

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MODELO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO DE UN ÁREA AL ESTE
DEL CAMPO CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO,
VENEZUELA.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero Geofísico
Por la Br. Vieras Ybarra, Gleidys Johana

Caracas, Noviembre 2017.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MODELO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO DE UN ÁREA AL ESTE
DEL CAMPO CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO,
VENEZUELA.**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ignacio Mederos

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero Geofísico
Por la Br. Vieras Ybarra, Gleidys Johana

Caracas, Noviembre 2017.

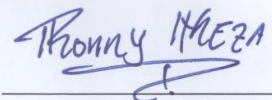
Caracas, Noviembre 2017.

ACTA DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller **Gleidys Johana Vieras Ybarra**, titulado:


**"MODELO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO DE UN ÁREA AL ESTE
DEL CAMPO CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO,
VENEZUELA"**

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



Prof. Ronny Meza

Jurado 1



Prof(a). Raiza Sueiro

Jurado 2



Prof. Ignacio Mederos

Tutor Académico

DEDICATORIA

*A mi hija Gianna Sofia Piñango Vieras,
por ser mi nueva inspiración y razón para luchar.*

*A mis padres Eduard Vieras y Gladys Ybarra,
por estar siempre a mi lado y por enseñarme que los sueños exigen sacrificios
pero alcanzar el éxito es la mejor recompensa.*

Los amo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, por ser mi guía y darme la fortaleza día a día para superar todos los obstáculos.

A la Universidad Central de Venezuela, por permitirme crecer entre sus muros como profesional y ser humano. A la Escuela de Geología, Minas y Geofísica y todo el personal que en ella labora, por contribuir en mi formación integral.

A mis padres Eduard Vieras y Gladys Ybarra, por sus sabios consejos y su lucha incansable para hacer de mí una persona de bien.

A mi tutor académico Ignacio Mederos, por la paciencia, tiempo y el apoyo que me brindó para lograr esta meta, por ayudarme a pesar de todos los obstáculos y limitaciones, gracias por creer en mí.

A mis compañeros de la facultad Wens Alonso, María Pineda, Bárbara Hernández y Michael Teixeira, gracias a ustedes la vida en la universidad fue una experiencia maravillosa y divertida, junto a ustedes viví momentos que jamás olvidaré.

A todas las personas que de alguna u otra forma influyeron en mi vida y me ayudaron a cumplir este sueño.

Gleidys J. Vieras Y.

**MODELO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO DE UN ÁREA AL ESTE
DEL CAMPO CARABOBO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO,
VENEZUELA.**

**Tutor Académico: Prof. Ignacio Mederos. Trabajo Especial de Grado. Caracas,
U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año
2017.**

Palabras claves: Bloque Carabobo, modelo estructural, modelo estratigráfico, mapas de isopropiedades, correlación de pozos, interpretación sísmica.

Resumen. El objetivo fundamental de este trabajo es determinar el marco estratigráfico y estructural de un área al este del campo Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco y generar un modelo estratigráfico y uno estructural mediante la integración de información geofísica, geológica y petrofísica, con el fin de determinar nuevas zonas prospectivas puesto que los campos ubicados en este espacio representan un gran interés económico para el país.

Se inició con la identificación de los topes estructurales y eventos estratigráficos a partir de los pozos cercanos que estaban amarrados a un núcleo del bloque Carabobo 2 correlacionándose tanto los topes estructurales como los eventos estratigráficos mediante la observación de los mismos en los registros de rayos gamma, identificándose las unidades litoestratigráficas (Formación Freites y Formación Oficina) y los eventos transgresivos y regresivos según el modelo de Embry. Luego se realizó una interpretación sísmica trasladando los topes identificados en los registros a las líneas sísmicas 2D. Para proceder a realizar el modelo estructural y estratigráfico del área además de los 5 mapas estructurales, se generaron 3 mapas para los eventos estratigráficos y 16 mapas de isopropiedades petrofísicas que fueron necesarios para la ubicación de prospectos en el área.

A través de los resultados obtenidos, se reconoce un suave buzamiento de 2° aproximadamente de la estructura hacia el noroeste obteniendo los máximos espesores de los topes formacionales hacia el norte y llegando éstos a acuñarse hacia el sur. Además se identificaron 11 fallas normales de extensión entre 1 Km y 4 Km, dos eventos transgresivos y uno regresivo. Así como la identificación de un ambiente fluvio-deltaico, cuyo aporte sedimentario proviene del sur de la cuenca. De acuerdo a los análisis de los mapas de arcillosidad, porosidad efectiva, arena neta y arena neta petrolífera se determinaron 3 prospectos de interés, a los cuales se les realizó el cálculo de reservas mediante el análisis estadístico de Montecarlo, corroborando el recobro de hidrocarburo de cada prospecto.

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS.....	4
ÍNDICE DE TABLAS	8
CAPÍTULO I.....	9
INTRODUCCIÓN.....	9
1.1 Planteamiento del Problema	9
1.2 Objetivo General.....	10
1.3 Objetivos Específicos.....	10
1.4 Ubicación Del Área De Estudio	10
1.5 Alcance.....	11
1.6 Antecedentes.....	11
CAPÍTULO II.....	15
MARCO GEOLÓGICO	15
2.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	15
2.2 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	16
2.3 Características estructurales de la Faja del Orinoco	18
2.4 Estratigrafía Local.....	20
2.5 Ambiente Sedimentario (Miembro Morichal).....	24
CAPÍTULO III	27
MARCO TEÓRICO	27
3.1 Interpretación sísmica estructural	27
3.2 Mapa estructural	29
3.3 Correlación estratigráfica	29
3.4 Petrofísica.....	30

3.5 Mapas de Isopropiedades	40
3.6 Ambientes Sedimentarios.....	43
3.7 Conceptos generales de estratigrafía por secuencias	44
CAPÍTULO IV	52
MARCO MÉTODOLÓGICO.....	52
4.1 Búsqueda de información.....	52
4.2 Carga y validación de datos.....	52
4.3 Descripción del núcleo	55
4.4 Calibración núcleo – perfil	57
4.5 Identificación y correlación de marcadores estratigráficos y litoestratigráficos.	58
4.6 Elaboración de sismograma sintético.....	60
4.7 Interpretación de horizontes y fallas	62
4.8 Conversión Tiempo – Profundidad.....	64
4.9 Construcción del modelo estructural y el modelo estratigráfico	65
4.10 Construcción de los mapas de isopropiedades petrofísicas	67
4.11 Cálculo del POES	68
CAPÍTULO V	72
RESULTADOS Y ANÁLISIS	72
5.1 Marco Estructural.....	72
5.2 Marco Estratigráfico	79
5.3 Análisis de las propiedades petrofísicas.....	86
5.4 Resultados del POES	97
CAPÍTULO VI	102

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación del campo Carabobo dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de González, 2013).	11
Figura 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela (Tomado de Pérez et al (1997).	15
Figura 3. Corte geológico conceptual Noreste-Sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco (Tomado del WEC, 1997).	16
Figura 4. Elementos estructurales que evidencian la colisión oblicua (transpresión) de la Placa Caribe contra Suramérica (Tomado de Parnaud et al. 1995).	18
Figura 5. Rasgos estructurales de la Faja Petrolífera del Orinoco. Nótese como el sistema de fallas de Hato Viejo divide a la zona en dos provincias. (Tomado de Salazar, 2014).	19
Figura 6. Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco (Modificado del WEC, 1997).	20
Figura 7. Columna Estratigráfica del área Carabobo (Tomado del WEC, 1997).	21
Figura 8. Modelos esquemáticos que explican los estilos de sedimentación interpretados en el área en estudio. A) Modelo depositacional fluvial de baja sinuosidad con barras longitudinales, laterales, transversales, etc., que caracterizan la parte media inferior de Morichal, y B) Asociación de canales fluviales y barras en un estuario, con influencia de mareas, que caracteriza la parte media superior de Morichal (esquema tomado de Galloway y Hobday, 1996).	26
Figura 9. Modelo convolucional de la traza sísmica (Tomado de Sheriff et al., 1990).	28
Figura 10. Registros de Rayos Gamma. Respuestas típicas para diferentes litologías (Modificado de Rider, 1996).	32
Figura 11. Registro de Resistividad (Tomado de Schlumberger, 1983).	33

Figura 12. Registro de Densidad (Tomado de Schlumberger, 1983).	34
Figura 13. Registro Sónico (Tomado de Schlumberger, 1983).....	35
Figura 14. Esquema mostrando la línea de arena y la línea de lutita definidas para calcular el volumen de arcilla (modificado de Rider, 1996).	37
Figura 15. Índice de arcilla vs. Volumen de Arcilla. (Reproducido de “Log Interpretation Charts” de Schlumberger, 1972).....	38
Figura 16. Mapa de arcillosidad para Oficina Superior (Tomado de Teixeira, 2016).	40
Figura 17. Mapa de arena neta para Oficina Superior (Tomado de Teixeira, 2016). 41	
Figura 18. Mapa de arena neta petrolífera para Oficina Superior (Tomado de Teixeira, 2016).....	42
Figura 19. Mapa de porosidad efectiva para Oficina Superior (Tomado de Teixeira, 2016).	42
Figura 20. Patrones principales que adoptan los canales fluviales (Malandrino, s/f).	43
Figura 21. Principales componentes morfológicos y sedimentarios comunes a los deltas (Tomado de Jaillard, 1993).	44
Figura 22. Secuencia depositacional y los sistemas encadenados que la comprenden. Obsérvese los límites de secuencia tipo I y II (sb1 y sb2) (Tomado de Pinto, 2011). 47	
Figura 23. Comparación entre el modelo secuencial y el modelo T-R (Modificado de Catuneanu 2002). (A)= acomodación, (NR)= regresión normal y (FR)= regresión forzada.....	50
Figura 24. Ubicación de pozos y líneas sísmicas 2D.....	55
Figura 25. Hoja sedimentológica del núcleo PCN-11 (Tomado de Crespo, 2008)..	56
Figura 26. Sección estratigráfica del pozo núcleo PCN-11. (Tomado de Crespo, 2008).	57
Figura 27. Área interpretada por Teixeira 2016 (polígono negro) en contraste con el área de estudio (polígono rojo).....	58
Figura 28. Correlaciones estructurales y estratigráficas.	59

Figura 29. Correlación utilizada para la interpretación estratigráfica con orientación O-E. Las flechas rojas indican la secuencia transgresiva y las flechas azules indican la secuencia regresiva	60
Figura 30. Espectro de frecuencia (izquierda) y ondícula teórica de tipo Ricker seleccionada (derecha).	61
Figura 31. Sismograma sintético del pozo P19 y pozo 40. De izquierda a derecha se muestra la escala de profundidad en pies, el registro gamma ray y el sismograma sintético junto a los marcadores estratigráficos.	61
Figura 32. Comparación sismograma sintético del pozo P5 y el pozo P39. De izquierda a derecha se muestra la escala de profundidad en pies, el registro gamma ray, el registro sónico, el registro densidad, la impedancia acústica, la serie de reflectividad y el sismograma sintético junto a los marcadores estratigráficos.	62
Figura 33. Visualización de los topes litoestratigráficos en la línea sísmica. N_stk080001 interpretada por Teixeira (2016).	63
Figura 34. Visualización de los topes para los eventos estratigráficos en la línea sísmica N_stk080001 interpretada por Teixeira (2016).	63
Figura 35. Interpretación de las fallas en la líneas sísmica CN-79B-15_stk080001.	64
Figura 36. Gráficos de dispersión TWT vs TVDSS donde se observa el análisis de tendencias de las velocidades para cada unidad.	65
Figura 37. Planos de fallas (izquierda) y esqueletos superior, medio e inferior para el modelo 3D (derecha).	66
Figura 38. Modelo estratigráfico (izquierda) y modelo estructural (derecha).	66
Figura 39. Descripción de la geometría para el modelo 3D.	67
Figura 40. Histogramas de frecuencias para la porosidad (superior), saturación de agua (centro) y espesor (inferior) en el miembro morichal superior, medio e inferior respectivamente.	70
Figura 41. Correlación estructural 1 (S-N), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700.	73

Figura 42. Correlación estructural 2 (O-E), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1728.	73
Figura 43. Correlación estructural 3 (SO-NE), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700.	74
Figura 44. Correlación estructural 4 (SE-NO), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1728.	75
Figura 45. Mapas estructurales de las Formaciones Freites, Oficina (Morichal Superior, Medio e Inferior) y el basamento del área de estudio.....	76
Figura 46. Modelo estructural del área de estudio.....	78
Figura 47. Correlación estratigráfica 1 (S-N), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700.	80
Figura 48. Correlación estratigráfica 2 (O-E), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1672.	80
Figura 49. Correlación estratigráfica 3 (SO-NE), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1672.....	81
Figura 50. Correlación estratigráfica 4 (SE-NO), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700.....	82
Figura 51. Mapas estructurales de los eventos transgresivos y regresivos de la zona de estudio.....	83
Figura 52. Modelo estratigráfico del área de estudio.....	85
Figura 53. Mapas de porosidad efectiva para las unidades litoestratigráficas.	87
Figura 54. Mapas de arcillosidad de las unidades litoestratigráficas.....	89
Figura 53. Mapas de espesores de arena neta de las unidades litoestratigráficas.....	91
Figura 54. Mapas de espesores de arena neta petrolífera de las unidades litoestratigráficas y posibles áreas prospectivas.	94
Figura 55. Modelo petrofísico para las Formaciones Freites y Oficina. De arriba abajo se observa el mapa de arcillosidad, el mapa de porosidad efectiva y por último el mapa de espesores de arena neta petrolífera.....	95

Figura 56. Histograma de frecuencias para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 1.	97
Figura 57. Histograma de frecuencia acumulada para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 1.	98
Figura 58. Histograma de frecuencias para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 2.	99
Figura 59. Histograma de frecuencia acumulada para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 2.	99
Figura 60. Histograma de frecuencias para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 3.	100
Figura 61. Histograma de frecuencia acumulada para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 3.	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de registros, propiedad calculada y usos geológicos (Modificado de Walker, 1992).	36
Tabla 2. Base de datos de los registros petrofísicos disponibles para cada pozo.	53
Tabla 3. Base de datos de las líneas sísmicas utilizadas.	54
Tabla 4. Resumen de los parámetros utilizados obtenidos de los pozos cercanos al prospecto.	69
Tabla 5. Resumen de profundidades y espesores para las unidades identificadas. ...	77
Tabla 6. Resumen de profundidades y espesores para los eventos estratigráficos. ...	84
Tabla 7. Resumen de las propiedades petrofísicas analizadas.	96
Tabla 8. Resumen de valores obtenidos para el cálculo de POES por zona.	101

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del Problema

La Cuenca Oriental de Venezuela es considerada la cuenca petrolífera con mayores reservas de crudo pesado y extrapesado del mundo. Todos los campos petrolíferos de esta cuenca presentan una estratigrafía común, siendo la Formación Oficina la principal roca productora y su intervalo de roca más prospectivo se encuentra en la sección basal de dicha formación (Miembro Morichal), representando aproximadamente el 77 % del petróleo original en sitio (POES) total estimado (PDVSA, 2010). Dentro de esta cuenca se encuentra ubicada la Faja Petrolífera del Orinoco la cual está dispuesta en la zona centro-este de Venezuela y cuya extensión es de 55.314 km² abarcando los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, dividida de oeste a este, en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente (PDVSA, 2015).

Desde su descubrimiento en 1938 su exploración y modelado no han cesado ya que se busca reconstruir la evolución geológica de las áreas prospectivas de la cuenca y debido al gran interés económico que representa esta zona, PDVSA conjuntamente con empresas mixtas se encuentran desarrollando nuevos estudios que permitan la realización de modelos estratigráficos y estructurales con el fin de determinar nuevas zonas prospectivas. En vista de lo anterior, en este Trabajo Especial de Grado se plantea la realización de un modelo estructural y un modelo estratigráfico de un área al este del campo Carabobo para determinar el marco geológico y estructural de esta zona; para ello se cuenta con información sísmica, núcleos y registros de pozo del área de estudio. La información que se derive de esta investigación pudiera ser de

utilidad a la industria petrolera en la elaboración de proyectos de exploración y desarrollo de hidrocarburos en la zona de interés.

1.2 Objetivo General

Proponer un modelo estratigráfico-estructural de un área al este del campo Carabobo en la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3 Objetivos Específicos

- Correlacionar eventos estratigráficos a partir de análisis de registros de pozo, núcleos y sísmica 2D.
- Correlacionar superficies estructurales a partir del análisis de registros de pozo y reflectores sísmicos.
- Elaborar e interpretar mapas de isopropiedades petrofísicas, con base a la información obtenida de los registros de pozos, núcleos y sísmica.
- Definir prospectos con base al volumen y extensión de los mismos, mediante el análisis de las propiedades petrofísicas.

1.4 Ubicación Del Área De Estudio

El campo Carabobo comprende un área de 2.311 km² y se encuentra localizada en el extremo oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco (figura 1), el presente estudio está limitado a un área de aproximadamente 500 km² al sur del estado Monagas.

