a la depositación.

Zona 2: Se observa una tendencia general orientada NE-SO, de las facies 5 y 6 involucrando los pozos T008, T025 y F008, posiblemente asociada, de igual manera que en la zona 1, a la geometría de los depósitos. Hacia el pozo T008 predomina la clase 5 color turquesa y hacia el T025 la clase predominante es la 6 color verde intenso. Cercano a esta zona se encuentran los pozos T007 y T009. En el pozo T007 no se logra definir una clase predominante, mientras que cercano al pozo T009 se observan predominantemente las clases 7 y 8.

Asociación de las facies sísmicas con el mapa de paleoambientes

Para asociar la geometría observada en las dos zonas antes mencionadas del mapa de facies, se utilizó el mapa paleoambiental (Figura 4.23).

La figura 5.11 muestra el mapa de facies y el mapa de paleoambientes. Se observa como la tendencia de las facies varía en cuanto a la orientación de los depósitos de barras costeras representados en el mapa paleoambiental. En el mapa de facies sísmicas se observa una orientación de las mismas, NO-SE, sin embargo, en el mapa paleoambiental se define una orientación SO-NE. El mapa de facies sísmicas podría estar indicando que la línea de costa tuvo rumbo preferencial hacia el sureste del área. Es importante mencionar que, a pesar de que la geometría de los depósitos varía en algunos grados, las facies sísmicas identificadas podrían corresponder con los depósitos de barras costeras.

Por otro lado el área de los pozos F presentan clases diferentes a las obtenidas en la zona de los pozos T, lo cual, puede estar asociado a la calidad de roca.

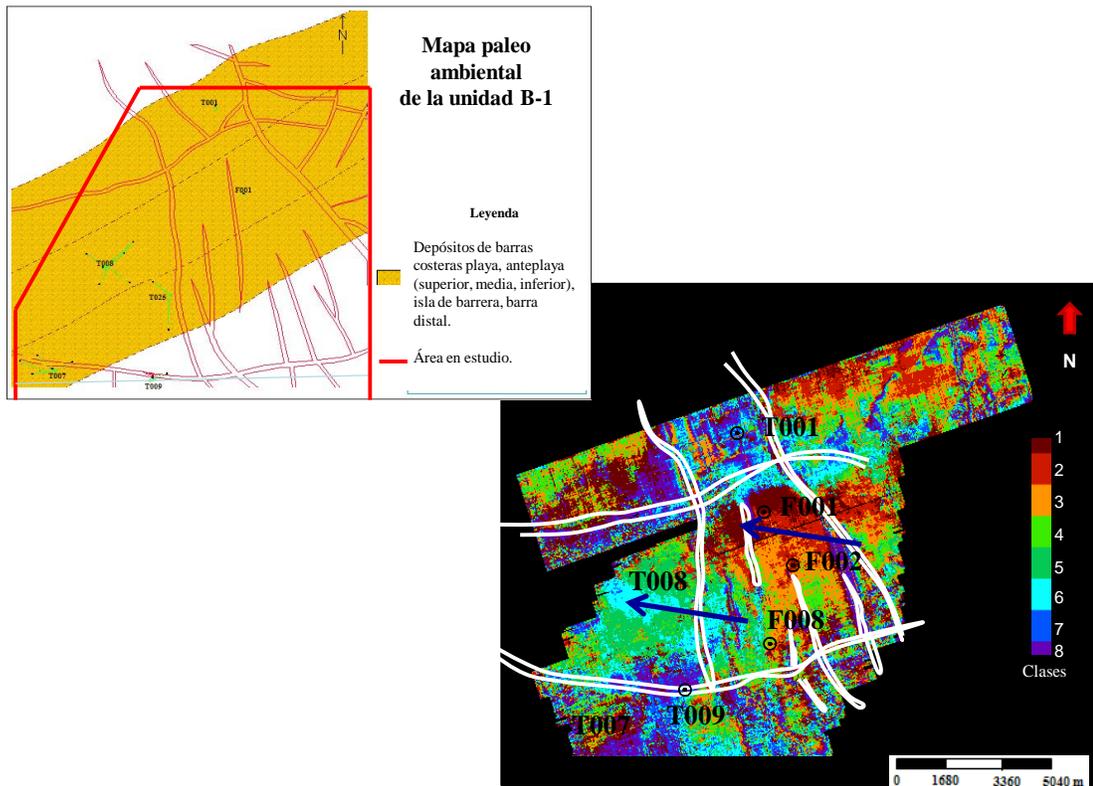


Figura 5.11. Mapa de facies sísmicas asociado al mapa paleoambiental, las flechas azules indican la tendencia general observada en el mapa de facies.

Descripción y análisis del volumen de facies sísmicas en B-1, generado mediante el método jerárquico

Para este estudio se utilizaron un total de ocho atributos de la forma de la traza, los cuales, se enfocan en resaltar la estratigrafía y contrastes en la litología del área. Dichos atributos fueron: frecuencia dominante, polaridad aparente, envolvente de la señal, impedancia acústica relativa, amplitud absoluta integrada, fase instantánea, frecuencia instantánea y coseno instantáneo de la fase. A los mismos se les aplicó el análisis de componentes principales (ACP) o sus siglas en inglés PCA (*principal components analysis*), para analizar la relación o no entre los atributos de entrada. Este proceso, da como resultado dos matrices principales para el análisis y posterior selección del número de componentes.

La primera matriz (Figura 5.12), muestra la correlación que existe entre los atributos seleccionados, con la finalidad de identificar los atributos linealmente independientes y analizar la redundancia de la información de los datos de entrada. En este caso el mayor valor de correlación se observa entre el atributo de fase instantánea y el de impedancia acústica relativa de 0,58%, sin embargo, puede notarse en general bajas correlaciones indicando que los atributos sísmicos tienden a ser linealmente independientes.

Analysis Matrix									
	Apparent Polari	Signal Envelope	Relative Acoustic Impedance	Integrated Absolute Amplitude	Instantaneous Phase	Instantaneous Frequency	Dominant Frequency	Cosine of Instantaneous Phase	
1	1.000000	-0.064509	0.118271	0.004124	0.029622	-0.001390	0.001416	0.064514	
2	-0.064509	1.000000	0.092534	-0.106875	0.037657	0.194620	-0.006294	0.032310	
3	0.118271	0.092534	1.000000	-0.013894	0.581183	0.050573	-0.004325	0.192871	
4	0.004124	-0.106875	-0.013894	1.000000	-0.007736	-0.017281	-0.080912	-0.006432	
5	0.029622	0.037657	0.581183	-0.007736	1.000000	0.022599	0.027309	-0.008742	
6	-0.001390	0.194620	0.050573	-0.017281	0.022599	1.000000	0.146016	-0.025111	
7	0.001416	-0.006294	-0.004325	-0.080912	0.027309	0.146016	1.000000	-0.007456	
8	0.064514	0.032310	0.192871	-0.006432	-0.008742	-0.025111	-0.007456	1.000000	

Figura 5.12. Matriz de correlación entre los atributos seleccionados para el análisis ACP.

La segunda matriz (Figura 5.13) muestra la contribución de cada componente principal con respecto a la información total. Esta matriz permite seleccionar el número de componentes principales para la clasificación. La matriz muestra además los *eigenvalues* (autovalores o valores propios), los cuales deben ser distintos de cero (capítulo II), para que se cumpla que son linealmente independientes. Dichos valores suponen que tienen la menor contribución de la información total y pueden ser retirados (Paradigm, 2006). En la figura 5.13 se observa que de la componente 1 a la 4 se obtuvieron valores propios mayores a 1, además, los mismos son los que presentan los mayores porcentaje de contribución de la información total, sin embargo la componente 5 presenta un valor propio muy cercano a 1 con una buena contribución, valores menores a estos indican información poco coherente. La componente 1 contribuye un 20,7%, la componente 2 un 16%, la componente 3 un 13,06%, la componente 4 un 12,9%, la componente 5 un 12.27%. De acuerdo a lo anterior se seleccionaron para la clasificación 5 componentes debido a que

presentaron un buen porcentaje de contribución de la información total y un acumulado de 74.86%.

		eigenvalues	contributions	cumulated
1	component-1	1.655252	20.690650	20.690650
2	component-2	1.274370	15.929619	36.620270
3	component-3	1.045512	13.068901	49.689170
4	component-4	1.031889	12.898606	62.587777
5	component-5	0.982137	12.276715	74.864492
6	component-6	0.917468	11.468347	86.332839
7	component-7	0.716044	8.950552	95.283390
8	component-8	0.377329	4.716610	100.000000

Figura 5.13. Matriz donde participa cada componente principal en la restitución de la información total y la cual permite seleccionar el número de componentes a usar.

5.2.2 Volúmenes o bloques de facies sísmicas

Se utilizó una herramienta de *Stratimagic* llamada *horizon slice*, la cual consistió en realizar un corte en tiempo, en el intervalo de estudio, con la forma del horizonte de referencia MFS_MISOA_41.6. Los *horizon slices* fueron realizados con el fin de visualizar en planta, los cambios laterales de las facies y seleccionar las secciones geológicas con los pozos que mostraran mayores variaciones. Mediante la calibración se identificó la correspondencia aproximada de las reflexiones internas del intervalo, con los subintervalos del miembro B-1. Los topes identificados fueron B-1.1, B-1.3 y B-1.5. Es importante mencionar que dichos topes engloban dos subintervalos, respetando la resolución vertical de la sísmica.

En la figura 5.14a, se muestra el *horizon slice* a 24 ms de MFS_MISOA_41.6, aproximadamente sobre el tope de B-1.1, además se muestran las secciones 1 y 2 seleccionadas para el análisis litológico y asociación con las facies sísmicas.

En la figura 5.14b, se muestra la sección SO-NE, con los pozos T028, T025 y F002, se observan los topes identificados y la línea negra muestra la ubicación del *horizon slice* en el volumen de facies.