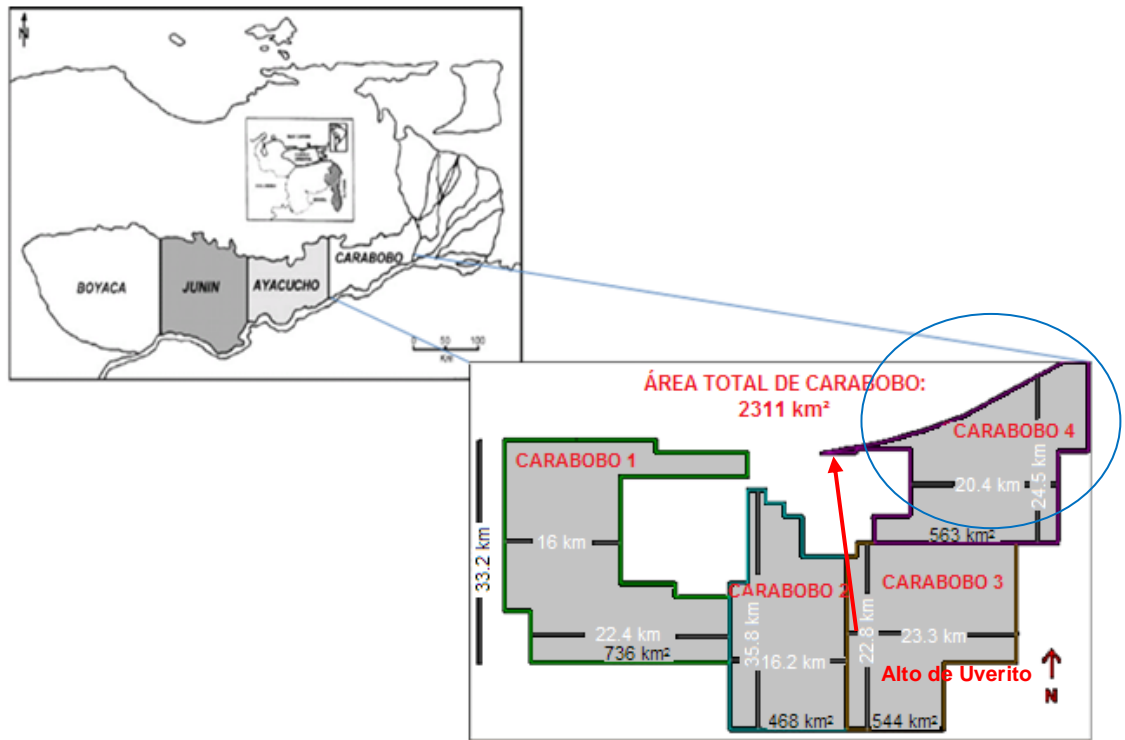


Figura 1. Ubicación del campo Carabobo dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de González, 2013).

1.5 Alcance

Mediante el presente trabajo se pretende generar un modelo estratigráfico-estructural que permita identificar nuevas zonas prospectivas con base al volumen y extensión de los yacimientos a partir de la interpretación sísmica, información de pozos y núcleos del área de estudio para así obtener una visión más completa y de utilidad para estudios futuros de exploración y explotación de la zona.

1.6 Antecedentes

En esta investigación se encontraron diferentes estudios que sirvieron como orientación de las estructuras sedimentarias y eventos estratigráficos que caracterizan la Formación Oficina en el área de investigación. Algunos de estos trabajos son:

→ El trabajo de grado titulado Modelo estructural y estratigráfico de un área al centro-este del campo Carabobo, Faja Petrolífera Del Orinoco, Venezuela. Presentado en 2016, por Juan M. Teixeira G. ante la comisión de estudios de pregrado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela como requisito para optar por el título de Ingeniero Geofísico.

El trabajo tiene como objetivo proponer un modelo estructural y estratigráfico de un área al centro-este del campo Carabobo ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Mediante los resultados obtenidos, identificó el buzamiento de la estructura hacia el noroeste donde se encuentran los máximos espesores. Además identificó 5 fallas normales principales, dos eventos transgresivos y dos regresivos así como también corroboró la existencia de un sistema fluvio-deltaico para esta zona cuyo aporte sedimentario provenía del sureste de la cuenca. Confirmó que el Miembro Morichal Inferior posee la mayor acumulación de hidrocarburos sin embargo no es un prospecto rentable debido al poco espesor de las arenas.

→ El trabajo de grado titulado Estudio integrado para la identificación de prospectos en el bloque Carabobo 1 y 2, Faja Petrolífera del Orinoco. Presentado en 2014, por Ignacio J. Mederos V. ante la comisión de estudios de postgrado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela como requisito para optar por el título de Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos.

El trabajo tiene como objetivo determinar el marco estratigráfico - secuencial para los bloques Carabobo 1 y 2, a partir de la integración de información: geofísica, geológica, petrofísica y de producción, así como la distribución espacial y el análisis de las características geológicas de los cuerpos de arena

con capacidad de almacenamiento de hidrocarburos, que permitan definir nuevas áreas potenciales para la generación de prospectos exploratorios.

Obtuvo como resultado la definición de una estructura correspondiente a un monoclinal de buzamiento suave hacia el norte, con fallas tipo normal que buzaban al norte y al sur, lo que genera un acunamiento al sureste del bloque lo que conlleva a un adelgazamiento del espesor de las capas. Corroboró que el Miembro Morichal Inferior es quien tiene mayor acumulación de hidrocarburos en los bloques Carabobo 1 y 2.

→ El trabajo de grado titulado Modelo sedimentológico – estratigráfico, bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco. Presentado en 2008, por Jorge L. Crespo M. ante la comisión de estudios de pregrado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela como requisito para optar por el título de Ingeniero Geólogo.

El trabajo tiene como objetivo construir un modelo sedimentológico – estratigráfico del bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco que represente los eventos estratigráficos y patrones sedimentarios, regionales y locales, que controlaron la distribución de sus arenas yacimientos.

Propone una estructura correspondiente a un monoclinal, con buzamiento suave al norte, con fallas de tipo normal que buzaban al norte y al sur, con dirección preferencial noreste – suroeste y este-oeste, no sellantes, de poca extensión y saltos entre 30 y 100 pies, por lo que las considera como fallas de reacomodo estructural. De acuerdo a esta característica, las trampas de los yacimientos del miembro informal Morichal de la Formación Oficina, tienen origen estratigráfico. La secuencia depositacional en el área de Carabobo, es estructuralmente controlada por los Altos de Hamaca al oeste y Uverito al este presentes en el basamento ígneometamórfico del Cratón de Guayana. Finalmente la descripción del pozo con núcleo PCN11 ubicado hacia el

extremo norte del bloque Carabobo 2, permitió interpretar los ambientes en el miembro Morichal de la Formación Oficina, dentro de un ambiente depositacional deltaico, con procesos principalmente de dominio fluvial, y en sentido de sedimentación preferencial SENO.

→ La evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco realizada por Fiorillo G. en 1983 para PDVSA con la finalidad de definir el volumen, distribución y calidad de los recursos, selección de las áreas más prospectivas, ejecución de proyectos pilotos de producción y desarrollo y hacer un estudio de planificación de desarrollo. Interpretó el ambiente sedimentario, en el área de Carabobo, generalmente fluvial correspondientes a los depósitos de corrientes entrelazadas. La continuidad de las arenas no es consistente porque en algunos casos desaparecen por acuífamiento. El área de Carabobo es una cuenca alargada en sentido este-oeste, angosta y con características estructurales de cuencas intracratónicas, en la cual los períodos de mayor subsidencia y que contribuyeron definitivamente a su configuración actual, se desarrollaron durante el período Terciario.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela (figura 2), es una depresión estructural ubicada en la región centro-este del país encontrándose limitada al norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el Río Orinoco, al este por la Plataforma Deltana y al oeste por el arco de El Baúl. La Cuenca Oriental de acuerdo con sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, se subdivide operacionalmente en dos subcuencas: La subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín. (González de Juana 1981).

El área de la Cuenca Oriental de Venezuela es aproximadamente 165.000 km², esta depresión posee 800 km de longitud en sentido este-oeste y un ancho promedio de 200 km en dirección norte-sur. Ocupa los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte de Sucre prolongándose hasta la Plataforma Deltana y el sur de Trinidad. Es una cuenca antepaís que se desarrolló en el Neógeno sobre un margen pasivo Mesozoico.



Figura 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela (Tomado de Pérez et al (1997).

Estas dimensiones ubican a esta cuenca como la primera en extensión superficial de Venezuela, además, es la segunda en orden de importancia y magnitud en América del Sur en cuanto a reservas petrolíferas se refiere.

La cuenca es asimétrica con el flanco sur buzando suavemente hacia el norte. El flanco norte ha sufrido mayores efectos de tectonismo y tiene mayores buzamientos que se hallan conectados a una zona plegada y fallada (figura 3).

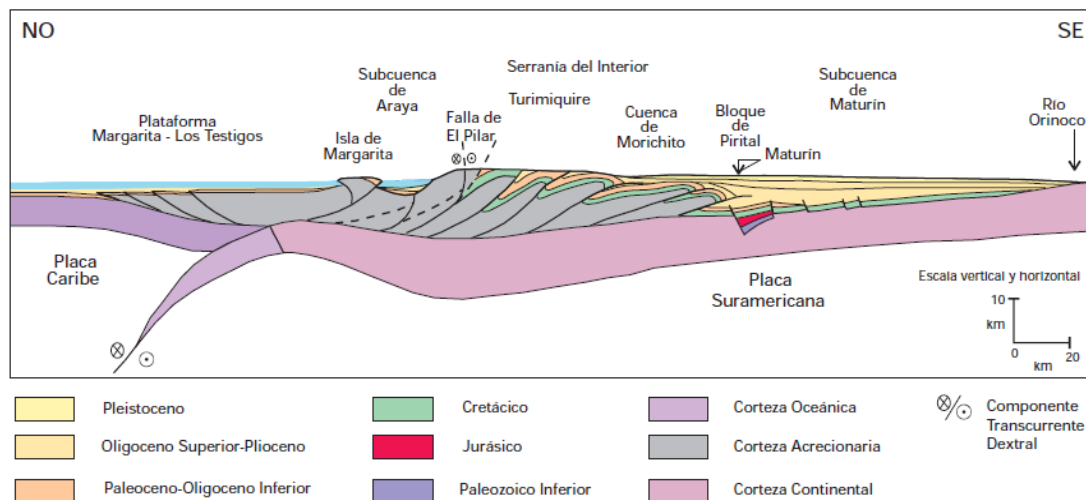


Figura 3. Corte geológico conceptual Noreste-Sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco (Tomado del WEC, 1997).

2.2 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Tectónicamente esta cuenca se considera de tipo antepaís, la cual se formó por la carga tectónica proveniente del noroeste, evidenciada por la faja de corrimientos imbricados que se encuentran en la región meridional de la misma y por la aceleración de la tasa de subsidencia en el primitivo margen continental pasivo, que obligó al depocentro a acercarse cada vez más hacia el este y al sur.

Parnaud et al., (1995) divide en cuatro eventos principales la evolución geodinámica de la cuenca:

- Una fase “pre-rift” en el Paleozoico.
- Una fase de “rifting” y “drifting” durante el Jurásico y el Cretáceo Temprano, caracterizado por la formación de graben.
- Un período de margen pasivo durante el Cretáceo-Paleógeno.
- Una fase final de colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario que resultó en la formación de la Serranía del Interior y la transformación de una cuenca antepaís. Según Parnaud et al., (1995), la colisión oblicua entre las placas del Caribe y Suramérica produjo tres familias de fallas a escala regional (figura 4):
 - Fallas transcurrentes dextrales de rumbo este-oeste. Un ejemplo lo constituye la falla El Pilar, de 700 km de longitud, activa desde el Mioceno con un desplazamiento lateral estimado entre 20 km y 125 km.
 - Fallas transcurrentes dextrales de rumbo N60° - 80°W, como por ejemplo las fallas de Úrica y San Francisco, con desplazamientos cercanos a 40 km y 25 km respectivamente. La falla de Úrica parece estar inactiva en la actualidad y la falla de San Francisco fue activa hasta el Plioceno.
 - Corrimientos: representados por las fallas de corrimiento de rumbo N60°-90°E, tales como, los corrimientos de Pirital y el Furrial; con un desplazamiento de 40 km (Pirital) y 14 km (El Furrial). (Márquez et al., 2002).

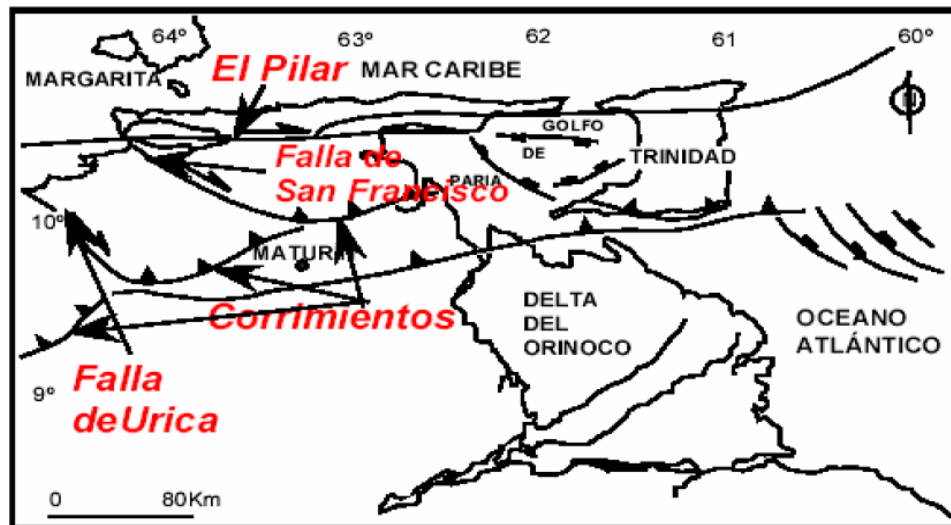


Figura 4. Elementos estructurales que evidencian la colisión oblicua (transpresión) de la Placa Caribe contra Suramérica (Tomado de Parnaud et al. 1995).

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Paleozoico es poco conocida; sin embargo, lo que se conoce se deriva de estudios realizados cerca de la Faja Petrolífera del Orinoco, los cuales indican una historia estructural menos compleja que la de otras áreas paleozoicas en Venezuela, debido a la estabilidad del Cratón de Guayana.

2.3 Características estructurales de la Faja del Orinoco

La Faja consiste de un prisma de sedimentos del Terciario acuñados hacia el sur, los cuales suprayacen discordantes sobre el Cretáceo y el basamento Precámbrico.

El carácter estructural del área está representado por tectonismos tensionales, establecidos por la integración de mapas sísmicos regionales y basadas en secciones estructurales que incluyen las unidades litoestratigráficas antes mencionadas. Dos provincias diferentes pueden ser reconocidas, separadas por el sistema de fallas Hato Viejo (figura 5). La provincia este (áreas Carabobo y Ayacucho), donde sedimentos Terciarios sobreyacen sobre el basamento Precámbrico, excepto para un estrecho

borde donde la transgresión del Terciario cubre rocas cretáceas. La provincia oeste (áreas de Junín y Boyacá), donde sedimentos de Terciario sobreyacen a depósitos del Cretáceo, Jurásico y Paleozoico, el último es preservado a deposiciones estructurales profundos (figura 6).



Figura 5. Rasgos estructurales de la Faja Petrolífera del Orinoco. Nótese como el sistema de fallas de Hato Viejo divide a la zona en dos provincias. (Tomado de Salazar, 2014).

Dentro del área Carabobo el patrón estructural es el mismo que el resto de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la parte sur de la misma. La estructura está definida por un homoclinal de rumbo aproximado noreste-suroeste donde el buzamiento es muy suave y oscila entre 2 y 4 grados promedio. La misma está cortada por fallas normales principales de rumbo aproximado este-oeste. Estas fallas representan un importante factor de entrapamiento dentro del área de estudio,

sumado al factor estratigráfico de entrapamiento asociado a cambios laterales de facies. Esto lleva a concluir que las trampas existentes son de tipo estructural-estratigráfico, donde el componente estratigráfico es el de mayor importancia, (Fiorillo, 1983).

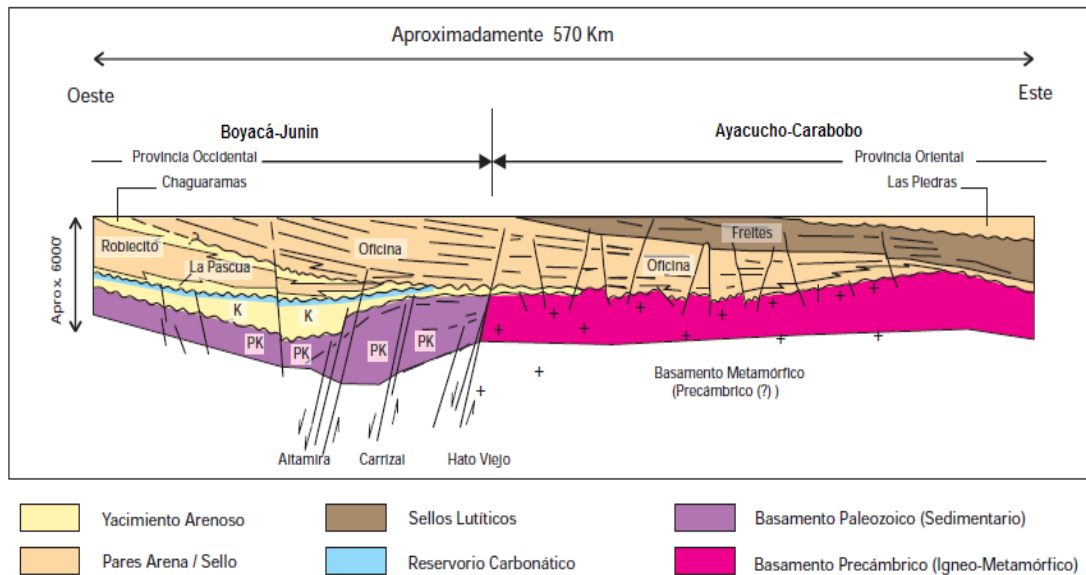


Figura 6. Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco (Modificado del WEC, 1997).

2.4 Estratigrafía Local

La columna estratigráfica está dispuesta, de lo más antiguo a lo más joven (figura 7), con un complejo ígneo-metamórfico de edad Precámbrico que constituye el basamento, le sigue en contacto discordante el Grupo Temblador de edad Cretácica; luego en contacto discordante la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros; Morichal, Yabo, Jobo y Pilón; suprayacente la Formación Fretes de edad Mioceno Superior y por último las Formaciones las Piedras-Mesa, correspondiente al Plioceno-Pleistoceno dicho sector no se diferencia en la faja (PDVSA, 1983).

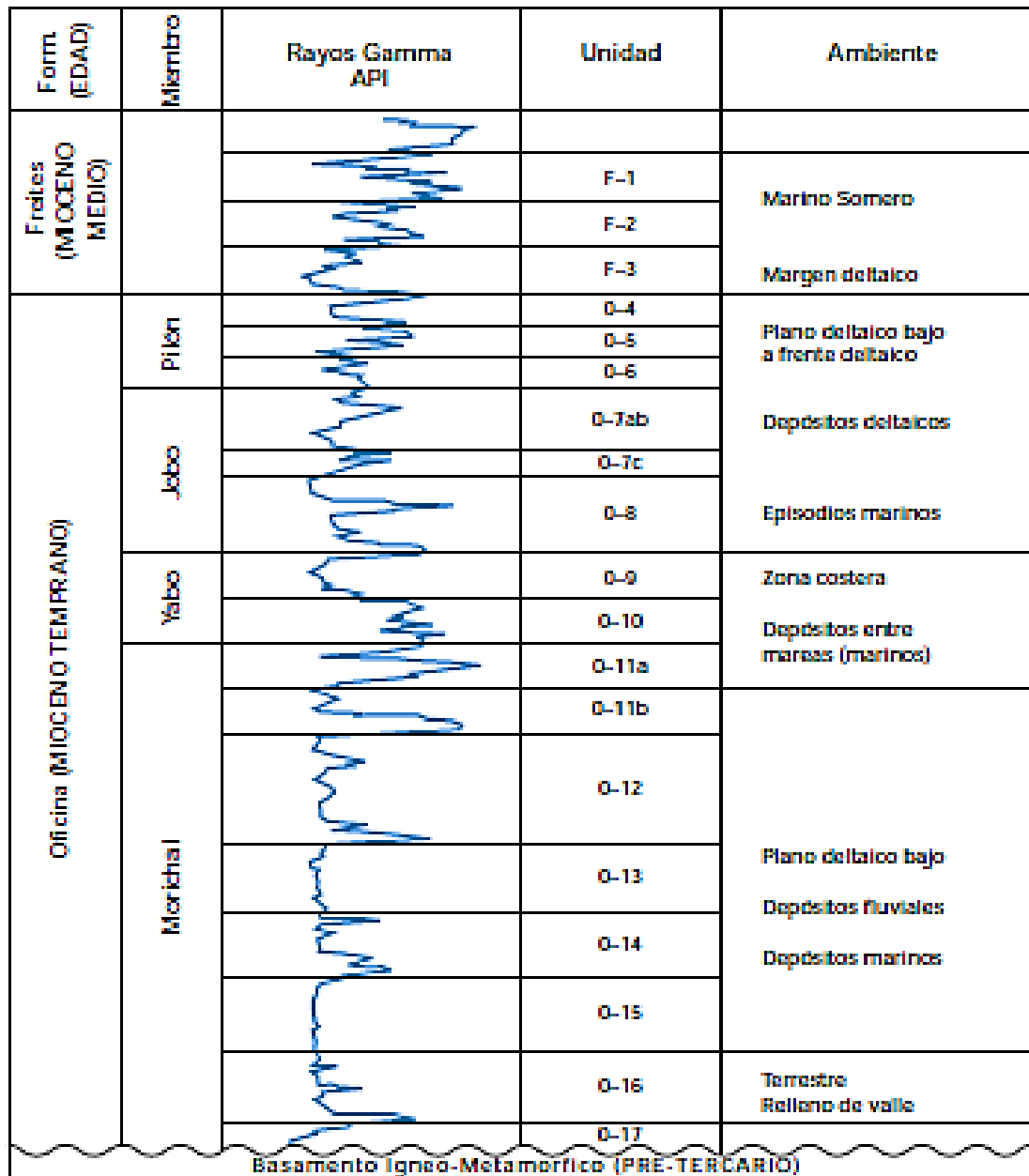


Figura 7. Columna Estratigráfica del área Carabobo (Tomado del WEC, 1997).

- *Basamento:* formado por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos. En la zona de Uverito se ha comprobado un alto en el basamento, el cual marca una diferencia de sedimentación al este y oeste del mismo. Al este del sector

Uverito, la arena de la Formación Oficina prácticamente desaparece y el Grupo Temblador presenta buenos desarrollos de arena.

- *Grupo Temblador:* de edad Cretácica, está restringida a la parte noroeste del área, en algunos pozos del campo Carabobo, se puede diferenciar el Cretácico en los registros eléctricos, por el cambio brusco de las arenas masivas basales de la Formación Oficina en contacto discordante con las arenas arcillosas lenticulares del Grupo Temblador. Las edades calculadas con base a la bioestratigrafía son Aptiense – Coniaciense. En registros de pozo se puede apreciar el incremento relativo de la radioactividad existente entre las rocas Cretácicas (más radioactivas) y las arenas masivas fluviales ubicadas en la base del Miembro Morichal de la Formación Oficina (PDVSA, 2010).
- *Formación Oficina:*
 - Miembro Morichal: contiene arenas basales de la Formación Oficina, son arenas masivas la cual almacenan el mayor potencial petrolífero, generalmente son arenas cuarzosas, de color marrón, de grano medio, escogimientos pobres y depositados en un ambiente fluvio-deltaico donde las facies predominantes se asocian a deltas dominados por procesos de marea. Los desarrollos de arenas varían, en el sector oeste donde se profundiza la cuenca, los desarrollos de arenas son escasos, generalmente lenticulares hacia el este del área Carabobo, el espesor del Miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer al acuñarse contra el alto de Uverito. El contacto inferior es discordante con el basamento ígneo metamórfico al sur y con el Cretácico al norte y concordante en su tope con el Miembro Yabo de la misma Formación. Dentro de este Miembro se encuentra las unidades de Morichal Inferior en contacto discordante con basamento caracterizada por arenas transgresivas de canales distributarios intercaladas con abanicos de rotura, Morichal Medio caracterizada por

arenas de canales controlados por mareas y barras y Morichal Superior caracterizada por arenas fluvio deltaicas transgresivas.

- Miembro Yabo: es una sección lutítica que separa los Miembros Morichal y Jobo, transgresiva de color gris verdosa, con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreo y fosilífero. No se puede identificar hacia el sur y al este desaparece al acuñarse contra el alto de Uverito. Hacia el sur su correlación es dudosa, pues pierde en parte su carácter lutítico y aumenta su carácter arenoso, donde en ocasiones la arena asociada a dicho Miembro presenta saturación de petróleo. El contacto inferior y superior de este Miembro es concordante con las arenas del Miembro Morichal y con la secuencia de arenas y lutitas carbonosas del Miembro Jobo respectivamente.

- Miembro Jobo: está representada por una alternancia de arenas, lutitas y limonitas que se hacen más arenoso hacia el tope mostrando buenas saturaciones de petróleo. En el área de Carabobo se comporta diferente a como ha sido clasificado en el resto de la FPO, en la región de Carabobo tiende a ser más arcilloso. Este Miembro es el segundo en importancia petrolífera dentro de la Formación Oficina después del Miembro Morichal. Se debe mencionar que los pozos probados en este intervalo han dado producción que va desde un mínimo de 22 BPPD hasta un máximo de 222 BPPD. Los contactos de este Miembro con sus análogos superior e inferior son transicionales.

- Miembro Pilon: representa la parte superior de la Formación Oficina, caracterizado en los campos del norte por una sección arcillosa transgresiva con escasos lentes arenosos, es difícil correlacionarlo hacia el sur donde cambia a una facie arenácea, que contienen petróleo y hacia el sur del

sector de Mamo se confunden con las arenas basales de la Formación Freites, dicha unidad incrementa su carácter arenoso mostrando en ocasiones espesores de 140' de ANP. Ambos contactos, el superior y el inferior, son transicionales. Consiste de una secuencia principalmente arcillosa con intercalaciones de arenas depositadas en un ambiente distal.

- *Formación Freites:* de contacto concordante entre la Formación Oficina y Freites de edad Mioceno superior se distingue fácilmente en el sector nort-central de Carabobo, pero a medida que avanza hacia el sur, las arenas basales de la Formación Freites se confunden con las arenas superiores de la Formación Oficina esto es debido a que el Miembro Pilón, que representa el tope de Oficina, y la Formación Freites, son lutíticos y su contacto es concordante, por tal se hace necesario el apoyo de otros métodos como la bioestratigrafía.
- *Formación Las Piedras y Mesa (Plioceno-Pleistoceno):* por lo difícil de su diferenciación se ha tomado dichas formaciones como una unidad única, la litología es homogénea consistiendo principalmente en gruesos paquetes de arena de grano grueso y gravas con cemento ferruginoso, en menores cantidades limolitas carbonosas y lutitas. No contienen hidrocarburos pero su importancia radica en la presencia de importantes y cuantiosas reservas de agua dulce (acuíferos) almacenados dentro de los intervalos conglomeráticos y arenosos que conforman la roca (PDVSA, 2010).

2.5 Ambiente Sedimentario (Miembro Morichal)

La Formación Oficina en el área de Carabobo fue depositada durante el segundo de los tres ciclos de sedimentación transgresivos-regresivos que identifican estratigráficamente a la Faja Petrolífera del Orinoco.

Crespo (2008), sostiene interpretaciones macro ambientales enmarcados dentro de un complejo depositacional fluvio-deltaico para la Formación Oficina, con procesos principalmente de dominio fluvial, la secuencia depositacional del Miembro Informal Morichal Superior se interpreta dentro de un ambiente depositacional Marino Somero, para el Miembro Informal Morichal Medio se interpreta un ambiente de depositación Transicional y Fluvial para Miembro Informal Morichal Inferior (figura 8).

En un sistema o complejo depositacional deltaico se pueden distinguir dos grandes ambientes depositacionales y sub-ambientes o depósitos deltaicos íntimamente relacionados como son el plano deltaico, el frente deltaico y el prodelta. El plano deltaico está caracterizado por los depósitos de canales distributarios, abanicos de rotura, barras intracanales y bahías interdistributarias. El frente deltaico viene representado por barras de desembocadura, limos y lutitas del frente deltaico, y el prodelta con depósitos de lutitas del prodelta.

Al revisar los procesos que se desarrollan en un sistema deltaico moderno, se distinguen tres procesos básicos que determinan la geometría del delta y la distribución de las facies sedimentarias, Galloway (1975) en Galloway y Hobday (1996), basándose en los procesos de aporte de sedimentos, energía de las olas, energía de las mareas y de la intensidad de estos procesos plantean una clasificación morfológica y estratigráfica, de los sistemas deltaicos, donde se distinguen tres tipos principales de deltas:

- Deltas dominados fluvialmente: donde la tasa y volumen de sedimentos aportados exceden la capacidad de la cuenca para re TRABAJAR y modificar sustancialmente el margen activo del delta.
- Deltas dominados por olas: donde el sistema deltaico es dominado por olas y la mayoría de los sedimentos depositados en la boca de los distributarios es re TRABAJADO y redistribuidos a lo largo del frente deltaico por las corrientes costeras.

- Deltas dominados por mareas: los cuales a medida que el rango de la marea se incrementa, las corrientes de marea se intensifican, modificando la geometría de la desembocadura de los canales distributarios y redistribuyendo los sedimentos aportados, el acarreo de los sedimentos. Esto ocurre principalmente en dirección de la pendiente (perpendicular a la línea de costa), fuera de la boca del canal y sobre un extenso prodelta de aguas poco profundas construido por la mezcla rápida y la decantación de sedimentos en suspensión. Las barras de desembocadura son retrabajadas como una serie de barras elongadas.

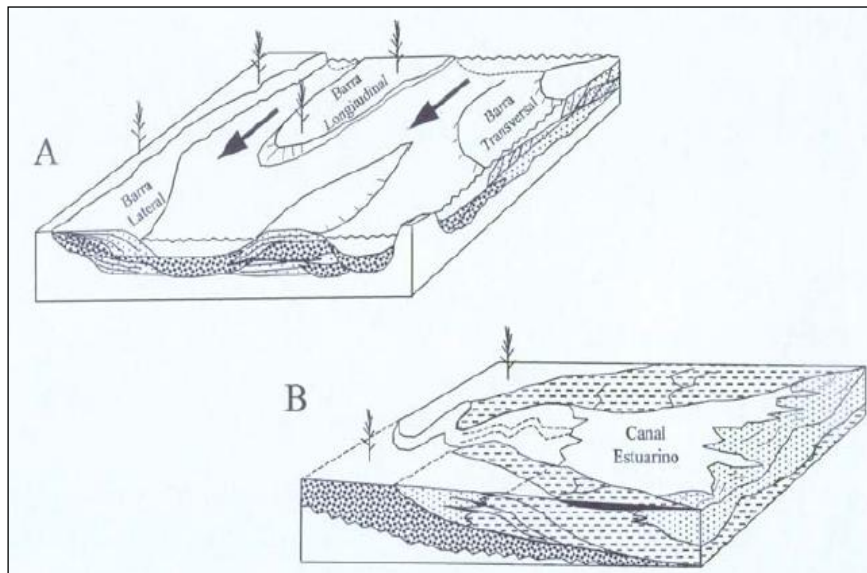


Figura 8. Modelos esquemáticos que explican los estilos de sedimentación interpretados en el área en estudio. A) Modelo depositacional fluvial de baja sinuosidad con barras longitudinales, laterales, transversales, etc., que caracterizan la parte media inferior de Morichal, y B) Asociación de canales fluviales y barras en un estuario, con influencia de mareas, que caracteriza la parte media superior de Morichal (esquema tomado de Galloway y Hobday, 1996).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Interpretación sísmica estructural

La interpretación sísmica consiste en identificar un conjunto de reflectores en una sección sísmica con la finalidad de determinar estructuras y eventos geológicos, entonces para llegar a ello se debe pasar por las siguientes etapas que se describirán a continuación:

3.1.1 Calibración sísmica de pozos: sismograma sintético

Es una herramienta que sirve para calibrar la información y resultados obtenidos de la sísmica de reflexión, verificando la existencia y continuidad de un evento o reflector de interés, a una determinada profundidad. Es fundamental para la integración de datos debido a que permite correlacionar los reflectores sísmicos en tiempo con la información geológica en profundidad e identificar la información existente en las secciones sísmicas con los registros de pozos generando una escala continua de referencia tiempo-profundidad en dirección vertical y horizontal (Sánchez, 1999).

Un sismograma sintético consiste en simular una traza sísmica 1D de often cero (figura 9), que haya sido grabada en la posición del pozo (Liner, 2004) y generarlo permite establecer una efectiva relación entre los topes geológicos en profundidad y los reflectores sísmicos en tiempo.

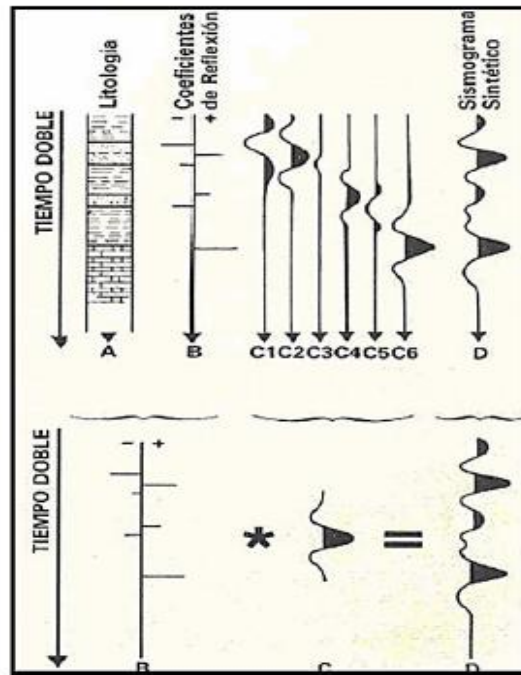


Figura 9. Modelo convolucional de la traza sísmica (Tomado de Sheriff et al., 1990).