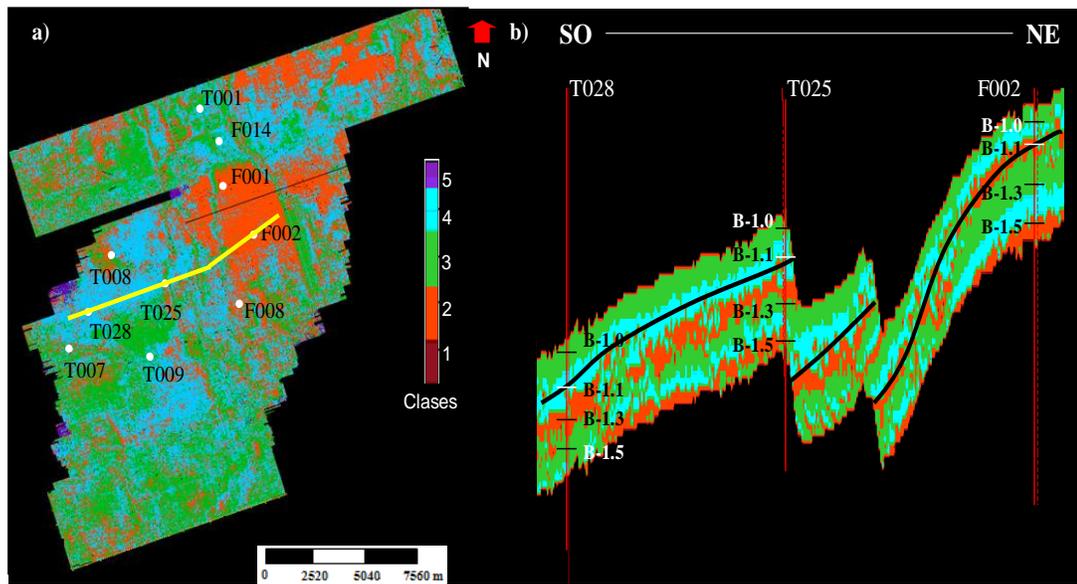


Figura 5.14. *Horizon slice* y su ubicación en la sísmica. a) *Horizon slice* a 24 ms, correspondiente aproximadamente al tope de B-1.1. b) Volumen de facies con los subintervalos. La línea negra indica la ubicación del *horizon slice*.

De lo observado en los *horizon slices* se seleccionaron tres secciones que mejor representaron los cambios de las facies sísmicas y su relación con la litología.

- Sección 1

En la figura 5.15a, se visualizan en planta los cambios laterales entre los pozos. En la sección 1, se nota el cambio de facies de los pozos F001, F002 y F008 al F014. La respuesta cambia de la clase 2 a la 3 respectivamente. En la figura 5.15b, se muestra la sección geológica NS con los pozos anteriormente mencionados y sus registros GR y RT, con el fin de observar la calidad de roca y asociarlas, de ser posible con la variación de las facies sísmicas en el F014. En línea segmentada de color rojo se muestra el intervalo aproximado de 140' englobando las arenas B-1.1 y B-1.2. La línea punteada color negro, muestra la línea base de arena limpia (*cutoff*), para cada pozo (PDVSA, Exploración y Producción, 2008).

En general en los pozos F001 y F002, se observan paquetes de arenas bien definidos, con un mayor contenido de arena limpia y resistividades altas, que corresponden a la

presencia de hidrocarburos, resaltados en color verde. Por otra parte en el pozo F008, se observa un comportamiento de la curva GR aserrado en comparación con los pozos anteriores, sin embargo, se observa buena calidad de roca, resistividades medianamente altas y aunque en menor medida, contenido de hidrocarburo. Finalmente en el pozo F014, que se encuentra más al norte, se observa un comportamiento de la curva de GR aserrado, con mayor contenido lutítico y no se observa presencia de arena limpia, sus resistividades son bajas y por ende sin contenido de hidrocarburo. De acuerdo a lo antes descrito, la calidad de roca es baja hacia el pozo F014 al norte

Se nota, tanto en el *horizon slice* como en el volumen de facies sísmicas (Figura 5.15c) que, el tope B-1.1 se encuentra sobre la clase 2, que presenta continuidad en los pozos F008, F002 y F001, sin embargo, hacia el pozo F014, se observan las clases 3 y 4, las cuales pueden estar asociadas a baja calidad de roca, debido a lo observado en la sección geológica.

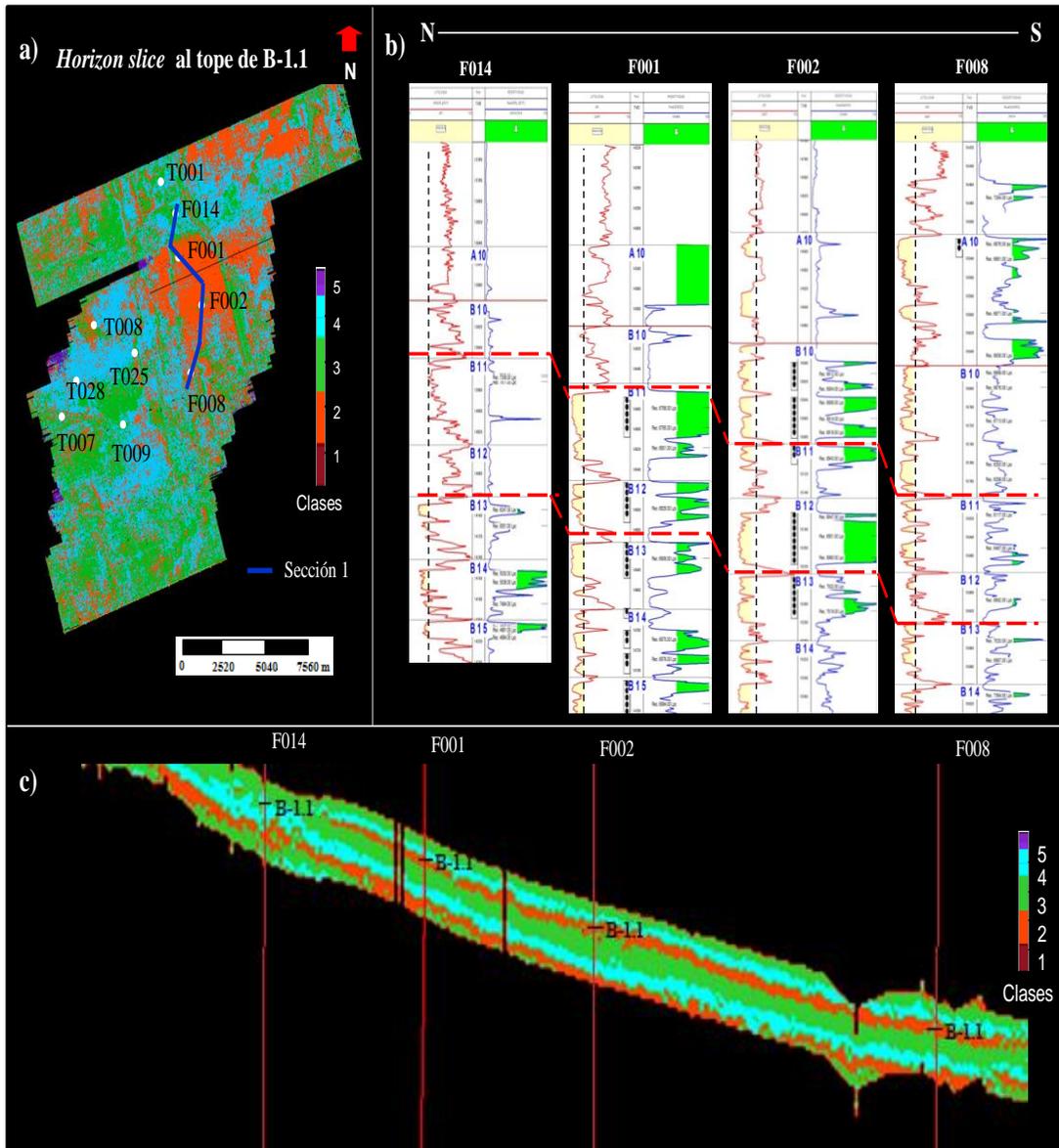


Figura 5.15. Secciones geológicas y sísmicas en el intervalo B-1.1/B-1.3. a) *Horizon slice* al tope de B-1.1, sección 1. b) Sección geológica NS de los pozos F014, F001, F002 y F008. c) Sección 3 del volumen de facies sísmicas.

- Sección 2

La segunda sección es de orientación SO-NE, involucrando los pozos T028, T025 y F002. En la figura 5.16a, se observa el *horizon slice* al tope de B-1.1. Se visualiza el cambio de facies, entre los pozos T y F.

En la figura 5.16b, se muestra la sección geológica, donde mejora la calidad de las arenas hacia el noreste. La curva de GR, del pozo T028 presenta una característica aserrada, que se acuerdo al *cutoff*, se observa un bajo contenido de arena limpia, el intervalo muestra un mayor contenido lutítico, además, se observa baja resistividad y muy poco contenido de hidrocarburo en los picos resistivos. Los pozos T025 y F002, presentan un buen contenido de arena limpia. El paquete de arena en F002 se preserva mucho mejor que el pozo T025. En ambos pozos, se observan resistividades altas y buen contenido de hidrocarburos. De acuerdo lo antes descrito, la mejor calidad de roca se observa en el pozo F002, mientras que la calidad más baja se observa en el T028.

Al observar, dicha sección en la sección del volumen de facies (figura 5.16c) y en el *horizon slice*, se nota que el tope B-1.1 en el pozo T028, se encuentra sobre la clase 4, la cual es continua, hasta el pozo T025, que también tiene influencia de la clase 2, no se logra definir con claridad la clase predominante en este pozo, posiblemente por estar cercano a la falla Pasillo-1. Finalmente, el tope en el pozo F002, se encuentra sobre la clase 2, en la cual se observa continua desde el oeste. De acuerdo a esto, la clase 2 podría estar asociada a arenas de mejor calidad mientras que la clase 4, a arenas con mayor contenido lutítico.

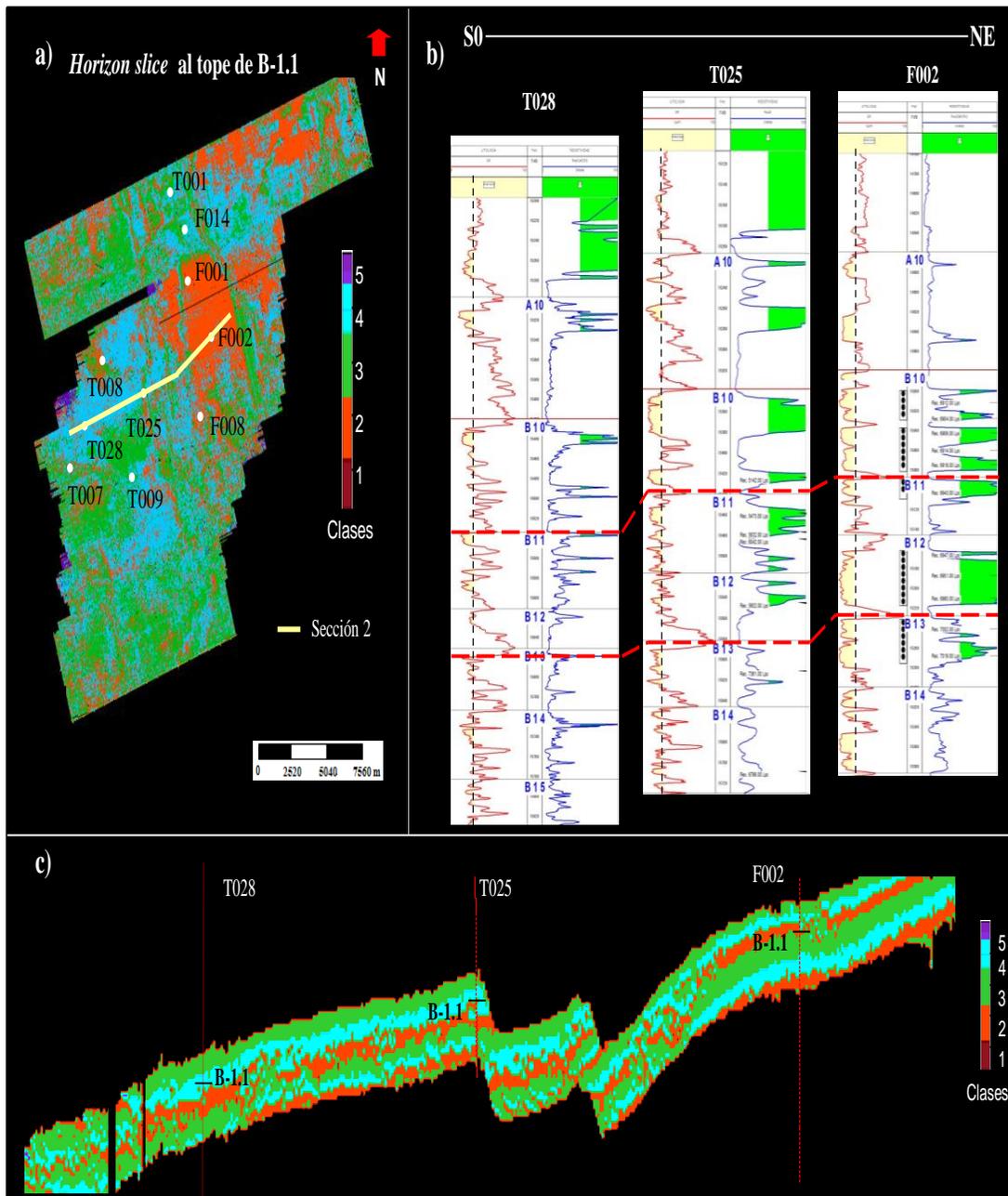


Figura 5.16. Secciones geológicas y sísmicas en el intervalo B-1.1/B-1.3. a) *Horizon slice* al tope de B-1, sección 2. b) Sección geológica SO-NE de los pozos T028, T025 y F002. c) Sección 2 del volumen de facies sísmicas.

- Sección 3

La tercera sección es de orientación SO-NE, involucrando los pozos T008 y F001. En dicha sección se realizó el análisis en el intervalo correspondiente a B-1.5 y B-2. En la figura 5.17a, se observa, el *horizon slice* al tope de B-1.5 y en amarillo la sección 3 seleccionada. En dicha imagen se observa el cambio de las facies entre un pozo y otro, varía de la clase 3 en el T008 a la clase 2 en el F001. En la figura 5.17b, se observa la sección geológica, con los pozos antes mencionados. Se observa en los registros petrofísicos, que para los dos pozos el contenido de arena limpia es similar y la curva de GR es aserrada. En el caso del pozo T008, las resistividades se observan altas al tope de B-1.5 y con contenido de hidrocarburo, sin embargo, en el resto del intervalo se observan resistividades bajas. En el pozo F001, se observan picos de resistividades a lo largo del intervalo indicando contenido de hidrocarburo. Los pozos presentan respuestas similares en la litología, sin embargo, el pozo T008, parece tener una mayor intercalación arena lutita.

En la figura 5.17b, se observa la sección 3 en el perfil del volumen de facies, con el tope de B-1.5. Se nota, que el tope B-1.5, en el pozo T008, está sobre la clase 3, mientras que en el pozo F001, está sobre la clase 4. En vista de que los pozos presentaron características similares de baja calidad de roca, las clases 3 y 4, podían estar asociadas a esta respuesta.

Es importante mencionar, que en el pozo F001, se observa una discrepancia entre la clase 2 observada en el *horizon slice* y la clase 4 observada en el perfil de facies, esto debido a que los cortes del *horizon* son realizados con la forma del reflector interpretado como MFS_MISOA_41.5. Los reflectores posteriores son subparalelos en relación al horizonte de referencia mostrar variaciones en los *horizon slices* que no corresponden con el tope de interés.

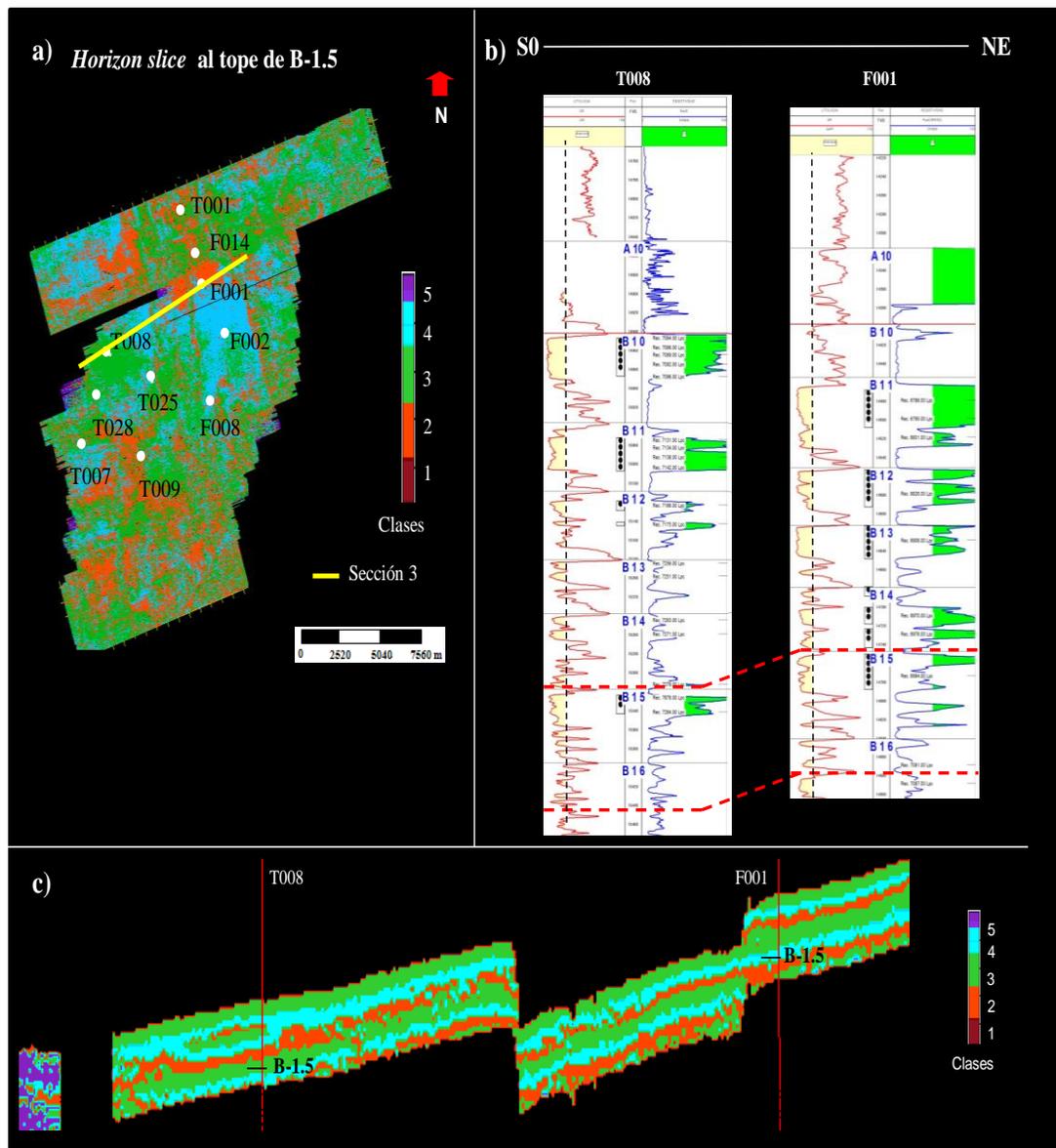


Figura 5.17. Secciones geológicas y sísmicas en el intervalo B-1.5/B-2. a) *Horizon slice* al tope de B-1.5, sección 3. b) Sección geológica SO-NE de los pozos T008 y F001. c) Sección 3 del volumen de facies sísmicas.

Análisis de los gráficos de correlación cruzada o crossplot

Con el fin de obtener una relación entre parámetros petrofísicos, litología y facies sísmicas obtenidas por el método jerárquico, se realizaron gráficos de correlación cruzada en los intervalos: B-1.0\B-1.1, B-1.1\B-1.3, B-1.3\B-1.5 y B-1.5\B-2.0

(Figura 4.28). Los registros utilizados para el análisis fueron: gamma ray (GR), resistividad profunda (RT), PHIE (porosidad, \emptyset) y VSH (contenido de arcilla).