3.1.2 Interpretación estructural de las secciones en tiempo

En la interpretación estructural se tiene como finalidad identificar los reflectores sísmicos de interés u horizontes para poder identificar un estrato o cualquier evento estructural. La interpretación de fallas es muy importante puesto que éstas pueden actuar como trampas de hidrocarburo, barreras de permeabilidad y vías de migración (Liner, 2004) y esto va a consistir en seguir la tendencia de los horizontes de acuerdo a información previa de la zona; sin embargo, una falla puede verse en una sección sísmica por la pérdida en la continuidad lateral del reflector interpretado.

3.1.3 Conversión tiempo-profundidad

Es un proceso que trata de transformar la información en la sección sísmica en tiempo a profundidad para crear un mapa estructural en profundidad. De acuerdo con (Liner, 2004), hay varias técnicas de conversión, que van a depender del tipo de migración

pero si se tiene una buena distribución espacial de registros de pozos en la zona se puede crear un modelo de velocidades en el que se obtenga los horizontes interpretados en tiempo con su profundidad.

3.2 Mapa estructural

Es la representación de la geometría y profundidad del tope de una capa o estrato mediante curvas estructurales que une puntos de igual profundidad por debajo del nivel del mar. Tiene como aplicaciones principales: la identificación de trampas de hidrocarburos, la geometría y profundidad del tope de un estrato y la distribución del fluido dentro del yacimiento

3.3 Correlación estratigráfica

Vera (1994), define la palabra correlación desde varios puntos de vista, en el lenguaje no científico la define como principal acepción: “correspondencia o relación recíproca entre dos o más cosas”. En el conjunto de las ciencias geológicas el término “correlación” se usa de manera preferente en el campo de la estratigrafía, y casi siempre con una connotación temporal. En el glosario de geología (Bates y Jackson, 1987) se define “correlación” como la demostración de la equivalencia de dos o más fenómenos geológicos en diferentes áreas”. Correlacionar, en el sentido estratigráfico, es “establecer la correspondencia en carácter y en posición estratigráfica” (GEI, 1980).

Según Vera (1994) las correlaciones pueden ser de varios tipos, según el aspecto o propiedad que se compare, así como de distintas escalas.

3.3.1 Métodos de correlación

Vera (1994), los define como todo aquel criterio que facilite la demostración de la equivalencia de dos unidades estratigráficas o superficies de estratificación en diferentes secciones estratigráficas y los clasifica de la siguiente manera:

Métodos físicos: Estos incluyen todos los métodos basados en la observación y/o en la medida de sus propiedades físicas (incluida la propia litología) de las diferentes rocas representadas en las secciones estratigráficas que se quieren comparar. Algunos de estos métodos son los siguientes:

- Método de autocorrelación: El cual se basa en la continuidad de las superficies de estratificación (o determinados reflectores) y aplicables tanto en campo como en perfiles sísmicos.
- Método de los registros de pozo: Este método constituye un excelente criterio de correlación entre secciones estratigráficas, levantadas a partir de perforación de pozos relativamente cercanos, y en todo caso dentro de una misma cuenca sedimentaria. Normalmente se utilizan como criterio de correlación, combinándolos con la información litológica obtenida durante la perforación de los pozos (ripios y núcleos). Este método corresponde a una correlación litológica pues los datos obtenidos mediante los registros (electrofacies) reflejan esencialmente la litología de los materiales atravesados en la perforación. Los cambios litológicos quedan reflejados en cambios de electrofacies y pueden ser el reflejo de cambios bruscos simultáneos en una cuenca o sector de la misma, por lo que también pueden ser criterios de cronocorrelación.

3.4 Petrofísica

La petrofísica es el estudio de las relaciones existentes entre las diferentes propiedades físicas de las rocas y es realizado a partir del estudio de registros de

pozo, mediante estos registros se pueden calcular gran variedad de propiedades físicas como es el caso de la porosidad, permeabilidad, entre otros (Rider, 1996).

3.4.1 Registros de pozo

La grabación continua de parámetros geofísicos en un pozo con respecto a la profundidad, produce lo que se conoce como registro de pozo. El nombre más apropiado para esta grabación continua de parámetros petrofísicos es “*Registro Geofísico de Pozo*”; sin embargo son comúnmente llamados “*Registros de pozo*” o simplemente “*Registros*” (Rider, 1996).

3.4.1.1 Rayos gamma (Gamma Ray)

Esta herramienta capta emisiones de radioactividad muy bajas que se producen en forma natural, como resultado del decaimiento de tres elementos radioactivos: Torio, Uranio y Potasio, los cuales se encuentran en las arenas y lutitas (Zambrano *et al*, 2004).

El GR es registrado en unidades API, usualmente desde cero a la izquierda, hasta un valor arbitrario a la derecha, comúnmente 150 de estas unidades. La profundidad de investigación de esta herramienta es de 6-12 pulgadas, siendo mayor para formaciones de baja densidad (alta porosidad) que para las de alta densidad. La resolución vertical de esta herramienta es de alrededor de 3 pies.

Los elementos radioactivos tienden a ser abundantes en las lutitas, las cuales son impermeables, mientras que se encuentran en menor proporción en los carbonatos y en las arenas, las cuales son generalmente permeables. El registro GR puede distinguir zonas permeables, por lo que es una herramienta excelente para la identificación de las lutitas.

Además de definir litología, se usa también para estimar la arcillosidad de las formaciones (figura10). El perfil se puede correr en hoyo revestido o sin revestir, característica que permite su uso en pozos viejos ya entubados.

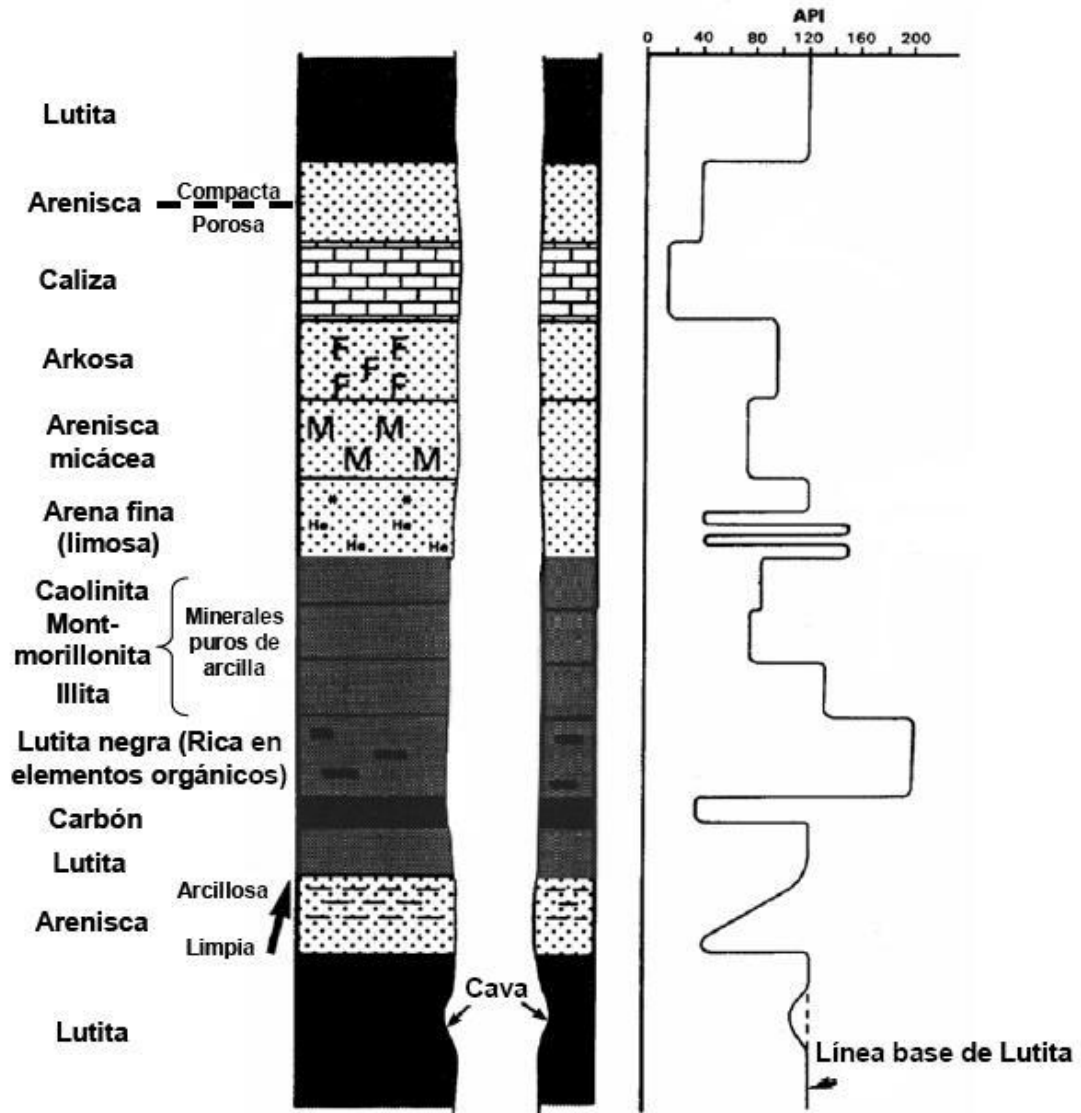


Figura 10. Registros de Rayos Gamma. Respuestas típicas para diferentes litologías (Modificado de Rider, 1996).

3.4.1.2 Resistividad

Según Zambrano *et al.* (2004), los registros de resistividad miden la resistividad de la formación (figura 11). Estos registros son indicadores del tipo de fluido presente en la formación y suministran información complementada con otros perfiles sobre litología, textura, facies, sobre presiones y características de roca madre, siendo estos parámetros los utilizados frecuentemente para correlacionar. Además, aportan valores para cálculos petrofísicos tales como, saturación de agua de la zona lavada, invadida y no invadida.

La unidad de medida de los registros de resistividad es el ohmio - metro y se representan en escala lineal y logarítmica. El perfil de resistividad lateral Deep Laterolog (LLD) alcanza profundidades de más de 3 pies y mide la resistividad de la formación (R_t).

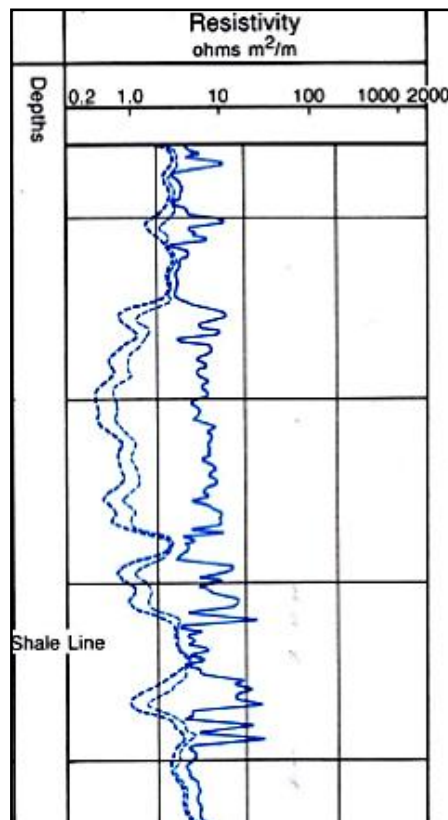


Figura 11. Registro de Resistividad (Tomado de Schlumberger, 1983).

3.4.1.3 Densidad

Es una medida de la densidad neta de la formación (figura 12). Este valor densidad incluye la densidad de la matriz y del fluido que se encuentra en los poros (Rider, 1996). La herramienta percibe la densidad de la formación al medir la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un detector (García, 2005). Uno de los principales usos cuantitativos del registro de densidad es el cálculo de la porosidad, pero también es usado para calcular indirectamente la densidad de hidrocarburos y la impedancia acústica. Cualitativamente es un útil indicador de litologías, que puede ser usado para identificar ciertos minerales. Sin embargo, combinado con la herramienta de neutrones en escalas compatibles, se pueden identificar litologías con mayor precisión (Rider, 1996).

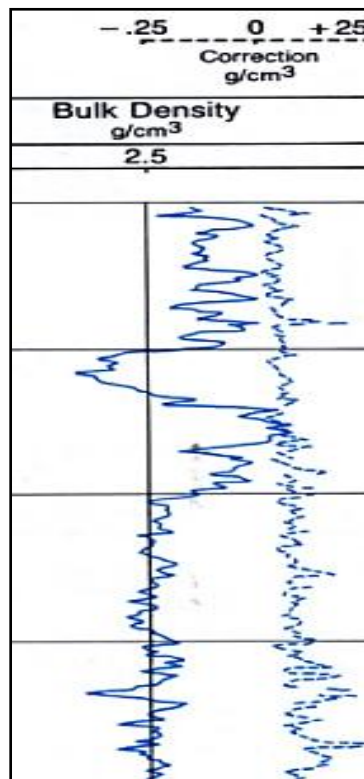


Figura 12. Registro de Densidad (Tomado de Schlumberger, 1983).

3.4.1.4 Sónico

El perfil sónico no es más que el registro continuo del tiempo que emplea una onda sonora compresional, para viajar a través de un pie lineal de formación (figura 13). El tiempo requerido para este viaje se denomina tiempo de tránsito. El objetivo fundamental de este es medir la porosidad de la formación, lo cual dependerá de la litología de la formación y de la naturaleza de los fluidos que llenen los espacios porosos. Además de que se usa para calcular la velocidad para la impedancia acústica.

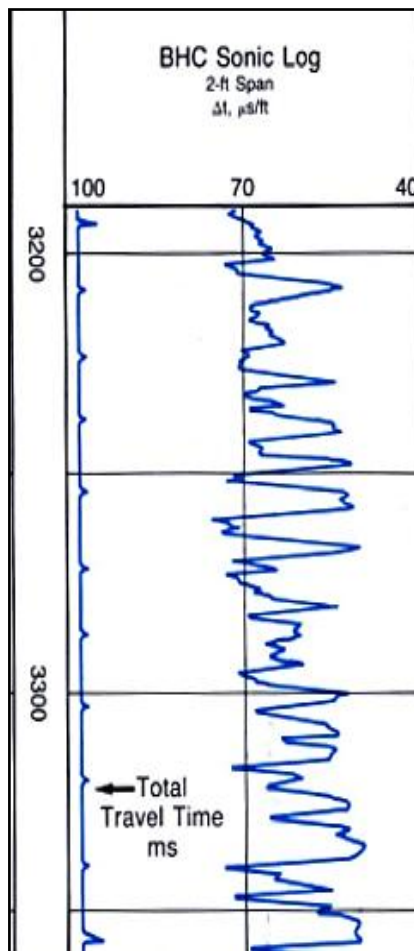


Figura 13. Registro Sónico (Tomado de Schlumberger, 1983).

Tabla 1. Tipos de registros, propiedad calculada y usos geológicos (Modificado de Walker, 1992).

Registro	Propiedad calculada	Unidad	Uso geológico
Resistividad	Resistencia al paso de corriente eléctrica.	Ohm.m	Identificación de carbón, bentonitas y evaluación de fluidos.
Gamma Ray	Radioactividad natural relacionada al Th, U y K.	API	Litologías limpias, correlación y análisis de la forma de la curva.
Sónico	Velocidad compresional de la onda acústica.	$\mu\text{s/m}$	Identificación de zonas porosas, zonas cementadas apretadas.
Densidad	Densidad del electrón, incluidos los fluidos de poro en el cálculo.	g/cm^3	Identificación de algunas litologías como la anhidrita, la halita y carbonatos no porosos.

3.4.2 Propiedades Petrofísicas

3.4.2.1 Volumen de arcilla (V_{sh})

Es una medida de la proporción de arcilla en una formación clástica, respecto al total de roca. Un valor de 1 es representativo de una lutita pura, mientras que un valor de 0 corresponde a una arena limpia. Para realizar una evaluación petrofísica confiable, es indispensable conocer el volumen de arcillas (V_{sh}) que se encuentra en las arenas. Esta variable afecta significativamente el cálculo de saturación de fluidos, debido a que tiende a disminuir el valor de resistividad. La estimación del volumen de arcilla

se realiza generalmente a través del registro de rayos gamma en aquellos pozos donde éste exista. En los pozos que no tienen registros de rayos gamma, se emplea el perfil de SP. También se pueden usar otros indicadores de arcilla como son perfiles de resistividad, densidad, neutrón y sónico (Zambrano y Martínez, 2004). La figura 14 muestra el criterio para definir la línea de arena limpia y la línea de lutita en un registro de Gamma Ray.