- Gráfico de correlación cruzada, GR-porosidad-facies sísmicas

En las figura 5.18 y 5.19, se muestran los *crossplot* por intervalos, para los pozos F001 y T008 respectivamente. Dichas figuras representan en el eje x los valores de GR y en el eje y los valores de porosidad (\emptyset). La escala de colores es de 5 clases obtenidas del volumen jerárquico. La línea vertical negra segmentada, indica el *cutoff* de 50 API en el registro GR, el cual señala la base de arenas limpias seleccionada por los petrofísicos del área. Para los cuatro gráficos de ambos pozos, se utilizó el *cutoff* como referencia para asociar, la respuesta de las facies a arenas limpias, con contenido lutítico o lutitas. En la figura 5.18 se muestran los siguientes imagenes a analizar, con una buena correlación en promedio de 87%.

En las figuras 5.18 a, b y d, se observa la distribución de las facies sísmicas en todo el rango de valores tanto de GR como de porosidad, es decir, no se observa en ellos, un agrupamiento de facies por lo que puede ser asociado a litología. En el gráfico c) se observa una mayor dispersión de los datos que están dominados por las clases 3 y 4. Se nota una mayor proporción de la clase 3 a menores valores de GR y un rango de porosidad entre 10-25%. A valores mayores de GR se observa predominantemente la clase 4, sin embargo dicha clase se observa a lo largo de todo el rango de valores. De acuerdo a esto, es probable, que para el intervalo B-1.3/B-1.5, del pozo F001, la clase 3, esté asociada a arenas limpias con buena porosidad.

Pozo F001

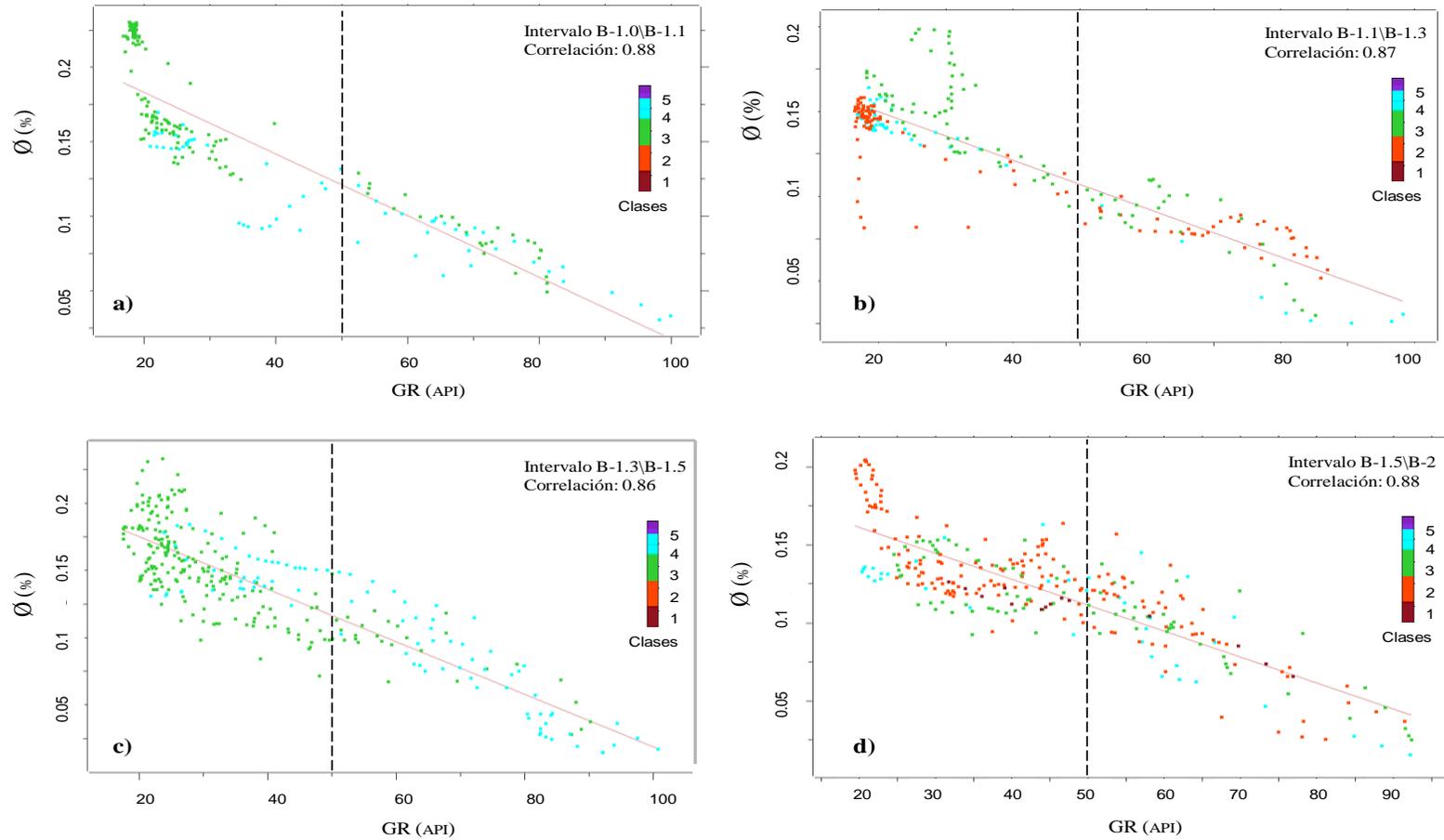


Figura 5.18. Gráficos de correlación cruzada del pozo F001, con los registros GR–PHIE-facies sísmicas.

En la figura 5.19 se muestran las figuras a analizar, con una buena correlación en promedio de 90%, entre ambos registros.

La figura 5.19a, está representado por la clase 3 que se distribuye a lo largo de todo el rango de datos. En la figura 5.19b, se observan predominantemente las clases 2, 3 y 4 de igual manera distribuidos en todo el rango, sin embargo, a menores valores de GR, aproximadamente entre 15-25 API y porosidad entre 10-20%, predomina la clase 4, sin embargo no es concluyente. En la figura 5.19c, se observan las clases 2, 3 y 4, donde a menores valores de GR y altas porosidades, predomina la clase 3. Finalmente, la figura 5.19d, no se observa un agrupamiento definido. Las clases 4, 3 y 2, correspondiente a los intervalos B-1.1/B-1.3, B-1.3/B-1.5 y B-1.5-B-2 respectivamente, responden posiblemente a arenas limpias con porosidades altas para intervalos diferentes.

De acuerdo a lo antes descrito en los pozos F001 y T008, sólo se observaron casos puntuales, en los que las facies sísmicas podrían estar asociadas a litología, sin embargo, en general tanto para estos dos pozos como para los restantes, no se logró discriminar con claridad litología.

Pozo T008

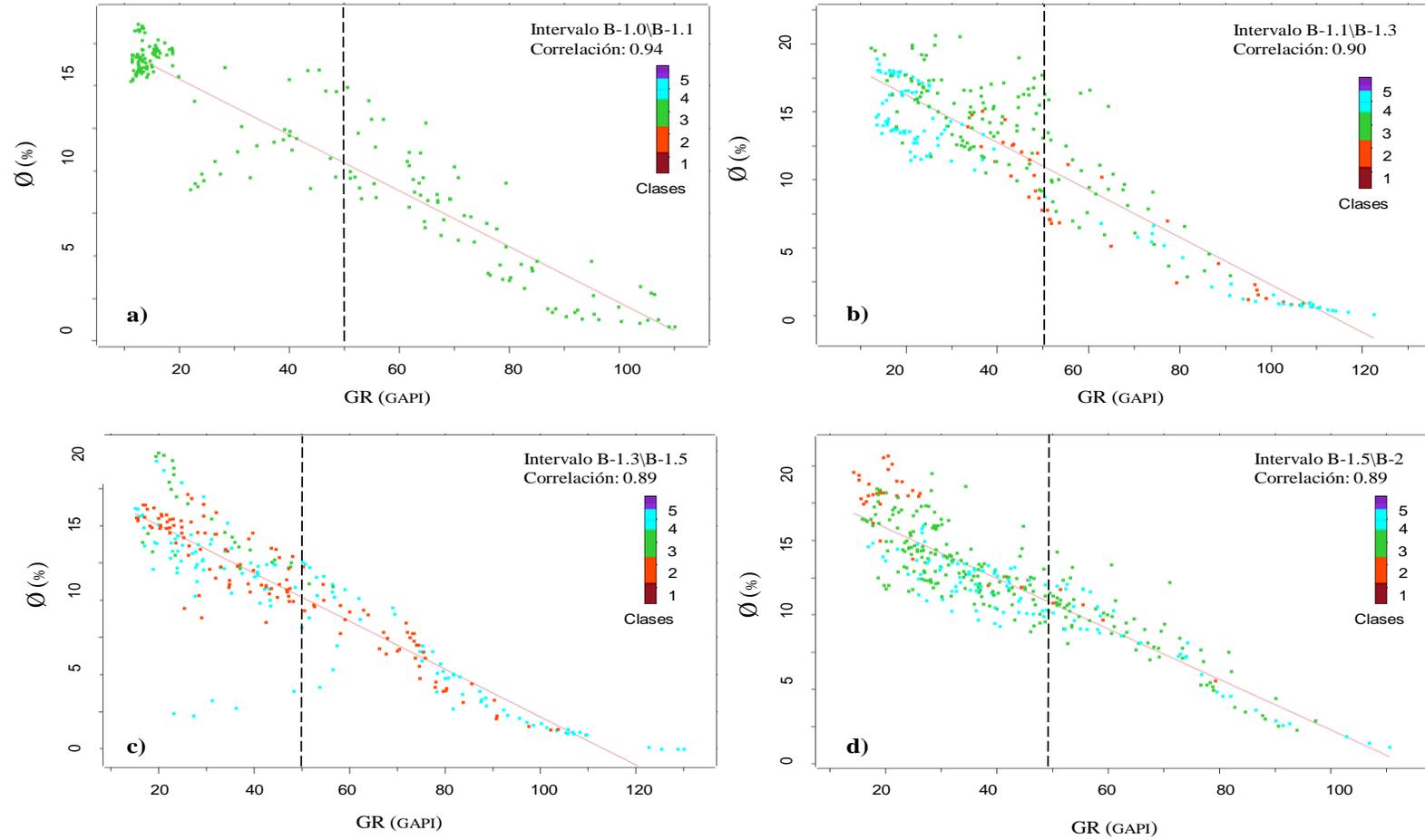


Figura 5.19. Gráficos de correlación cruzada del pozo T008, con los registros GR-PHIE-facies sísmicas.

- Gráfico de correlación cruzada, GR-RT-facies sísmicas

De los *crossplot* realizados utilizando los registros de GR y RT, se obtuvieron dos que representaron de mejor manera las respuestas de las facies. Dichos *crossplot* corresponden al intervalo B-1.0\B-1.1 de los pozos F003 y F008. En la figura 5.20 se observan los gráficos de los dos pozos. En la figura 5.20a, perteneciente al pozo F003, se observan las clases 3 y 4. La clase 4 se observa en mayor proporción relacionada con los valores de RT cercanos a cero, mientras que la clase 3, se encuentra en valores de GR, menores a 60 API, con un rango aproximado de resistividades entre 100-225 ohm*m, posiblemente indicando arenas limpias saturadas de hidrocarburos. La figura 5.20b, correspondiente al pozo F008, se observan las clases 3 y 4, con una mayor proporción de la clase 4, a valores bajos de GR y resistividad, indicando la posibilidad de representar arenas limpias saturadas de agua. A mayores valores de GR, se observa la presencia de la clase 3, pero en menor proporción y mayor dispersión.

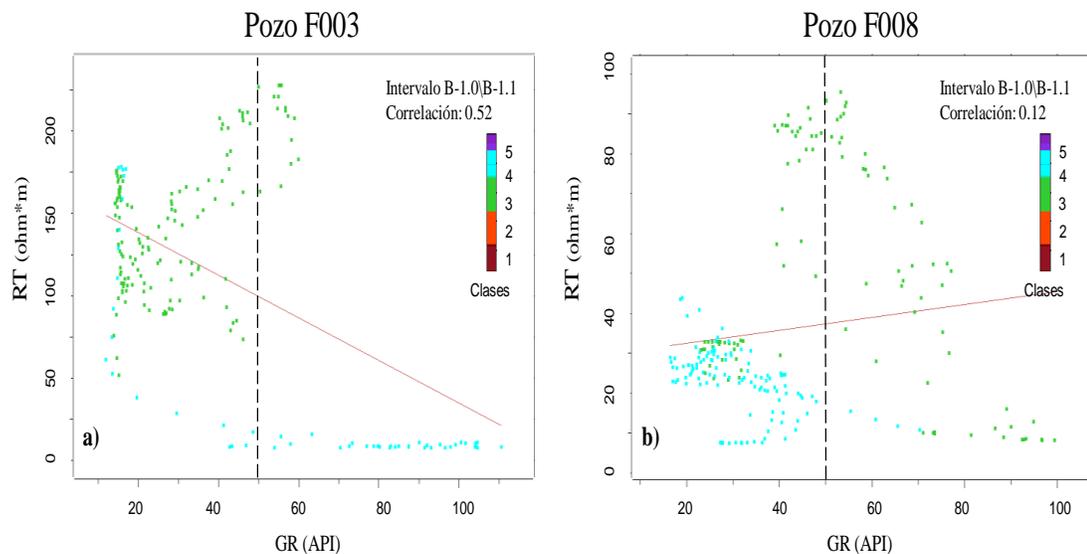


Figura 5.20. Gráficos de correlación cruzada pozo F003 y F008, con los registros GR–RT-facies sísmicas.

- Gráfico de correlación cruzada, GR-VSH-facies sísmicas

En la figura 5.21, se muestra el gráfico de GR (eje x), VSH (eje y) y las facies sísmicas en la escala de colores, del pozo F008 en el intervalo B-1.0\B-1.1. Se observa en el gráfico una muy buena correlación del 95%. La línea negra segmentada, indica, la base de arenas limpias (*cutoff* 50 API). Se observa en el gráfico las clases 3 y 4, predominando la clase 4, para menores valores de GR, en el rango entre 5-50 API, con un VSH, entre 2-20%, posiblemente indicando que dicha facies representa arenas con bajo contenido de arcilla. Se observa la clase 3, predominantemente a mayores valores de GR, indicando que dicha facies tiende a representar arenas con mayor contenido lutítico o lutita.

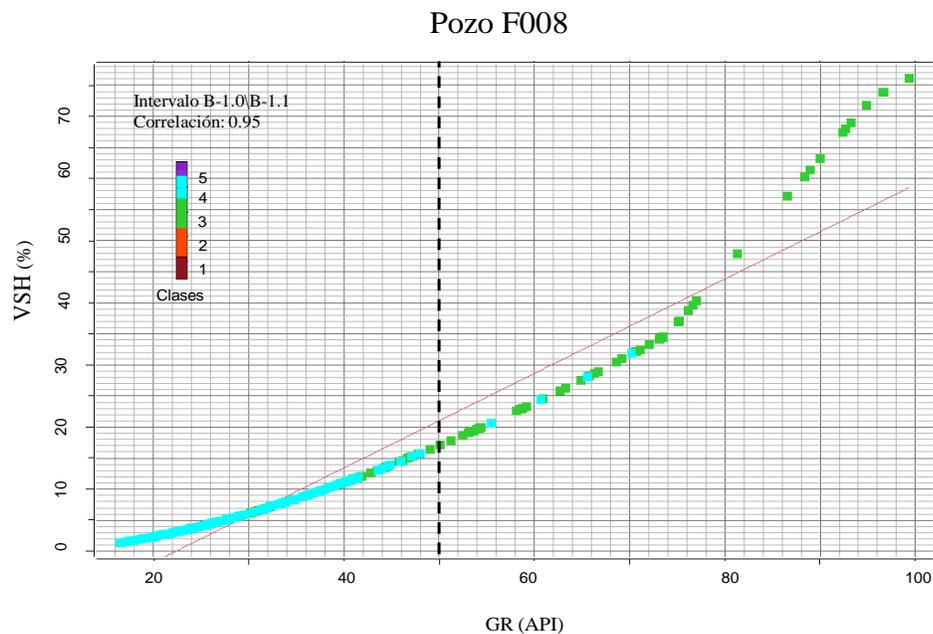


Figura 5.21. Gráfico de correlación cruzada del pozo F008 en el intervalo B-1.0-B1.1, con los registros GR-VSH-facies sísmicas en escala de colores.

Si se compara este gráfico con el gráficos de GR-RT-facies del mismo pozo F008, debido a que se encuentran en el mismo intervalo, se nota que la clase 4, posiblemente esté respondiendo a arenas limpias saturadas de agua, sin embargo hacia el pozo F003 dicha facies parece estar asociada a lutitas con resistividades de 0

ohm*m. Es importante mencionar que en el análisis observado de los pozos restantes no se observa una diferenciación clara de las facies.

- Gráficos de correlación cruzada, comparando la impedancia acústica (IA) obtenida del cubo de inversión, con las facies sísmicas.

En la figura 5.22, se observan los gráficos de los pozos F001, F003, T009, T028 en el intervalo de B-1.1/B-1.3. Se obtuvo una buena correlación en promedio de 84%. En los cuatro gráficos, se observan las clases 2, 3 y 4. En la figura 5.22a, la clase 2 tiende a representar valores de IA bajos en un rango aproximado entre 9×10^6 - 9.10×10^6 g*m/cm³*s, la clase 3 se observa en valores medios de IA, en un rango aproximado entre 9.05×10^6 - 9.25×10^6 g*m/cm³*s y finalmente la clase 4 tiende a mayores valores de IA de mas de 9.25×10^6 g*m/cm³*s aproximadamente. En las figuras 5.22b, c y d, se observa que la clase 2 abarca valores, de bajos a medios de impedancia acústica en rangos aproximados de 9.12×10^6 - 9.4×10^6 g*m/cm³*s, 9.7×10^6 - 1.002×10^7 g*m/cm³*s y 9.8×10^6 - 1.025×10^7 g*m/cm³*s respectivamente. En la figura 5.22b, se observa la clase 3 en dos fragmentos, el primero tiende a estar aproximadamente hacia valores bajos de IA entre 9.17×10^6 - 9.28×10^6 g*m/cm³*s y el segundo (con una mayor proporción) tiende a valores de medios a altos en un rango entre 9.38×10^6 - 9.53×10^6 g*m/cm³*s. En la figura 5.22c, se observa la clase 3 de igual manera en 2 fragmentos, pero ambos se ubican en valores de IA altos. En la figura 5.22d, la clase 3 tiende a valores altos de IA abarcando un rango mayor que la clase 4, que tiende a los valores más altos del gráfico.

De acuerdo a lo antes descrito, en el intervalo B-1.1/B-1.3, las clases 3 y 4, tiende a representar los valores altos de impedancia para los pozos F003, T009, T028 con una pequeña variación en los rangos. La clase 2 tiende a representar IA de bajas a medias, con excepción del F001 que tiende a valores bajos.