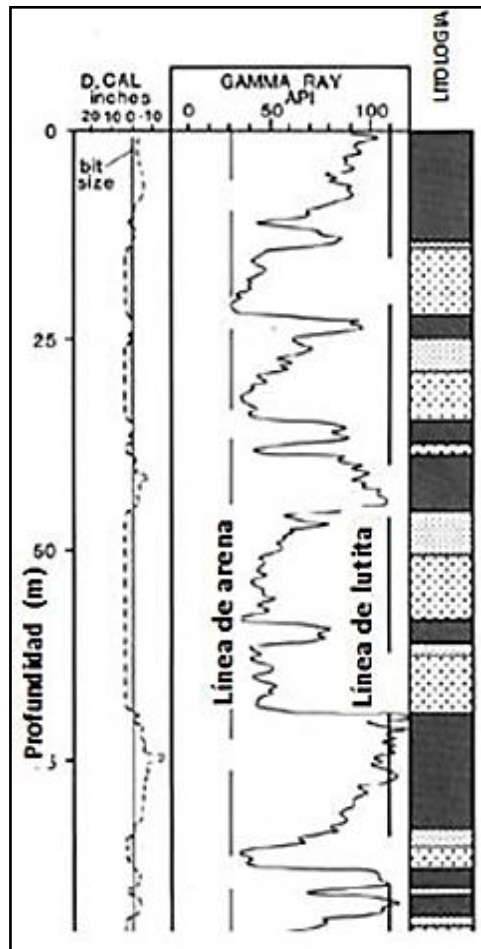


Figura 14. Esquema mostrando la línea de arena y la línea de lutita definidas para calcular el volumen de arcilla (modificado de Rider, 1996).

El volumen de arcilla se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}}$$

37

Donde GR es el valor de gamma ray para la muestra, GR_{cl} es el valor de gamma ray definido para la arena limpia y GR_{sh} es el valor de gamma ray definido para la lutita.

El volumen de arcilla está relacionado con el índice de arcilla de la siguiente manera:

$$I_{sh} = \frac{\gamma_{log} - \gamma_c}{\gamma_{sh} - \gamma_c}$$

Donde γ_{log} es la respuesta de los rayos gamma en la zona de interés, γ_c es la respuesta promedio de los rayos gamma en la zona más limpia de la formación, γ_{sh} es la respuesta promedio de los rayos gamma en las lutitas.

En el campo estudiado es habitual asumir que $V_{sh} = I_{sh}$ por pruebas previas realizadas en la Faja Petrolífera del Orinoco. Sin embargo, esta premisa tiende a exagerar el volumen arcilla (figura15).

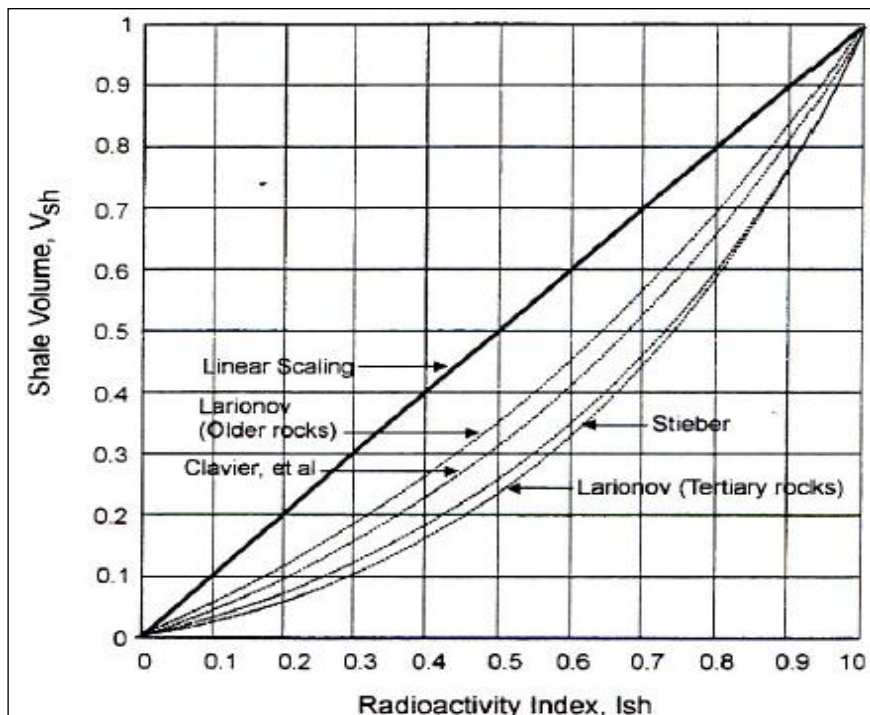


Figura 15. Índice de arcilla vs. Volumen de Arcilla. (Reproducido de “Log Interpretation Charts” de Schlumberger, 1972).

3.4.2.2 Arena Neta (AN)

Se define como Arena Neta a la suma de los intervalos dentro de la arena de interés que tengan un volumen de arcillosidad menor o igual al obtenido del parámetro de corte, es decir, se consideran todos los valores iguales o inferiores al valor de corte de volumen de arcilla, (Zambrano *et al*, 2004).

3.4.2.3 Arena Neta Petrolífera (ANP)

Se define como Arena Neta Petrolífera a la fracción de Arena Neta que contiene una saturación de agua menor al valor de corte y una porosidad mayor al valor de corte (Zambrano *et al*, 2004).

3.4.2.4 Porosidad (ϕ)

Es una de las características petrofísicas más importantes de la roca-yacimiento, ya que le da su capacidad de almacenamiento de fluidos, incluyendo los hidrocarburos comercialmente explotables.

Según Zambrano y Martínez (2004), la porosidad por definición, es la relación existente entre el volumen de espacio vacío, llamado también espacio poroso, y el volumen total de roca. Esta fracción corresponde a lo que llamamos porosidad total (ϕ_t). La porosidad efectiva (ϕ_e) es la relación entre el volumen de espacio poroso interconectado y el volumen total, siendo los fluidos contenidos en este tipo de porosidad los únicos que pueden ser extraídos.

Se puede obtener el valor de porosidad de una formación de los perfiles de densidad, neutrónico, sónico y resonancia magnética nuclear.

El cálculo de porosidad total se determina a partir de la expresión:

$$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{leido}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}}$$

Donde ρ_{matriz} es la densidad de la matriz de roca (gr/cc). Para matriz arenisca el valor es 2.65 gr/cc, $\rho_{\text{leído}}$ es la densidad en el intervalo de interés (gr/cc) y ρ_{fluido} es la densidad del fluido (gr/cc).

3.5 Mapas de Isopropiedades

Son mapas que permiten visualizar y conocer mejor la distribución de las rocas en un yacimiento de acuerdo a una misma propiedad física, los cuales se representarán en contornos de igual magnitud.

3.5.1 Tipos de mapas de isopropiedades

- Volumen de arcilla (Vsh): indica la distribución de las arcillas en el yacimiento (figura 16). Se elabora con isolíneas que unen puntos de igual volumen de arcillas en porcentaje o fracción.

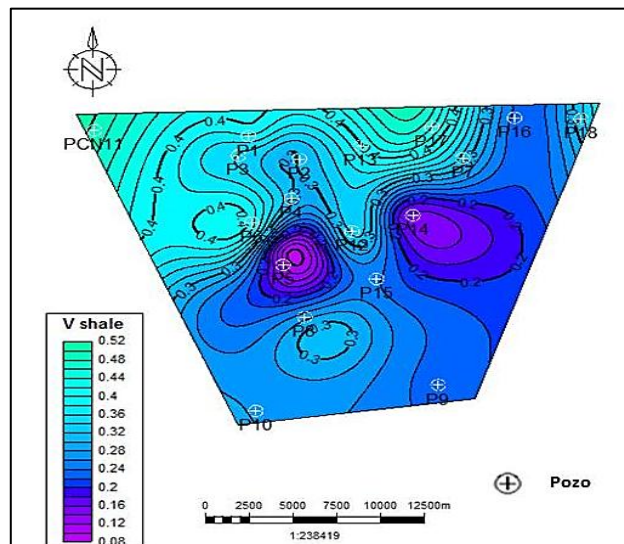


Figura 16. Mapa de arcillosidad para Oficina Superior (Tomado de Teixeira, 2016).

- Arena neta (AN): es la representación del espesor y geometría de un cuerpo de arena con calidad de yacimiento de un intervalo o unidad particular en el que

el espesor de cada cuerpo de arena se determina estableciendo el tope y la base del cuerpo (figura 17). La interpretación de este mapa informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en la zona

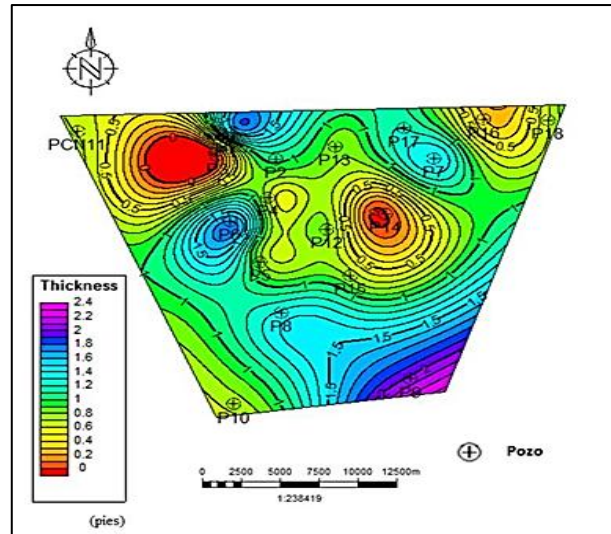


Figura 17. Mapa de arena neta para Oficina Superior (Tomado de Teixeira, 2016).

- Mapa de arena neta petrolífera (ANP): es la representación de la geometría de la arena neta saturada de hidrocarburos y se elabora partiendo de los registros de rayos gamma, los registros de densidad y resistividad (figura 18). A partir de estos mapas se evalúan los volúmenes de arena neta, es decir se estudia el espesor y la cantidad de reserva que contiene la arena.

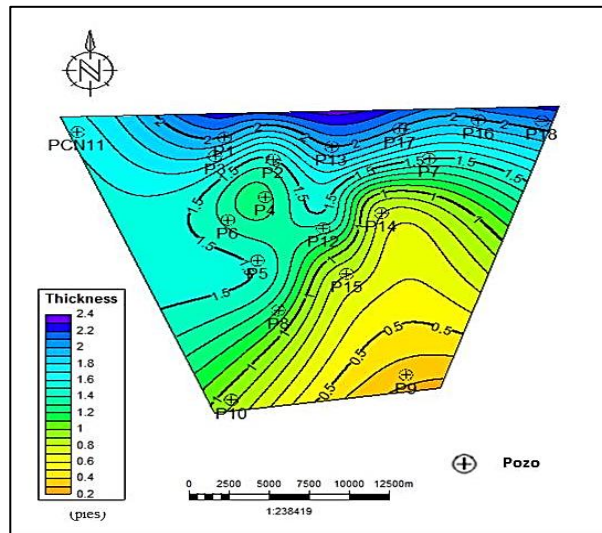


Figura 18. Mapa de arena neta petrolífera para Oficina Superior (Tomado de Teixeira, 2016).

- Porosidad efectiva (Φ_e): Se realiza utilizando isolíneas que unen puntos de igual valor de porosidad efectiva en porcentaje o fracción (figura 19).

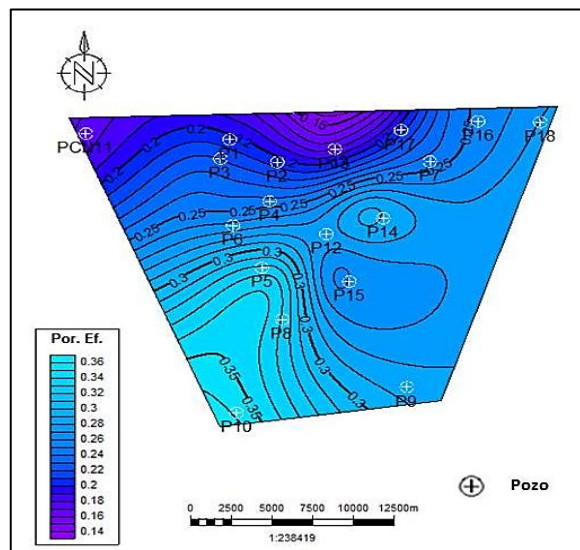


Figura 19. Mapa de porosidad efectiva para Oficina Superior (Tomado de Teixeira, 2016).

3.6 Ambientes Sedimentarios

Los ambientes sedimentarios son áreas de la superficie terrestre que presentan determinadas características físicas, químicas y biológicas, en las cuales se acumulan sedimentos (Quilen, 2006). Entre los ambientes sedimentarios existentes, serán tratados fundamentalmente los ambientes fluvial y deltaico, motivado a que representan los ambientes más característicos de la región oriental de Venezuela.

3.6.1 Ambiente fluvial

Comprende el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales, aunque generalmente los conos o abanicos aluviales suelen tratarse como un ambiente separado. La energía de este ambiente está representada por el flujo de la corriente, y el material sedimentario puede variar desde bloques hasta arcilla (Alfonsi, 1983). Según la distribución de los ríos en superficie, estos han sido clasificados como: rectilíneos, meandriformes, entrelazados y anastomosados (figura 20).

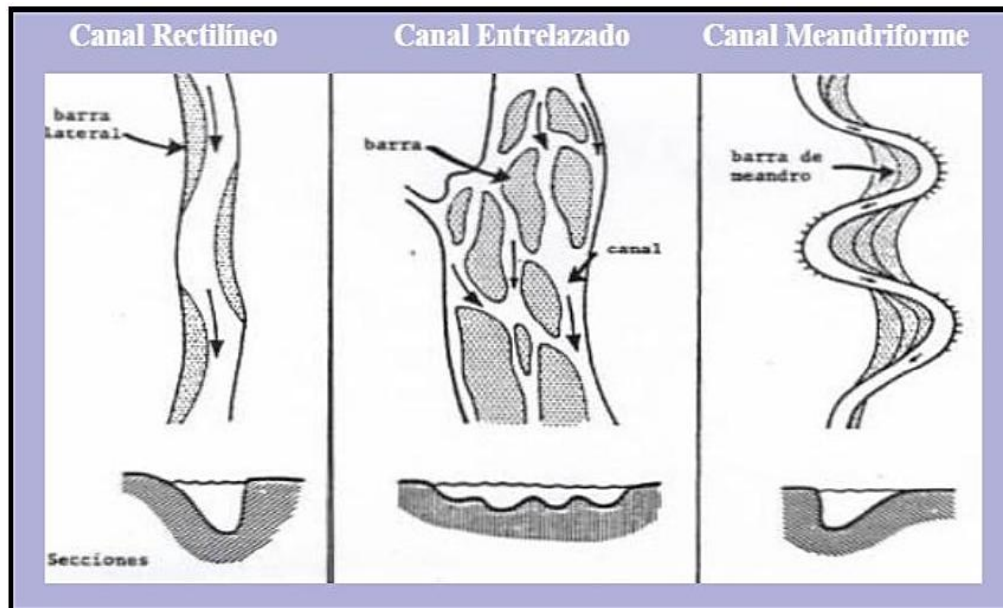


Figura 20. Patrones principales que adoptan los canales fluviales (Malandrino, s/f).

3.6.2 Ambiente deltaico

Los deltas se forman en la desembocadura de las cuencas vertientes fluviales. Dichas cuencas abastecen el delta en agua, sedimentos y elementos químicos, que llegan a la zona costera de un mar o de un lago. Cuando los ríos desembocan en el mar, las corrientes fluviales desaceleran bruscamente, debido a su dispersión. Eso provoca el depósito de la mayor parte de los sedimentos cargados por el río, edificando el delta. A medida que se acumulan sedimentos, el delta progresa hacia el mar, adquiriendo así una organización morfológica característica con tres medios principales, que son de arriba hacia abajo la llanura deltaica, el frente deltaico y el prodelta (figura 21).

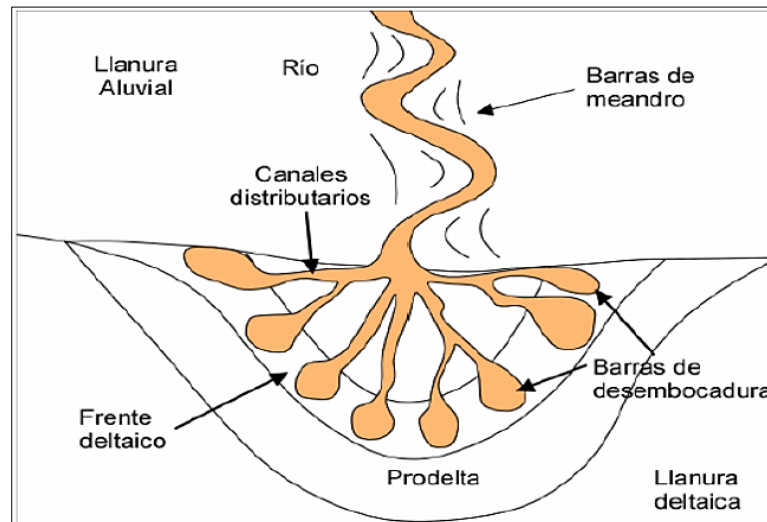


Figura 21. Principales componentes morfológicos y sedimentarios comunes a los deltas (Tomado de Jaillard, 1993).