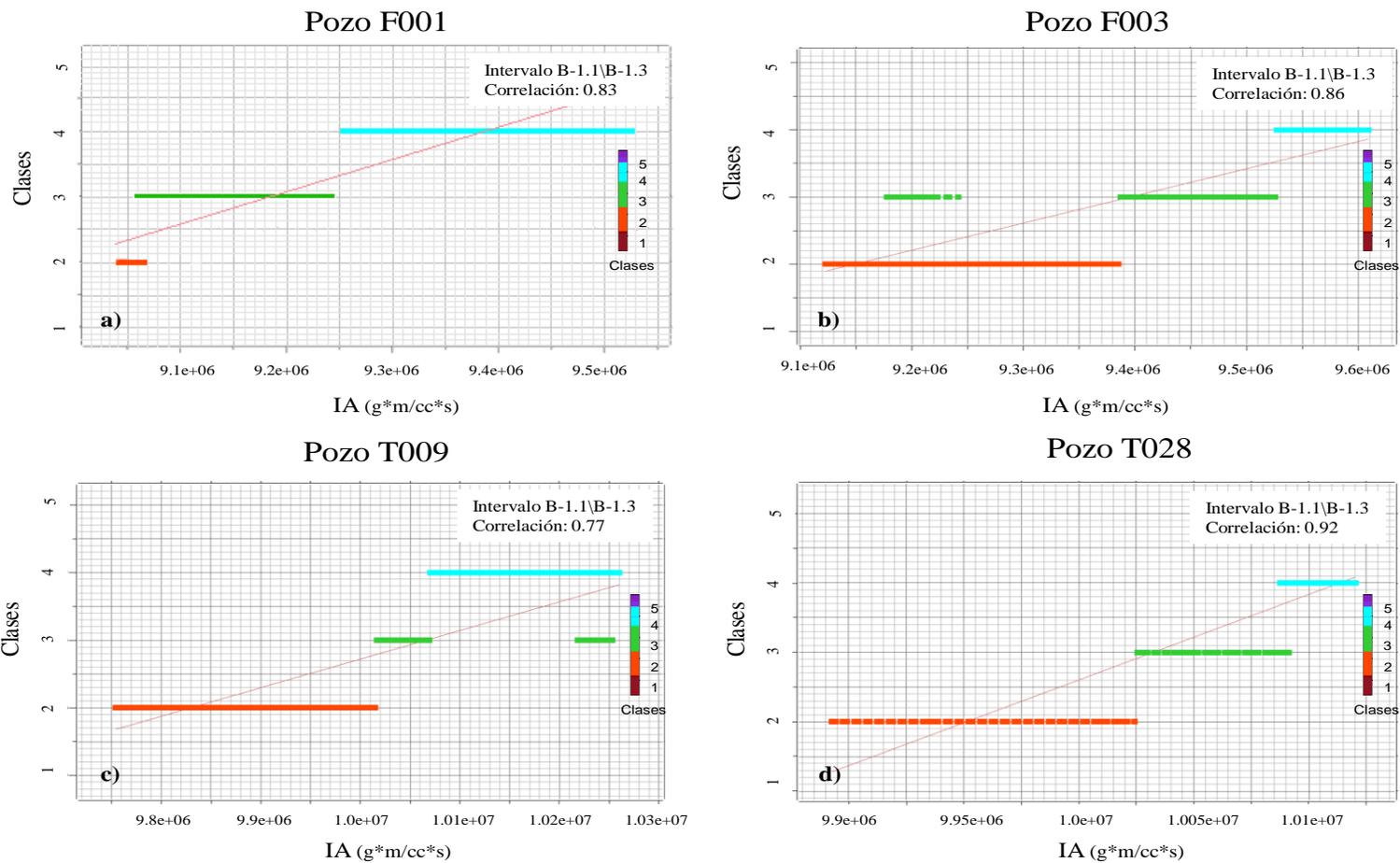


Figura 5.22. Gráficos de correlación cruzada IA-facies sísmicas en el intervalo B-1.1/B-1.3. a) Pozo F001, b) Pozo F003, c) Pozo T009 y d) Pozo T028.

En la figura 5.23, se observan los *crossplot* para los pozos T007 y T008, en el intervalo B-1.3/B-1.5. Tienen un promedio de correlación de 80% y en los dos gráficos se observan las clases 2, 3 y 4. En la figura 5.23a, la clase 2, se observa a valores más bajos de IA en un rango aproximado de $9.95 \times 10^6 - 1.002 \times 10^7$ $\text{g} \cdot \text{m} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$, la clase 3 abarca predominantemente valores medios y altos de IA, en un rango aproximado entre $1.0027 \times 10^7 - 1.02 \times 10^7$ $\text{g} \cdot \text{m} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$. Finalmente la clase 4 se observa a valores mayores de 1.02×10^7 $\text{g} \cdot \text{m} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$. En la figura 5.22b se observa la clase 2 a valores bajos de IA en un rango aproximado de $9.4 \times 10^6 - 9.7 \times 10^6$ $\text{g} \cdot \text{m} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$, la clase 3 tiende a valores medios en un rango de $9.7 \times 10^6 - 9.92 \times 10^6$ $\text{g} \cdot \text{m} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$ y finalmente, la clase 4 se observa a mayores valores de IA, en una rango aproximado entre $9.92 \times 10^6 - 1.06 \times 10^7$ $\text{g} \cdot \text{m} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$.

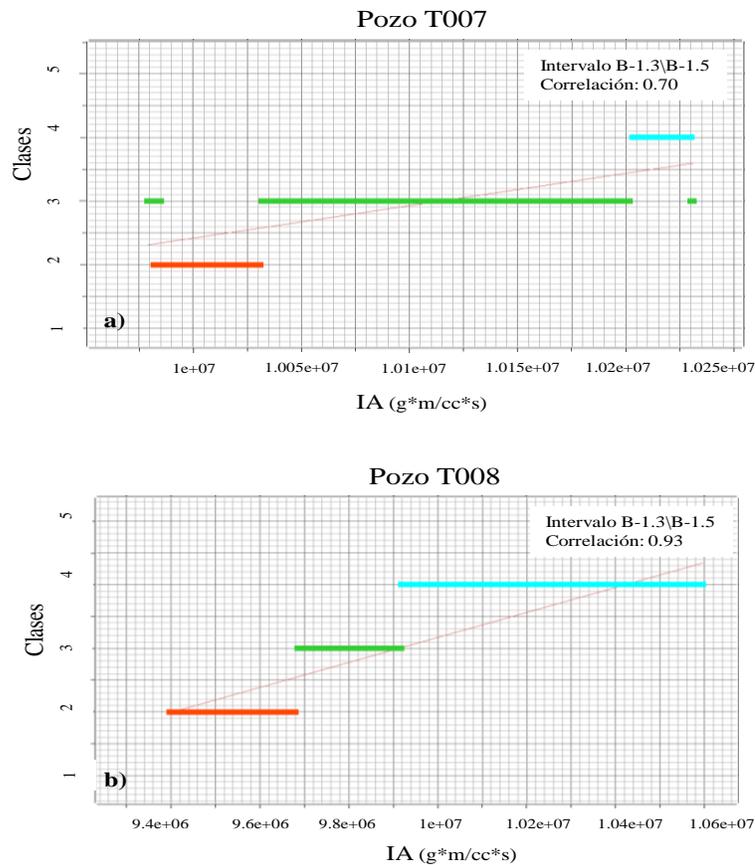


Figura 5.23. Gráficos de correlación cruzada IA-facies sísmicas en el intervalo B-1.3/B-1.5. a) Pozo T007, b) Pozo T008.

De acuerdo a lo antes descrito, en el intervalo B-1.3/B-1.5, la clase 2 tiende a representar los valores bajos de IA, mientras que la 4 tiende a representar los valores más altos de la misma, de los pozos T007 y T008. La clase 3 se observa claramente a valores medios de IA, para el pozo T008.

En la figura 5.24, se observa el gráfico cruzado del pozo F002 para el intervalo B-1.5/B-2, con una buena correlación de 84%, se observan representadas las clases 2, 3 y 4. La clase 2 abarca el rango de valores bajos, medios y altos, con lo que no se diferencia una clasificación clara. La clase 3 se observa predominantemente a valores medios de IA en un rango aproximado entre $9.47 \times 10^6 - 9.57 \times 10^6 \text{ g} \cdot \text{m} / \text{cm}^3 \cdot \text{s}$, mientras que la clase cuatro predomina a mayores valores de IA.

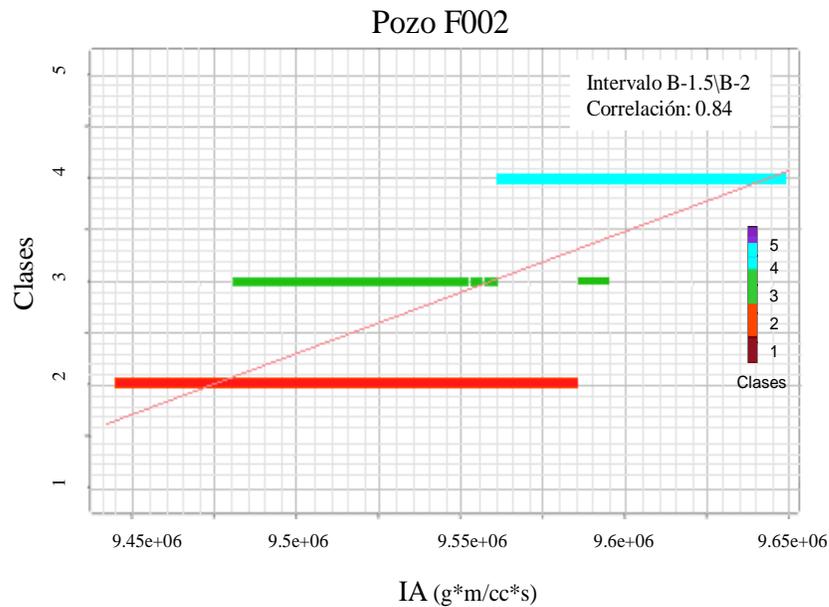


Figura 5.24. Gráficos de correlación cruzada IA-facies sísmicas en el intervalo B-1.5/B-2 del pozo F002.

Al analizar los gráficos por pozo a diferentes intervalos, se observó que el rango general del IA para los pozos F, Ubicados al este del área, es menor que los T, ubicados al oeste.

- Gráficos de correlación cruzada, comparando la impedancia acústica (IA) obtenida del cubo de inversión con registros petrofísicos.

Estos gráficos, se realizaron con la finalidad de identificar relaciones entre los registros de pozo (GR y RT) y la IA. En la figura 5.25a, se observa el gráfico cruzado de impedancia (eje x), GR (eje y) y RT en la escala de colores, en el intervalo B-1.1/B-1.3 del pozo T025. Se observan, resistividades mayores en color azul en un rango de valores aproximado entre 100-120 ohm*m agrupadas predominantemente a bajos valores de GR y altos valores de impedancia (líneas verticales en rojo). En esta zona también se observan resistividades medias aproximadamente entre 50-60 ohm*m, con lo que no se logró definir un patrón contante de diferenciación entre los datos. En la figura 5.25b, muestra IA (eje x), GR (eje y) y las facies en la escala de colores, en el mismo pozo y mismo intervalo. Se observa que las líneas verticales negras capturan predominantemente la clase 4, al valores mayores de IA y menores de GR, sin embargo dicha clase se encuentra de igual manera a mayores GR y menores valores de IA, con lo que no es claro la diferenciación. Por otra parte en la agrupación dentro de las barras rojas, se observan facies verdes, las cuales podrían estar asociadas a arenas con valores de impedancia altos.