3.7 Conceptos generales de estratigrafía por secuencias

La estratigrafía secuencial, una metodología de análisis estratigráfico desarrollada con mayor énfasis desde hace unos 30 años ha venido a ser una de las herramientas más útiles en la definición de unidades que se encuentran genéticamente relacionadas, y que por ende se encuentran, tanto definidas por un rango específico de tiempo,

como limitadas por superficies físicas, lo que permite entender la geometría interna y la arquitectura depositacional de cuencas. Esta diferenciación ha permitido una comprensión más detallada del comportamiento de las unidades sedimentarias como unidades diferenciables de flujo y entrapamiento de los hidrocarburos, optimizando así su hallazgo y producción

Antes de adentrarnos en los modelos de estratigrafía secuencial conviene entender los factores que influyen en el relleno de las cuencas sedimentarias. Según Vail (1987), las variaciones en los patrones estratigráficos, así como la distribución de litofacies dentro de las rocas sedimentarias, están controladas por cuatro variables principales, las cuales son la subsidencia tectónica, el cambio eustático del nivel del mar, el volumen de sedimentos y por último, el clima. La subsidencia tectónica es esa componente de la subsidencia, en un punto determinado de una cuenca sedimentaria, causada por un mecanismo de deriva tectónica. La eustacia es medida entre la superficie del mar y un datum previamente fijado, usualmente el centro de la tierra.

La tasa de aporte sedimentario controla qué tanto y dónde el espacio de acomodación es rellenado. El balance entre el aporte sedimentario y el nivel relativo del mar controla si los cinturones de facies progradarán cuenca adentro o retrogradarán hacia el continente, y el tipo de sedimentos aportados tiene una fuerte influencia sobre las facies sedimentarias. El clima controla el tipo de sedimentos depositados; por ejemplo, el régimen pluvial y la temperatura son importantes para la distribución de los carbonatos y las evaporitas, así como para el tipo y cantidad de siliciclásticos depositados (Vail, 1987).

3.7.1 Superficies estratigráficas

- Conformidad (*Conformity*): Son superficies que separan estratos más jóvenes de los más viejos pero que no muestran evidencias de erosión (subaérea o

submarina) o no depositación, y a lo largo de la cual no existe hiatus significativo.

- Discordancia (*Unconformity*): Se definen como superficies que separan estratos más viejos de los más jóvenes, a lo largo de las cuales existe evidencia de truncamiento subaéreo, y en algunos lugares, erosión submarina correlativa o exposición subaérea con un hiatus significativo (Van Wagoner *et al.*, 1987).
- Límites de secuencia (*Sequence Boundary*): Un límite de secuencia (LS) es una discordancia y su conformidad correlativa. Van Wagoner *et al.* (1987), postulan dos tipos de límite de secuencia, diferenciados sobre la base del área de erosión subaérea y la cantidad de cambio de los cinturones de facies en dirección del mar.

Un límite de secuencia tipo I se desarrolla cuando la caída del nivel del mar es más rápida que la subsidencia tectónica. El límite de secuencia tipo II se desarrolla cuando el nivel relativo del mar cae lentamente, dando lugar al cambio gradual de cinturones de facies en dirección al mar, pero con poca exposición subaérea y erosión (figura 22).

- Superficies de inundación y de máxima inundación (*Flooding surfaces, maximum flooding surfaces*): Una superficie de inundación marina es una superficie que separa estratos más jóvenes de los más antiguos, a través de la cual existe evidencia de un incremento abrupto en la profundidad del agua. Esta profundización comúnmente está acompañada por erosión submarina menor (pero no erosión subaérea o cambio de facies hacia la cuenca) y no depositación, y puede existir un pequeño hiatus.

Las superficies de inundación marina son planares y comúnmente sólo exhiben relieve topográfico menor (Van Wagoner *et al.*, 1987). La superficie de máxima inundación registra el alcance máximo de la inundación marina.

Las superficies de máxima inundación y su sección condensada asociada representan el miembro más útil de la familia de los marcadores estratigráficos. Estas pueden distinguirse por su característica de registro, su continuidad lateral y por sus atributos sísmicos.

- Superficie de enravinamiento (*Ravinement Surface*): Es una superficie de erosión transgresiva (Emery y Myers, 1996). Esta representa la superficie de equilibrio sobre la plataforma formada en respuesta al régimen de oleaje y corrientes locales (Miall, 1997).
- Superficie de máxima progradación (*Maximum progradation surface*): Es el tope de la parasecuencia que más prograda hacia la cuenca, y marca el momento del cambio entre la progradación y la regresión. Puede ser reconocida en localizaciones proximales como la superficie entre una unidad progradante y una retrogradante (Emery y Myers, 1996). También es conocida como superficie transgresiva (*Transgressive surface*).
- Superficie de solapamiento basal (*Downlap surface*): Se reconoce como la base de los juegos de parasecuencias progradantes.

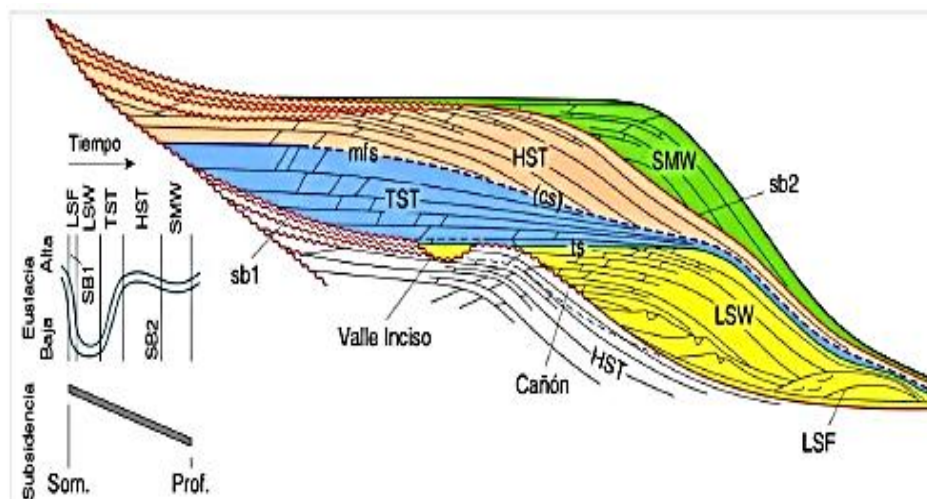


Figura 22. Secuencia depositacional y los sistemas encadenados que la comprenden. Obsérvese los límites de secuencia tipo I y II (sb1 y sb2) (Tomado de Pinto, 2011).

3.7.2 Sistemas encadenados

Un sistema encadenado es una conexión de sistemas depositacionales contemporáneos, compuestos por parasecuencias y uno a más grupos de parasecuencias, las cuales forman las subdivisiones de una secuencia. Se reconocen los siguientes sistemas encadenados:

- Sistema encadenado de bajo nivel (Lowstand system tract) cuyos elementos son: abanicos de fondo de cuenca, abanicos de talud y cuña progradante de bajo nivel.
- Sistema encadenado de margen de plataforma (Shelf margin system tract).
- Sistema transgresivo (Transgressive system tract).
- Sistema encadenado de nivel alto (Highstand system tract).

Los sistemas encadenados son interpretados sobre la base de patrones de apilamiento de parasecuencias, las posiciones dentro de la secuencia, la geometría de los estratos y los tipos de superficies límites. Cada uno de los sistemas encadenados se le interpreta como asociado a un segmento específico de la curva eustática, aunque no se encuentra definida sobre la base de esta asociación (Posamentier *et al.*, 1988).

El desarrollo de los sistemas encadenados anteriormente mencionados se encuentra relacionado a la geometría de la cuenca. Existen dos geometrías a considerar: cuencas con quiebre plataformal y cuencas tipo rampa.

3.7.3 Modelos secuenciales

3.7.3.1 Modelo de Embry

Embry y Johannessen (1992), con base en sus trabajos en el Triásico y Jurásico inferior del Ártico canadiense, definen las secuencias T-R (transgresivo-regresivas), como aquellas limitadas por discontinuidades subaéreas ("subaerial unconformities") asociadas a una "exposición" subaérea y a una superficie regresiva de erosión, formada durante una bajada relativa del nivel del mar, y que son relevadas hacia la

cuenca por superficies transgresivas (que marcan el paso de regresión a transgresión) desarrolladas al inicio del movimiento de la línea de costa hacia tierra (transgresión).

Las superficies transgresivas son litológicamente claras, muestran una diacroneidad mínima, se funden con la porción discontinua de los límites de secuencia y son fácil y objetivamente trazables en las zonas transicionales y marinas del sistema. Embry (1993) establece una jerarquía de cinco órdenes de secuencias T-R considerando la naturaleza de los límites de cada secuencia: la extensión de la discontinuidad subaerea, la extensión del límite de secuencia en la cuenca, el diferente grado de deformación sobre y bajo el límite de secuencia, la magnitud del episodio de profundización representado por los depósitos transgresivos existentes sobre el límite de secuencia, el grado de cambio en el régimen sedimentario y en el estilo de subsidencia sobre y bajo el límite de secuencia (López, 1996).

3.7.3.2 Modelo estratigráfico del Grupo Exxon

Se basa principalmente en los trabajos de Mitchum, Vail, Van Wagoner y Posamentier.

Las unidades principales son las secuencias depositacionales, que son de dos tipos principales. Estas fueron definidas como “sucesiones relativamente conformes de estratos ligados genéticamente, limitados por discordancias o sus correlativas conformidades” (Mitchum *et al.*, 1977).

La ciclicidad mostrada por una secuencia depositacional está relacionada con cambios relativos del nivel del mar. Se pueden reconocer dos tipos de secuencias con base a las superficies que las puedan limitar, estos límites pueden ser de tipo I y de tipo II, los cuales se forman en períodos diferentes dentro de una caída relativa del nivel base.

Los límites tipo I se generan en períodos de exposición del borde de la plataforma (Posamentier *et al.*, 1988), cuando el nivel del mar cae por debajo de la ruptura de la línea de costa deposicional (Vail, 1987).

Los límites tipo II se producen cuando el nivel del mar no cae por debajo de la línea de costa y se generan al principio de la subida del nivel base (Jervey, 1988 y Posamentier *et al.*, 1988).

Las secuencias depositacionales están constituidas por parasecuencias, las cuales son sucesiones de capas genéticamente relacionadas que dan lugar a secuencias somerizantes, limitadas por superficies de inundación marina o sus superficies correlativas (Van Wagoner *et al.*, 1987).

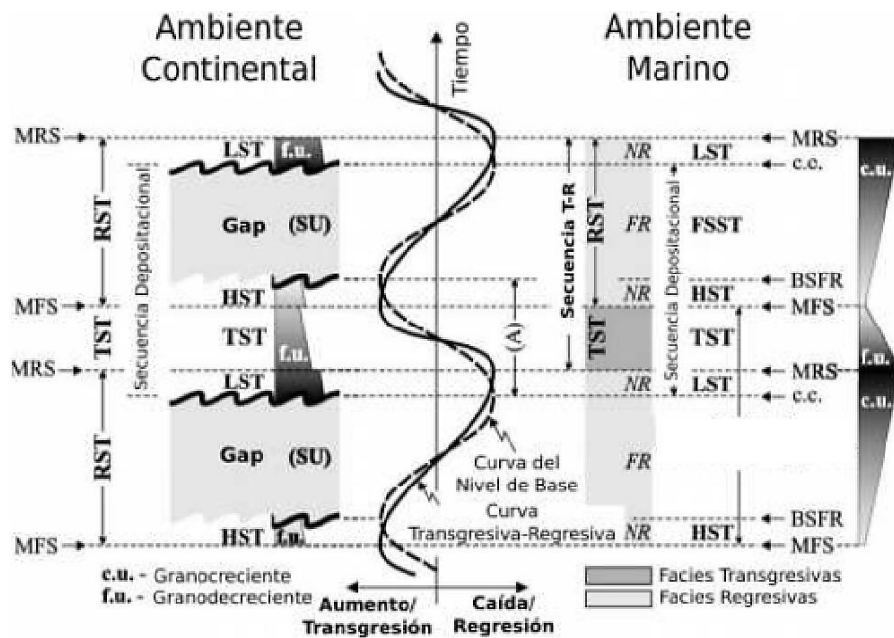


Figura 23. Comparación entre el modelo secuencial y el modelo T-R (Modificado de Catuneanu 2002). (A)= acomodación, (NR)= regresión normal y (FR)= regresión forzada.

3.7.4 Ventajas de los modelos secuenciales

Modelo de Embry (T-R)

- Tiene origen descriptivo, debido a que se basa en los cambios de tendencia (transgresiva o regresiva) de la sucesión.
- Solo constan de dos partes bien diferenciadas, una transgresiva y otra regresiva.
- El reconocimiento de estas secuencias en el campo es relativamente sencillo.
- Se utiliza un criterio similar en diferentes escalas, están limitadas por superficies de máxima regresión y constan de un tramo transgresivo basal y de un tramo regresivo final.
- Estas secuencias son útiles tanto en áreas donde se generan discontinuidades subaéreas como en las que no, ya que el límite viene marcado por la superficie de máxima regresión.
- Los límites de secuencias muestran heterocronía muy baja en relación con la duración de los ciclos de subida/bajada del nivel base.
- En la generación de las secuencias se implica tanto al eustatismo, la subsidencia y al aporte sedimentario (Mederos, 2014).

Modelo del Grupo Exxon

- Es el más extendido.
- Subdivide cada secuencia en tres cortejos generados en periodos de los ciclos de variación relativa del nivel base.
- Utiliza superficies con significado cronoestratigráfico a escala global como límites de secuencia.
- Las discontinuidades que limitan la secuencias depositacionales son reconocibles en las zonas costeras.
- La existencia de tres tipos diferentes de secuencias, aplicables en diferentes contextos o circunstancias (Mederos, 2014).

CAPÍTULO IV

MARCO MÉTODOLÓGICO

4.1 Búsqueda de información

Representa la primera etapa en el desarrollo del trabajo y se basó en la recopilación de información bibliográfica disponible para el área estudiada y áreas vecinas. Mediante la realización de esta fase se documentó sobre la Faja Petrolífera del Orinoco, enfocándose principalmente en el campo Carabobo. Se obtuvo información sobre los antecedentes, la geología regional y local, trabajos especiales de grado e informes técnicos realizados en la zona de interés; además de ello se adquirió la información correspondiente a los datos necesarios para desarrollar la investigación: datos sísmicos en 2D, registros de pozos y núcleos.

La base de datos está conformada por 40 pozos con sus respectivos registros radioactivos, sónicos y de densidad entre otros pertenecientes al área de Carabobo. La información de pozos fue a su vez complementada con 194 líneas sísmicas de la zona y un núcleo.

4.2 Carga y validación de datos

Posterior a la recopilación de información se procedió a cargar los registros de pozos y la sísmica 2D (figura 24). Una vez cargados los datos se definió el polígono de trabajo y se eliminaron aquellos datos que se encontraron fuera del área de interés. Es así como finalmente se contó solo con 23 pozos y 30 líneas sísmicas.

Tabla 2. Base de datos de los registros petrofísicos disponibles para cada pozo.

Pozo	Tipo de Registro			
	GR	LLD	RHOB	DT
P19	✓			✓
P20	✓			
P21	✓	✓		
P22	✓	✓		
P23	✓	✓		
P24	✓	✓	✓	
P25	✓	✓	✓	
P26	✓	✓	✓	
P27	✓			
P28	✓	✓		
P29	✓			
P30	✓			
P31	✓	✓		
P32	✓	✓	✓	
P33	✓		✓	
P34	✓	✓	✓	
P35	✓	✓	✓	
P36	✓	✓	✓	
P37	✓	✓		
P38	✓	✓	✓	
P39	✓			✓
P40	✓			✓
P41	✓	✓		

Tabla 3. Base de datos de las líneas sísmicas utilizadas.

	Nombre	Muestreo
1	ZB-73A-25_stk080001	4 μ s
2	ZB-73A-24A_stk080001	4 μ s
3	N_stk080001	4 μ s
4	M_stk080001	4 μ s
5	L-42_stk080001	4 μ s
6	L-41_stk080001	4 μ s
7	L-39_stk080001	4 μ s
8	L37_stk080001-2	4 μ s
9	L_stk080001	4 μ s
10	FP-43_stk080001	4 μ s
11	FP-33_stk080001	4 μ s
12	CNN-80B-48_stk080001	4 μ s
13	CNN-80B-47A_mig080001	4 μ s
14	CNN-80B-47_stk080001	4 μ s
15	CNN-80B-46A_stk080001	4 μ s
16	CNN-80B-46_stk080001	4 μ s
17	CNN-80B-38_stk080001	4 μ s
18	CNN-80B-37A_stk080001	4 μ s
19	CNN-80B-37_stk080001	4 μ s
20	CN-79B-30_stk080001	4 μ s
21	CN-79B-29_mig080001	4 μ s
22	CN-79B-28_stk080001	4 μ s
23	CN-79B-27_stk080001	4 μ s
24	CN-79B-26_stk080001	4 μ s
25	CN-79B-18_mig080001	4 μ s
26	CN-79B-17_stk080001	4 μ s
27	CN-79B-16_mig080001	4 μ s
28	CN-79B-15_stk080001	4 μ s
29	CN-79B-14_stk080001	4 μ s
30	38_stk080001	4 μ s

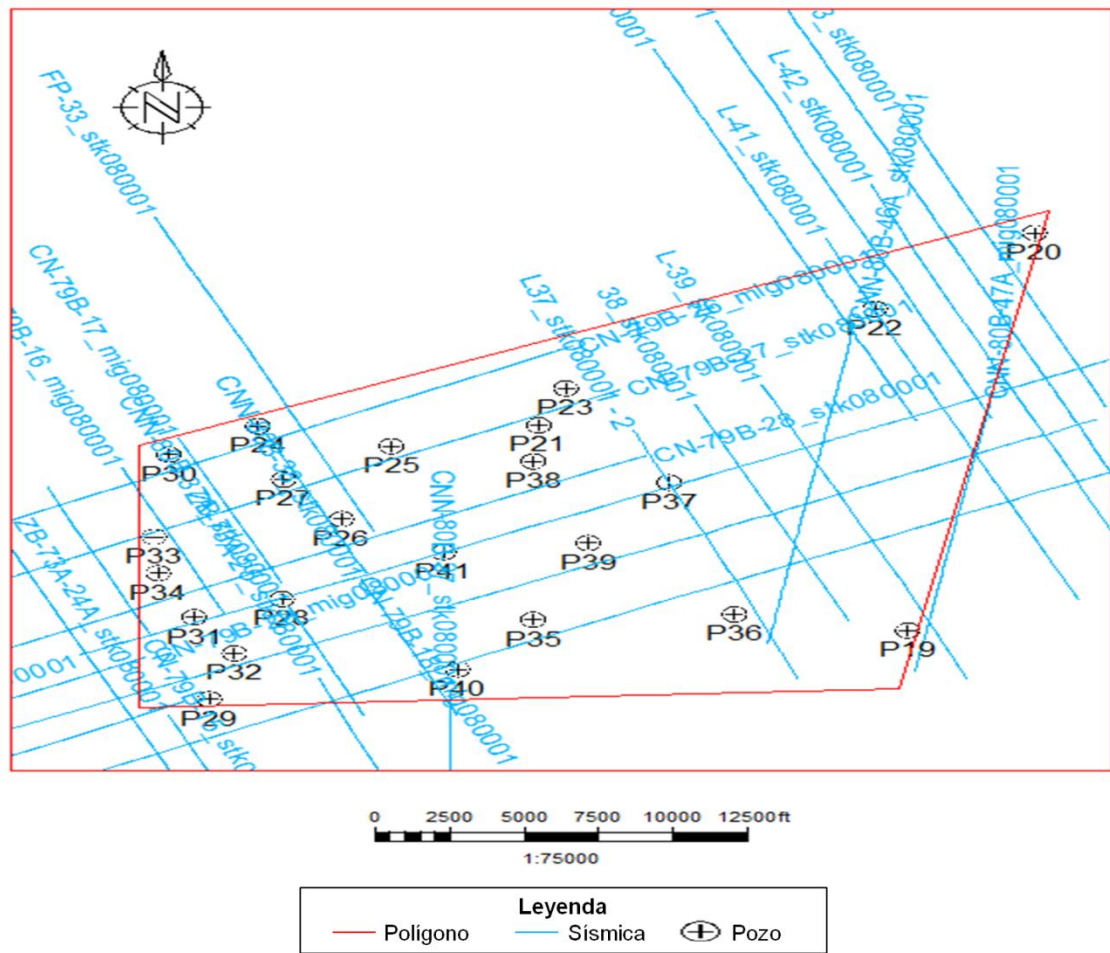


Figura 24. Ubicación de pozos y líneas sísmicas 2D.

4.3 Descripción del núcleo

Las muestras de núcleos de rocas son de vital importancia al momento de caracterizar un yacimiento debido a que los análisis de núcleos proporcionan información acerca de la capacidad de almacenamiento de los fluidos del yacimiento y como estos fluidos se mueven dentro del mismo, además de indicar evidencias positivas de la presencia de hidrocarburos. El análisis de núcleos facilita la evaluación directa de sus propiedades y provee bases para la calibración de otras herramientas de evaluación, como los perfiles de pozos.

La descripción sedimentológica del núcleo PCN-11 se observa en la figura 25, donde Crespo (2008), describió la litología, textura, estructuras sedimentarias, contenido fósil, fracturas, grado de impregnación, bioturbación, etc. Esta información le permitió la identificación de unidades litoestratigráficas, calidad de roca, superficies de inundación, interpretar ambiente de depositación, patrones de sedimentación, heterogeneidad y características locales.

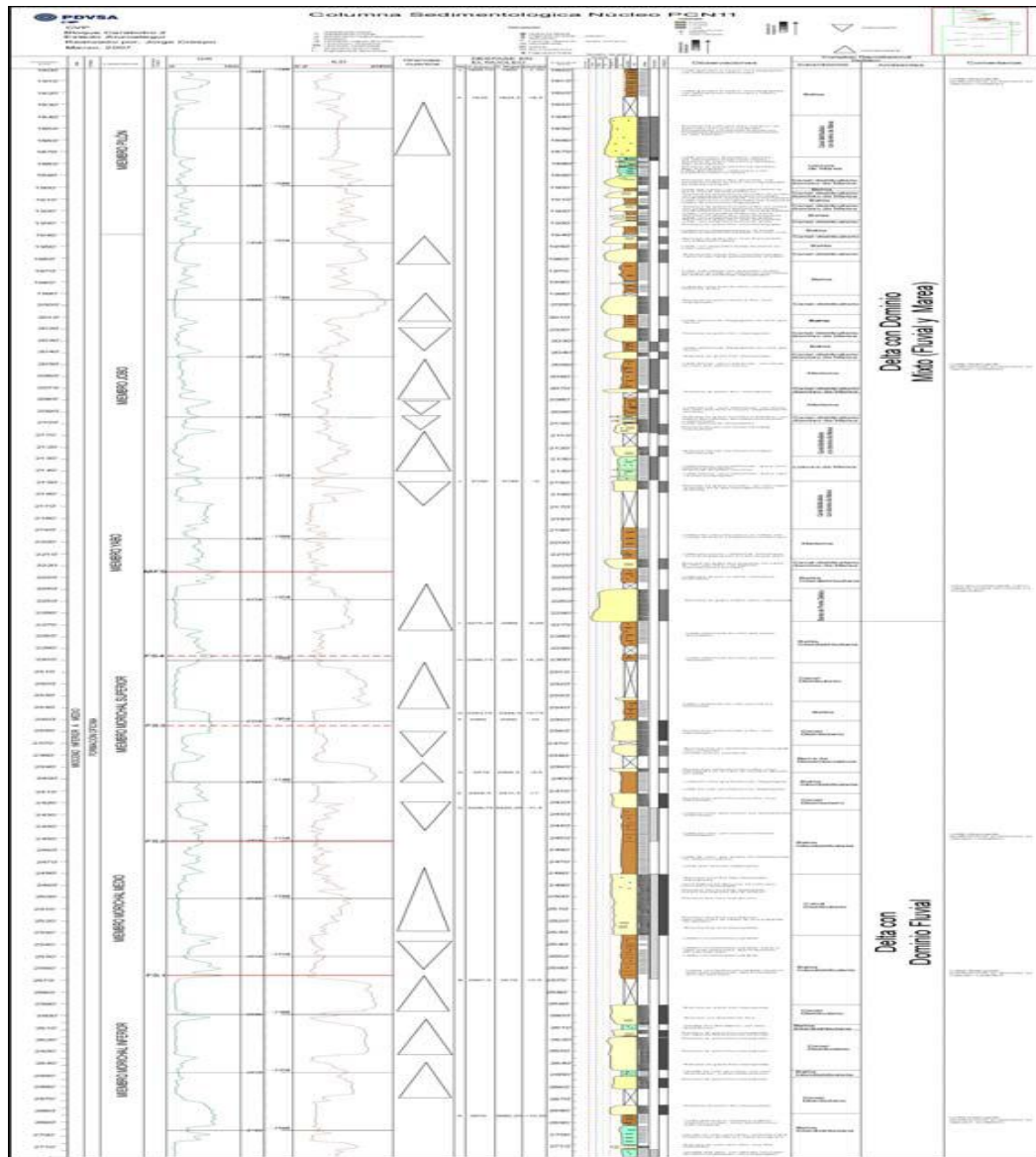


Figura 25. Hoja sedimentológica del núcleo PCN-11 (Tomado de Crespo, 2008).

4.4 Calibración núcleo – perfil

A partir de la descripción sedimentológica del núcleo, Crespo (2008) realizó la calibración núcleo - perfil, con el fin de observar las características y el comportamiento de las diferentes litologías descritas en el núcleo en los registros de resistividad y rayos gamma como se puede observar en la figura 26, para identificar las superficies estratigráficas y las electrofacies que permitan la definición de cuerpos sedimentarios característicos del ambiente de depositación.

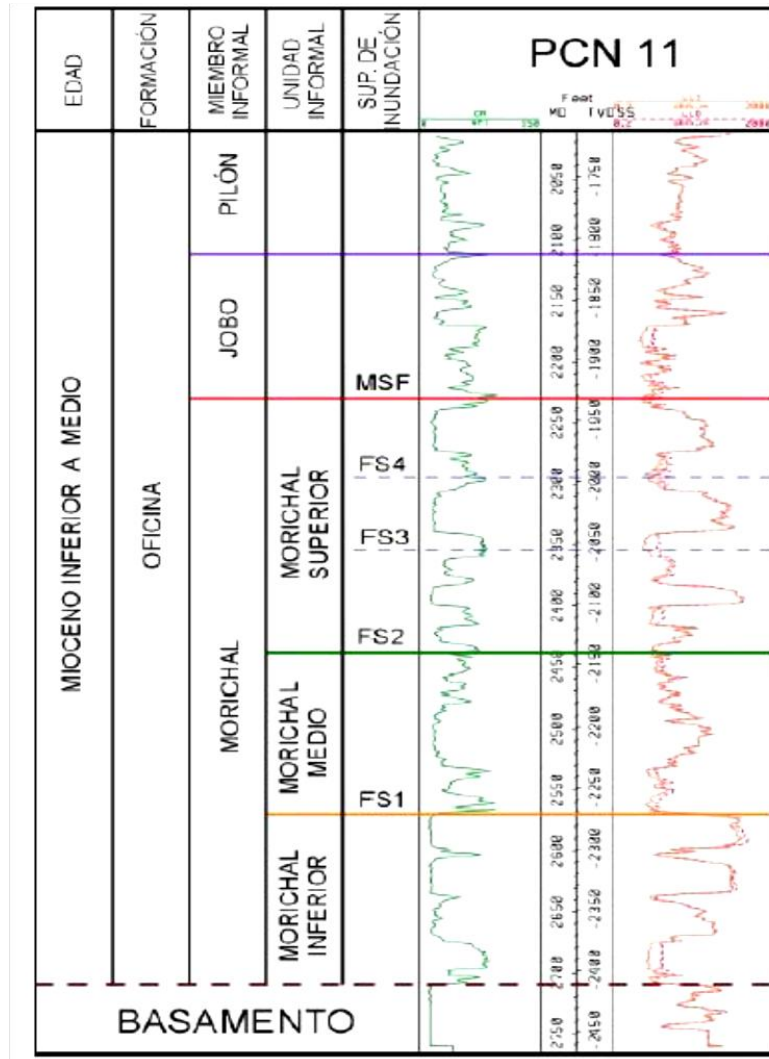


Figura 26. Sección estratigráfica del pozo núcleo PCN-11. (Tomado de Crespo, 2008).

4.5 Identificación y correlación de marcadores estratigráficos y litoestratigráficos.

Basados en la interpretación realizada por Teixeira (2016) se identificaron los marcadores estratigráficos en los pozos de la zona de estudio las cuales corresponden de base a tope a Morichal Inferior, Morichal Medio, Morichal Superior y Freites usando el registro de Rayos Gamma (GR), la ubicación de estos pozos se observa en la figura 27.

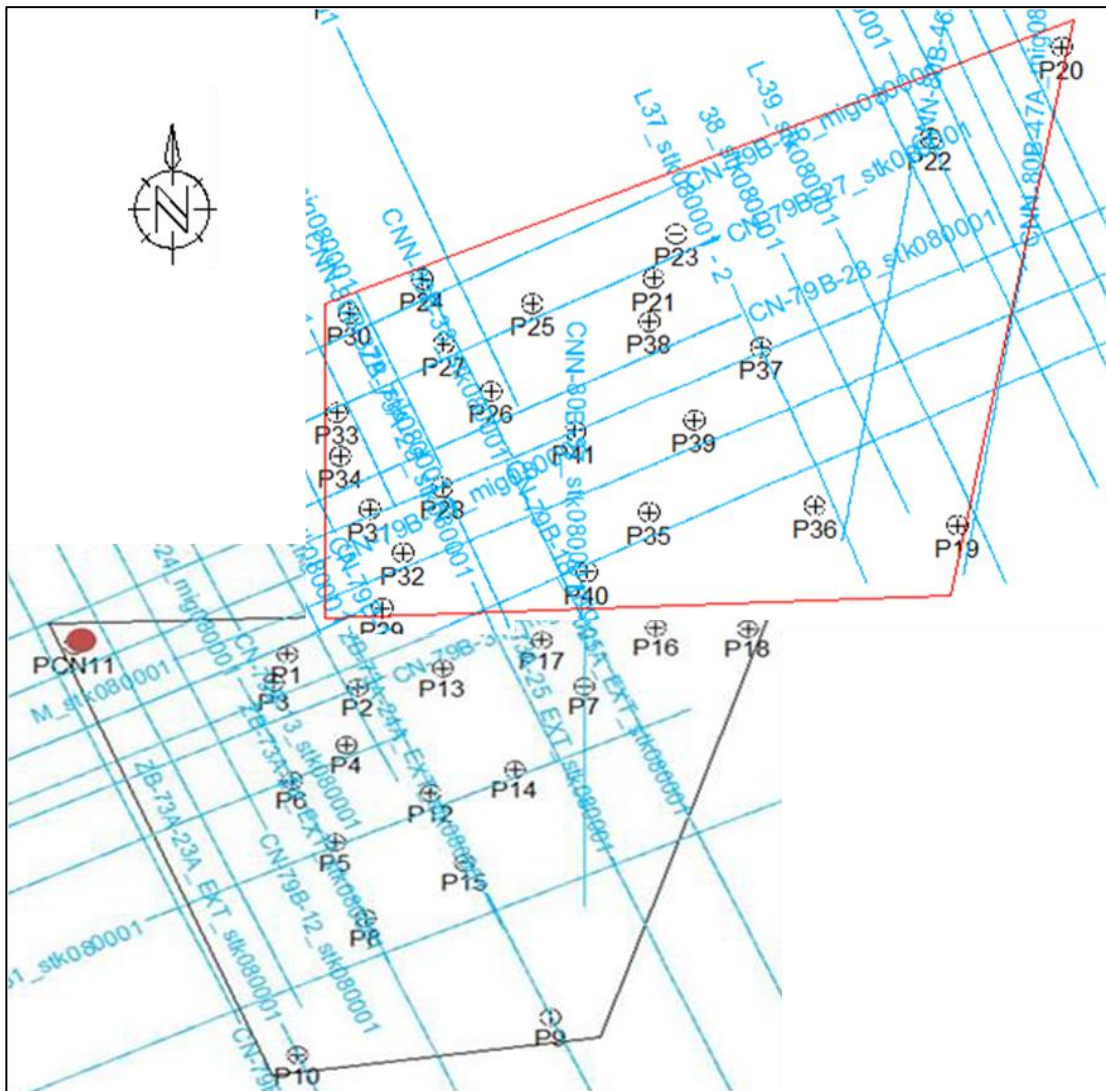


Figura 27. Área interpretada por Teixeira 2016 (polígono negro) en contraste con el área de estudio (polígono rojo).

Se elaboraron dos secciones principales, una paralela a las fallas y estructuras sentido O-E y otra perpendicular para observar los eventos estructurales que afectan el área en sentido S-N, adicionalmente las correlaciones SO-NE y SE-NO se realizaron con el fin de visualizar la extensión lateral y vertical de las unidades de interés (figura 28).

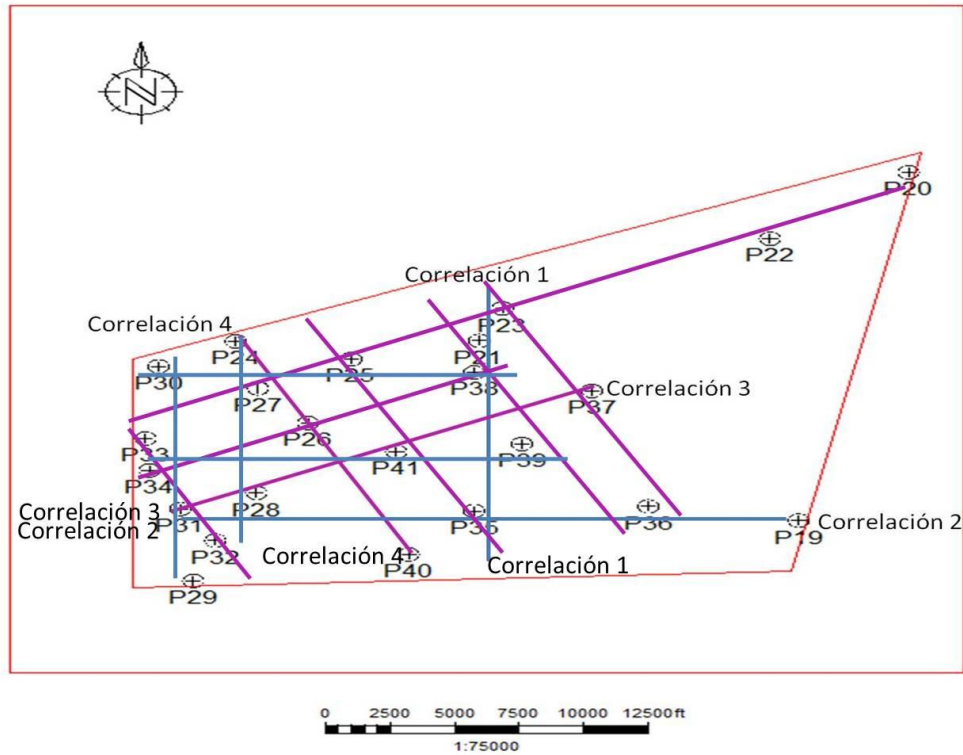


Figura 28. Correlaciones estructurales y estratigráficas.