A compararlo con la figura 5.25b, podría decirse que en un rango de mayores valores de IA (1×10^7 - 1.01×10^7 g*m/ cm³*s), se observa la clase 3, posiblemente asociada a arenas saturadas de agua.

Durante la generación del cubo de inversión, se realizaron gráficos cruzados de impedancia acústica y los parámetros petrofísicos por la empresa Fugro Jason, para los pozos F001, T008 y T007, de los cuales, la separación litológica y/o el contenido de fluidos no estuvo fuertemente definida, sin embargo, la tendencia general vista en los mismos pareció indicar que las arenas (saturadas o no de hidrocarburo), tienden a tener mayores valores de IA (Fugro-Jason, 2006).

En este estudio a pesar de incluir mayor cantidad de pozos, de igual manera no se obtuvo una asociación clara entre la impedancia y el tipo de litología y/o contenido de fluidos.

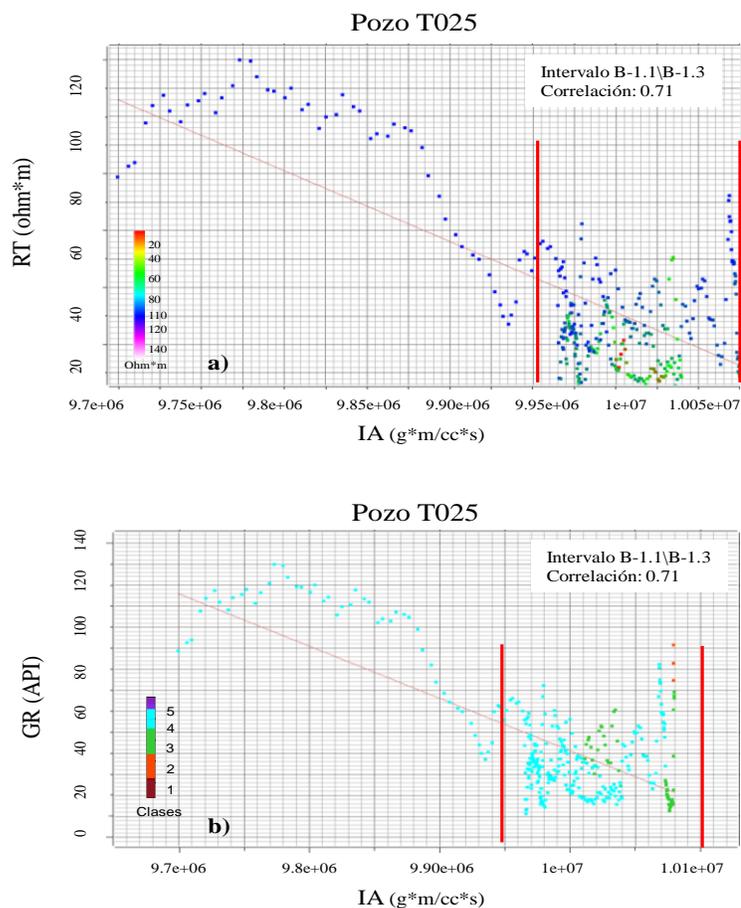


Figura 5.25. Gráficos de correlación cruzada para el pozo T025 en el intervalo B-1.1/B-1.3. a) IA (eje x)/GR (eje y)/RT (escala de colores). b) IA (eje x)/GR (eje y)/facies sísmicas (escala de colores).

En la tabla 5.1, el resumen de los resultados obtenidos. Se nota que para el intervalo B-1.1/B-1.3 de los pozos F001, F002 y F008, la clase 2 parece estar asociada a buena calidad de roca y por ende a arenas con contenido de hidrocarburo.

En intervalo B-1.3/B-1.5 de los pozos F001 y T008, la clase 3 es asociada a buena calidad de roca posiblemente arenas con contenido de hidrocarburos.

El intervalo B1.5/B -2 de los pozos F001 y T008, muestran una baja calidad de roca asociada a las clases 3 y 4, posiblemente arenas con mayor contenido lutítico.

Finalmente en el intervalo B-1.0/B-1.1 de los pozos F003 y F008, la clase 3 podría estar asociada a arenas con contenido de hidrocarburo, mientras que la clase 4 a arenas saturadas de agua.

De acuerdo a los antes descrito, los resultados obtenidos, fueron casos muy puntuales, con lo que no se logró discriminar con claridad para toda el área litología ni contenido de fluido.

Tabla 5.1. Resumen de los resultados obtenidos.

Pozos	Intervalos	N° de clases	Técnica Empleada	Observaciones
F001	B-1.1/B-1.3	2	Horizon slice/secciones geológicas/sección sísmica	Buena calidad de roca. Posiblemente arenas limpias con hidrocarburo
	B-1.3/B-1.5	3	<i>Crossplot</i> GR/Ø/Facies	Buena calidad de roca. Posiblemente arenas limpias con alta porosidad
	B-1.5/B-2	4	Horizon slice/secciones geológicas/sección sísmica	Baja calidad de roca. Posiblemente arenas con contenido lutítico o lutita
F002	B-1.1/B-1.3	2	Horizon slice/secciones geológicas/sección sísmica	Buena calidad de roca. Posiblemente arenas limpias con hidrocarburo
F003	B-1.0/B-1.1	3	<i>Crossplot</i> GR/RT/Facies	Posiblemente arenas con contenido de hidrocarburo
F008	B-1.0/B-1.1	4	<i>Crossplot</i> GR/VSH	Arenas con bajo contenido lutítico
		4	<i>Crossplot</i> GR/RT/Facies	Posiblemente arenas saturadas de agua
	B-1.1/B-1.3	2	Horizon slice/secciones geológicas/sección sísmica	Buena calidad de roca. Posiblemente arenas limpias con hidrocarburo
F014	B-1.1/B-1.3	3 y/o 4	Horizon slice/secciones geológicas/sección sísmica	Baja calidad de roca. Posiblemente arenas con contenido lutítico o lutita
T008	B-1.3/B-1.5	3	<i>Crossplot</i> GR/Ø/Facies	Buena calidad de roca. Posiblemente arenas limpias con alta porosidad
	B-1.5/B-2	3	Horizon slice/secciones geológicas/sección sísmica	Baja calidad de roca. Posiblemente arenas con contenido lutítico o lutita
T028	B-1.1/B-1.3	4	Horizon slice/secciones geológicas/sección sísmica	Baja calidad de roca. Posiblemente arenas con contenido lutítico o lutita

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Las fallas principales del área fueron definidas con claridad en el mapa de facies de 8 clases a nivel de las arenas B-1, en un intervalo de 80 ms. La continuidad de las facies sísmicas en la zona de los pozos F, no se observan interrumpidas por las fallas pasillo, por ende se corrobora que dichas fallas son sin-sedimentarias y posteriores a la sedimentación.
- Se identificaron terminaciones sísmicas del tipo *toplap*, contra la Discordancia del Eoceno. Las terminaciones de tipo *downlap*, no fueron visualizadas por ser un estudio local. La configuración de reflexión interna, se identificó en general como paralela uniforme a subparalela, característica de períodos estables de depositación.
- Los límites de secuencias interpretados, presentaron una dirección preferencial de buzamiento hacia el sur del área, producto del basculamiento de la cuenca en el Mioceno.
- Mediante el análisis del mapa de facies sísmicas, se diferenciaron dos zonas con características diferentes de dichas facies, la zona de los pozos F y la de los T. De igual manera se reconoció una tendencia NO-SE de las facies, asociada a la orientación de los depósitos de barras costeras, indicando que la línea de costa tuvo rumbo preferencial hacia el sureste del área.
- La metodología multi-atributo basada en agrupamiento jerárquico, conjuntamente con el corte de los volúmenes sísmicos mediante los *horizon slice*, permitió realizar análisis tanto cualitativos como cuantitativos a los subintervalos de las arenas B-1 dentro del rango de resolución vertical, para asociar los cambios en las facies con litología y/o contenido de hidrocarburos.
- Del análisis cualitativo del volumen de facies sísmicas y de las secciones geológicas, se obtuvo que para el intervalo B-1.1/B-1.3 en los pozos F001, F002 y

F008, la clase 2 podría estar asociada a buena calidad de roca y por ende a arenas con contenido de hidrocarburo. Mientras que para el mismo intervalo, en los pozos F014 y T028, fue asociada las clases 3 y/o 4 a roca de baja calidad, posiblemente arenas con bajo contenido lutítico. El intervalo B-1.5/B-2 de los pozos F001 y T008, muestran una baja calidad de roca asociada a las clases 3 y 4, posiblemente arenas con mayor contenido lutítico.

- El intervalo B-1.3/B-1.5 de los pozos F001 y T008, está representado por la clase 3 asociada a buena calidad de roca posiblemente arenas con contenido de hidrocarburos, según lo observado en los gráficos de correlaciones cruzada GR/porosidad/facies sísmicas.

- El intervalo B-1.0/B-1.1 de los pozos T008 y F001, está representado por la clase 3 asociada a arenas con contenido de hidrocarburo mientras que la clase 4 podría estar asociada a arenas con agua. De acuerdo a lo observado en los gráficos cruzados GR/RT/facies sísmicas.

- Se obtuvo en general rangos de impedancia por facies para cada intervalo. La clase 2, está relacionada en general a valores bajos de impedancia acústica (IA), la clase 3 a valores medios y la clase 4 a valores mayores de IA. El rango general de impedancia acústica, para los pozos F es menor que para los pozos T, de acuerdo a lo observado en las correlaciones cruzadas entre IA-facies sísmica.

- Los resultados obtenidos, fueron casos puntuales por intervalo y por pozo. No se logró asociar las respuestas de las facies sísmicas a litología y/o contenido de fluido con claridad de manera de extrapolar dichas respuestas a toda el área en estudio.

6.2 RECOMENDACIONES

- Realizar el estudio de facies con cubos sísmico de 16 o 32 bits.

- Definir el intervalo de generación de las facies, con los topes geológicos definitivos para el área

- Comparar el mapa de facies sísmicas con la producción de los pozos del área, para asociar tendencias de las facies a zonas de potencial en hidrocarburo.
- Realizar los mapas de facies sísmicas por el método de redes neuronales en un área de estudio mayor, para observar geometría de los depósitos a escala regional.
- Realizar una revisión de los mapas paleoambientales, puesto que el mapa de facies, sísmica presentó una orientación de las barras costeras que difería del mapa paleoambiental.
- Analizar la factibilidad de adquirir datos sísmicos tridimensionales multicomponente en el área con diseño para producción, mediante la aplicación de tecnología de punta y técnicas de procesamiento que resalten los rasgos estratigráficos, puesto que la sísmica utilizada por sus características de diseño para exploración tiende a resaltar en mayor medida rasgos estructurales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Asensio, H., Bowen, A. (2009). *Inteligencia Artificial, Redes Neuronales y Aplicaciones*. Universidad Carlos III de Madrid.
- Barclay, F., Bruun, A., Cámara, J., Cooke, A., Cooke, D., Salter, D. (2008). *Inversión sísmica: Lectura entre líneas*. Oilfield Review, 20 (1), 1-23.
- Bartok, P. (1993). *Prebreakup geology of the Gulf of Mexico-Caribbean: its relation to Triassic and Jurassic rift Systems of the region*. Tectonics 12: 441-459.
- Brito, M., (2010). *Principal Component Analysis for Stratigraphic improvement and Facies Predictions*. University of Houston. Annual Meeting SEG Denver p. 2401-2405
- Brown, A. (2001). *Understanding Seismic Attributes*. Geophysics, v. 66, no.1, 47-48.
- Castillo, M. (2001). *Structural Analysis of Cenozoic Fault Systems Using 3D Seismic Data in the Southern Maracaibo Basin, Venezuela*. Tesis. University of Texas at Austin. Texas, EEUU. 189 pp.
- Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., (2009). *Adquisición Sísmica de Reflexión*. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B., Chubut, Argentina.
- Chen, Q. y Sidney, S. (1997). *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring*. The Leading Edge, 16 (5), 445-456.
- Cordson, A., Galraith, M y Peirse, J. (2000). *Planning Land 3-D Seismic Surveys*. Geophysical Developments. Series no. 9. Society of Exploration Geophysicists.
- De Toni, B., Loureiro, D., Colletta, B., Roure, F., Gou, Y. y Márquez, C (1994). *Análisis Geológico Integrado de las Cuencas de Barinas y Maracaibo. Síntesis*

Estructural. INTEVEP. Los Teques, Venezuela.

Dunbar, C.D., y Rodgers, J. (1962). *Principios de Estratigrafía*, 3ra. Ed. – México: Editora Continental. 355 pp.

Escalona, A. (2003). *Regional Tectonics, Sequence Stratigraphy and Reservoir Properties of Eocene Clastic Sedimentation, Maracaibo Basin, Venezuela*. Trabajo especial de grado para optar al título de Maestro en Ciencia Geológicas. The University of Texas at Austin.

Escalona, A., Mann, P. (2006). *An overview of the petroleum system of the Maracaibo Basin*. AAPG Bulletin, 90: 657-678

Espeso, A. (2011). *Geofísica- Interpretación Sísmica*. PDVSA Intevep.

Fugro-Jason. (2006). *Inversión de Impedancia Acústica, Campo Ceuta Tomoporo*.

Ghost, S., Melendez, L. Lorente, M. (1995). *Síntesis Geológica, Marco secuencial y Perspectiva Exploratorias del Eoceno de la Cuenca de Maracaibo, Venezuela*.

Hart, B. (2002). *Validating seismic attribute studies: Beyond statics*. The Leading Edge, 21 (10), 1016-1021.

INTEVEP, S.A. (2006). *Análisis de Atributos Sísmicos en el Yacimiento VLG3729, Área 8 sur, Distrito Tomoporo*. Informe Técnico. Los Teques: Vásquez, C., Barreto, J., Márquez, C., De Ribet, S.

Jolliffe, I. 2002, *Principal component analysis*, 2nd ed.: Springer.

Kruk, V. (2003). *Reflection Seismic I*. Zürich: Institut für Geophysik ETH.

Landmark Halliburton Company (2001). *Practical Seisworks Interpretation Workflows* (Vol. 2)

- Limpschutz, S. (1984). *Teoría y 600 Problemas Resueltos, Algebra Lineal*. Serie Schaum. mc graw hill. 334p.
- Liner, C. (2004). *Elements of 3D Seismology*. Segunda edición, Departamento de Geociencias de la Universidad de Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U. 400 – 427pp.
- Lugo, J., Mann, P. (1995) *Jurassic-Eocene Tectonic Evolution of Maracaibo Basin*, Venezuela. AAPG Memoir 62. 699 – 725pp.
- Malandrino, G. (2007). *Estratigrafía sísmica y secuencial*. Manny Rum Consultores, Maracaibo.
- Mann, P. (1999). *Caribbean sedimentary basins: Classification and tectonic setting from Jurassic to present*. En *Caribbean Basins*. Sedimentary Basins of the World. Elsevier. B.V, 3-31pp
- Mann, P., Escalona, A. y Castillo, M (2006). *Regional Geologic and tectonic setting of the Maracaibo supergiant basin, western Venezuela*: AAPG Bulletin, v.90. (pp 445-477).
- MARAVEN (1995). *Síntesis geológica, marco secuencial y perspectivas exploratorias del eoceno de la cuenca de Maracaibo*. Caracas. Zambrano, E. y otros.
- Mari, J. (1999). *Geophysics of Reservoir and civil Engineering*. Technip. Paris, pp. 293-303.
- Márquez, C. (1999). *PDD Barinas Norte*. PDVSA Intevep. Los Teques.
- Mendez, J., Baquero, M., 2008. *Sedimentacion del Grupo Cogollo Facies, Reservorios, Porosidad y Niveles de Roca Madre*. Sistema Petrolero Cuenca de Maracaibo. UCV-PDVSA.

Mitchum R. Vail R. y Thompson S., (1977). *Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 2: the depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis*. In: Seismic stratigraphy-aplications to hydrocarbon exploration. (C.E. Payton, Ed.), Amer. Assoc Petrol. Geol. Memoir 26:53-62.

Mitchum, R., Vail, P., y Sangree, J. (1977). *Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Stratigraphy interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. Seismic stratigraphy – Aplicaciones to hydrocarbon exploration*; AAPG. Memoir 26, 117-133

Paradigm Company. (2006). *Stratimagic Reference Manual*. Paradigm Geotechnology B.V. 253pp

Paradigm Company. (2007). *Análisis de Atributos de Facies Sísmicas y de Atributos Sísmicos, como Valor Agregado a la Interpretación Sísmica*. Victor Sarmientos.

PDVSA Intevep. (1999). *PDD Barinas Norte*. Los Teques: Márquez, C.

PDVSA, Exploración y Producción (2008). *Plan de Desarrollo Campo Franquera*. Informe Técnico. Maracaibo: Pérez, F., Alfaro, R., Romero, J., Rojas, R.

Pestman, P., Ghosh, S., Melendez, L., Lorente, M. (1998). *Marco tectonoestratigráfico y paleogeografía de la Cuenca de Maracaibo y áreas vecinas durante el Paleogeno*. Publicación de la sociedad Venezolana de Geólogos, 23 (No. 1), 28-45.

PGS Tensor Geofísica C.A. (1998) *Informe de procesamiento Tomoporo Sur 3D 97*.

Regueiro, J., (2007). *Sísmica para ingenieros y Geólogos*. El método sísmico de reflexión.

Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of well Logs*. Second Edition. Gulf publishing company, Houston TX., U.S.A.

- Roure, F., Colleta, B., De Toni, B., Loureiro, D., Passalacqua, H., Gou, Y. (1997). *Within-plate deformations in the Maracaibo and east Zulia basins, western Venezuela*. Mar. Petr. Geol.14: 139-163.
- Sabeti, H. (2011). *Seismic Facies Classification using 2D and 3D Multi-Attribute Hierarchical Clustering Algorithms*. Annual Meeting SEG, San Antonio p. 1166-1164.
- Sangree, J y Widmier, J. (1977), *Seismic stratigraphy and global changes in sealevel Part 9: seismic interpretation of clastic depositional facies*. In: Payton AAPG-Memoir No. 26, AAPG, Tulsa, p. 165–184.
- Schlumberger Oilfield Services (1997). WEC - *Evaluación de pozos*. Caracas. Schlumberger Oilfield Services.
- Schlumberger, Venezuela. (2012). *Estudio Sedimentológico FRA8 Núcleo Franquera, Formación Paují, Misoa y Arenas A-10 y B-1*. Informe Técnico.
- Schlumberger. (1998). *Log Interpretation Principles/Aplications*. (7ma.Ed). Sugar Land, Texas.
- Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic dictionary of applied geophysics*. SEG. 429 p.
- Suelopetrol, S.A.C.A. (1997). *Aquisición de Datos Sísmicos Área Tomoporo Sur 3D-97*.
- Taner, M., Koehler, F., y Sheriff, R. (1979). *Complex seismic trace analysis*. Geophysics, (44) 1041-1063. Recuperado en Octubre, 26, 2005, de la base de datos SEG.
- Taner, M., Schuelke, O'Doherty, J., y Baysal, E. (2001). *Seismic attributes revisited*. SEG Expanded Abstracts, (94) 1004-1006. Recuperado en Octubre, 26, 2005, de la base de datos SEG.

Vail, R., Mitchum, J., y Sangree, P. 1977. *Seismic Stratigraphy applications to hydrocarbon exploration*. American Association of petroleum Geologists, memoir 26: 117-134, Tulsa.

Van der Baan, M. (2000). *Neural networks in geophysical applications*. Geophysics, 65 (4): 1032-1047.

Veeken, P. (2007). *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Seismic Exploration. Elsevier Ltd. Amsterdam, Volume 37. 523pp.

Yoris, F. y Ostos, M. (1997). *Geología de Venezuela: Geología General y Cuencas Petrolíferas. Conferencia Evaluación de Pozos*. Schlumberger - Surencó C.A, (1^{ra}. Ed. Español), Jolley Printing; 24 - 44