Posteriormente se identificaron las superficies de máxima inundación (MSF) y las superficies de máxima regresión (MSR) aplicando el método de Embry (figura 29).

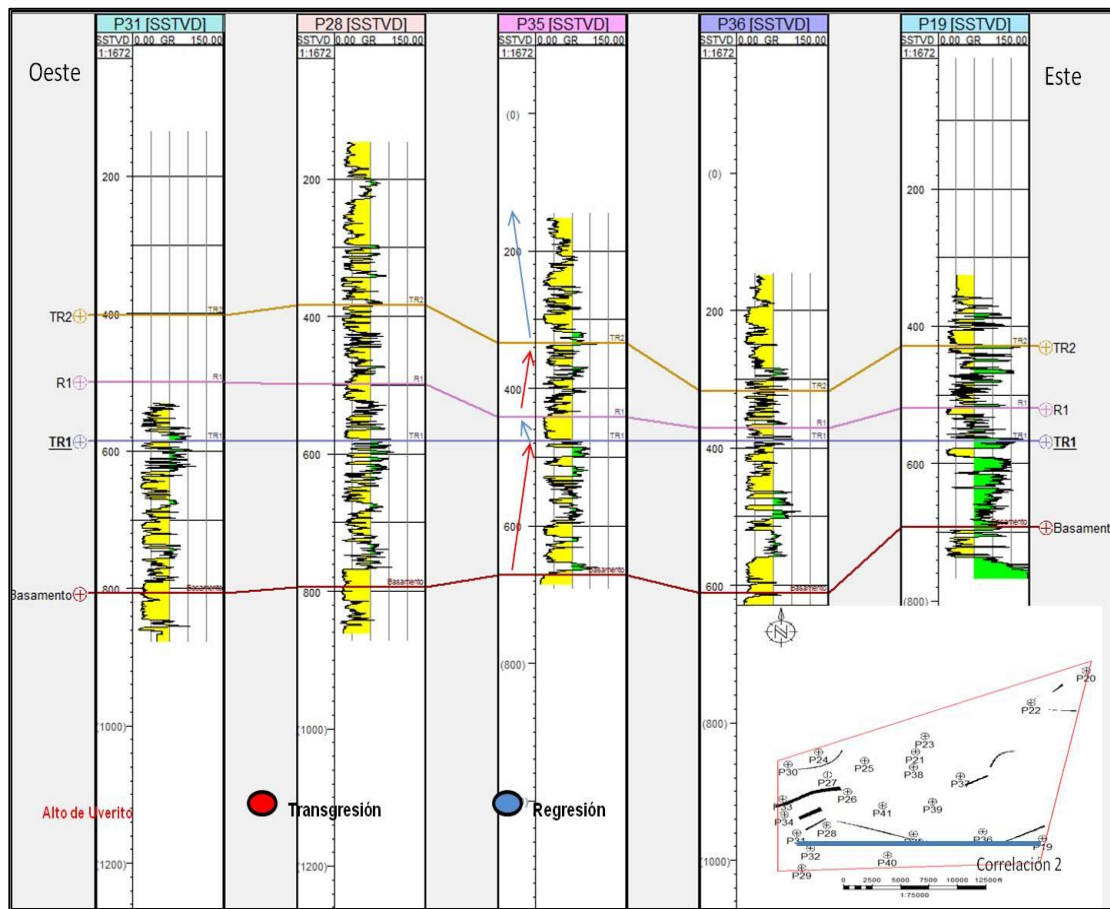


Figura 29. Correlación utilizada para la interpretación estratigráfica con orientación O-E. Las flechas rojas indican la secuencia transgresiva y las flechas azules indican la secuencia regresiva.

4.6 Elaboración de sismograma sintético

Con el propósito de calibrar los reflectores sísmicos seleccionados con los marcadores geológicos, se generaron los sismogramas sintéticos para los pozos P19, P39 y P40 (figura 31).

Para elaborar el sismograma sintético, se utilizó una serie de reflectividad que se generó a partir de los registros de densidad (RHOB) y sísmico (DT) de los 3 pozos mencionados anteriormente. Se elaboró el espectro de frecuencia en Seisee donde se observó una frecuencia dominante de 15 Hz y se seleccionó una ondícula teórica tipo

Ricker, de fase cero y de 15 Hz (figura 30). Obteniendo como resultado una resolución vertical entre 75 y 90 pies para una velocidad de 5400 pies/s.

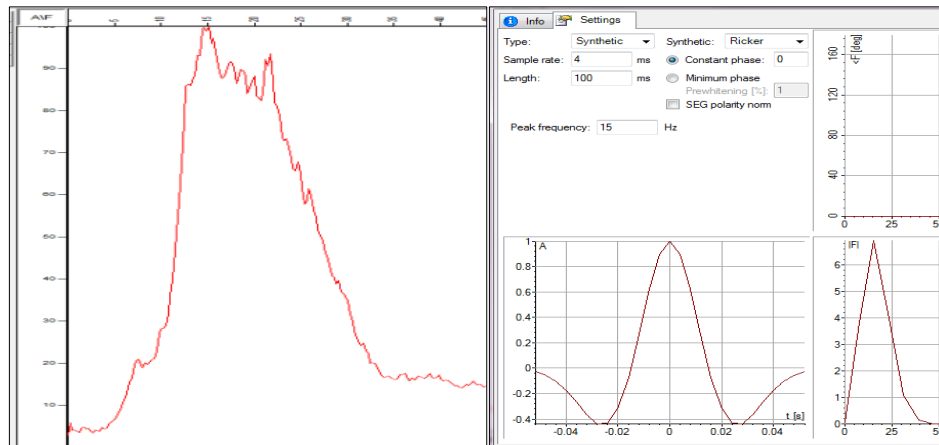


Figura 30. Espectro de frecuencia (izquierda) y ondícula teórica de tipo Ricker seleccionada (derecha).

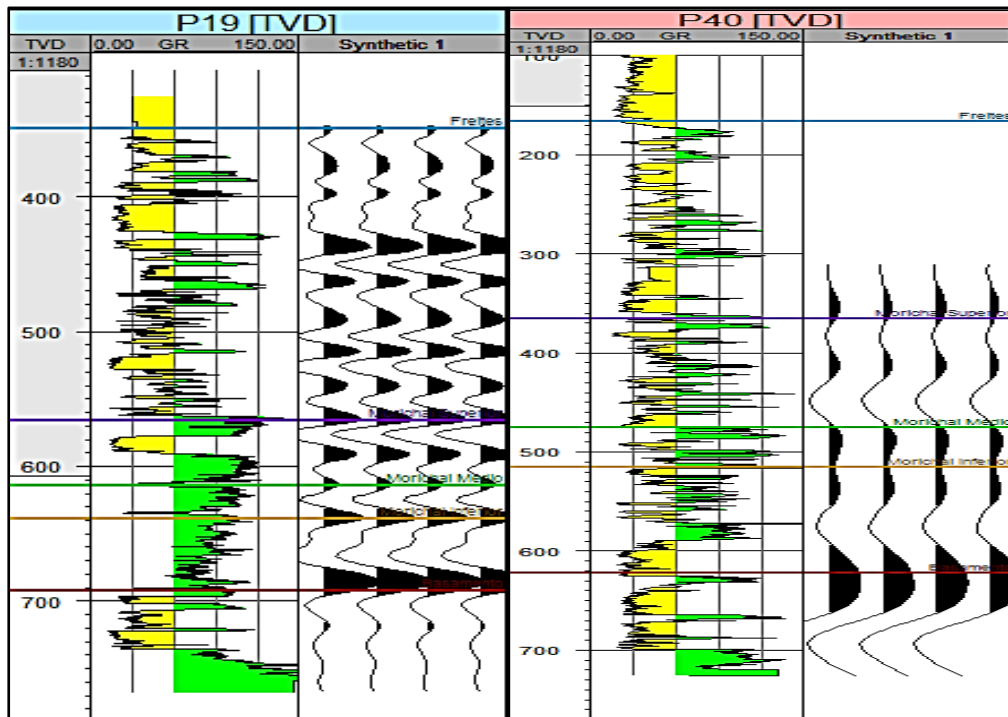


Figura 31. Sismograma sintético del pozo P19 y pozo 40. De izquierda a derecha se muestra la escala de profundidad en pies, el registro gamma ray y el sismograma sintético junto a los marcadores estratigráficos.

Al comparar el sismograma sintético realizado por Teixeira 2016 con el realizado para el pozo 39 (figura 32), se puede observar que los marcadores estratigráficos coinciden con los reflectores más marcados en el sismograma sintético por lo que se puede utilizar la interpretación sísmo – estructural de Teixeira para realizar la interpretación de horizontes en el área de estudio, puesto que en esta zona no se tienen líneas sísmicas interceptando los pozos antes mencionados.

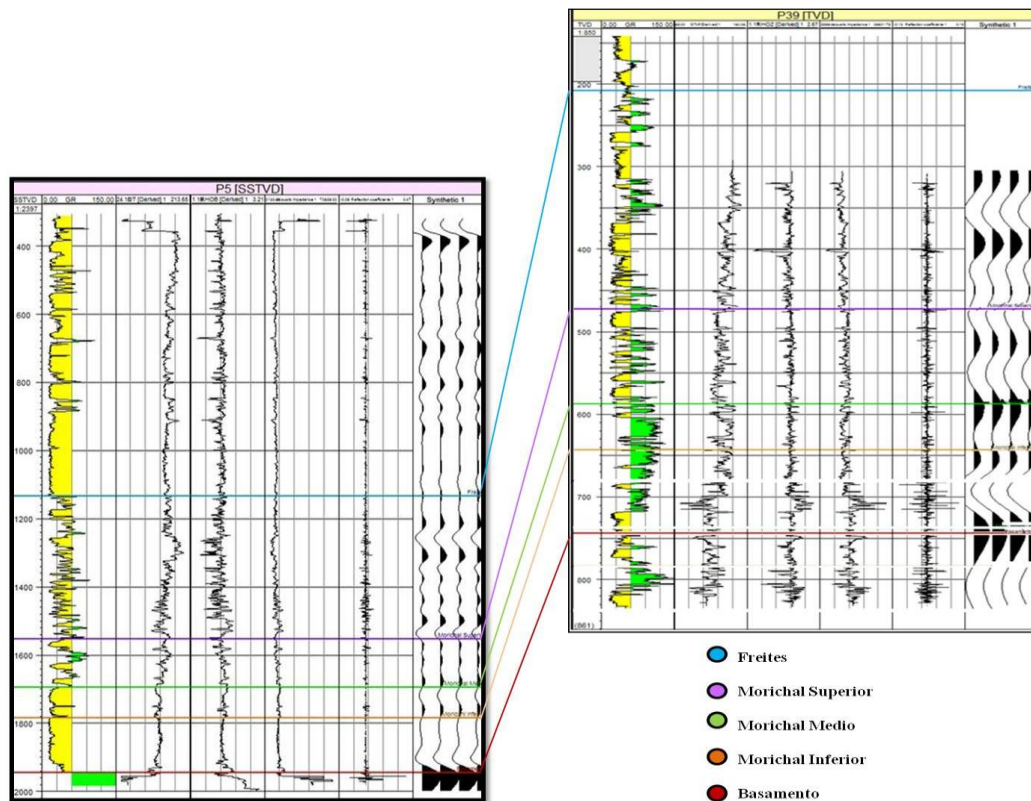


Figura 32. Comparación sismograma sintético del pozo P5 y el pozo P39. De izquierda a derecha se muestra la escala de profundidad en pies, el registro gamma ray, el registro sónico, el registro densidad, la impedancia acústica, la serie de reflectividad y el sismograma sintético junto a los marcadores estratigráficos.

4.7 Interpretación de horizontes y fallas

La interpretación de los horizontes se llevó a cabo usando la interpretación previa de la línea sísmica N_stk080001 y M_stk080001 realizada por Teixeira (2016),

amarrando los reflectores allí identificados con los solapes con las líneas sísmicas que se interceptan con la misma, básicamente esta etapa consistió en identificar la continuidad del reflector correspondiente a lo largo de las líneas sísmicas, se trazaron los topes de las superficies litoestratigráficas (Freites, Morichal Superior, Morichal Medio, Morichal Inferior y Basamento) (figura 33) y los topes de las superficies estratigráficas (TR2, R1 y TR1) identificadas en los registros de pozos (figura 34).

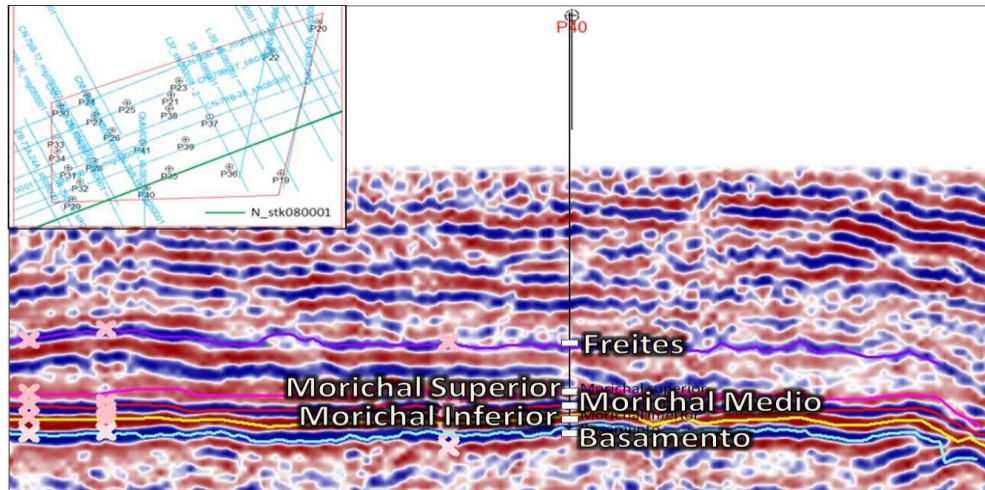


Figura 33. Visualización de los topes litoestratigráficos en la línea sísmica N_stk080001 interpretada por Teixeira (2016).

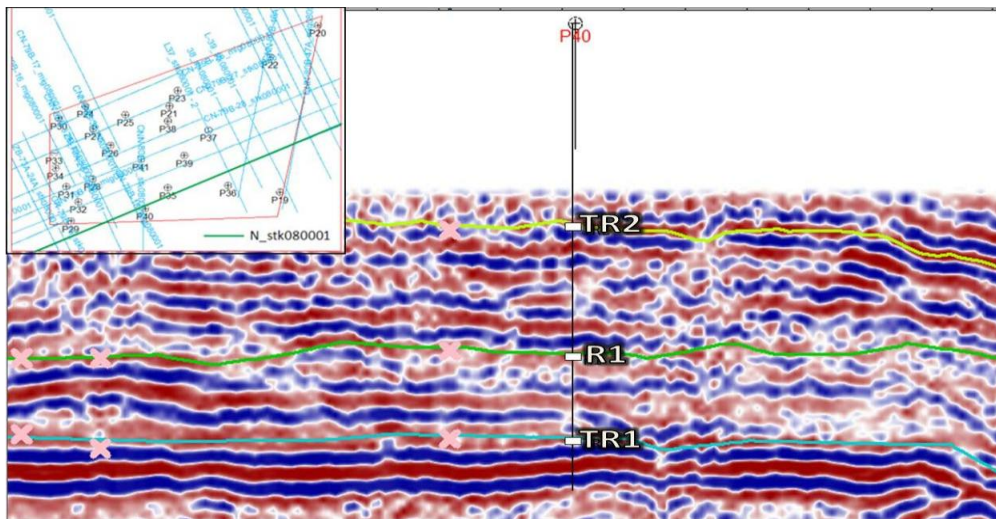


Figura 34. Visualización de los topes para los eventos estratigráficos en la línea sísmica N_stk080001 interpretada por Teixeira (2016).

Posteriormente se interpretaron las fallas observadas (figura 35), al encontrarse una discontinuidad en un horizonte en particular, se realizaba el correspondiente salto interrumpiendo el horizonte y continuando la interpretación al otro lado del aparente plano de falla, a fin de respetar esta discontinuidad, teniendo presente los estilos estructurales del área. Para no confundir las fallas entre sí, se le asignó un color a cada una para poder correlacionarlas, verificando que éstas fuesen iguales en buzamiento y profundidad a lo largo de todas las secciones sísmicas del proyecto.

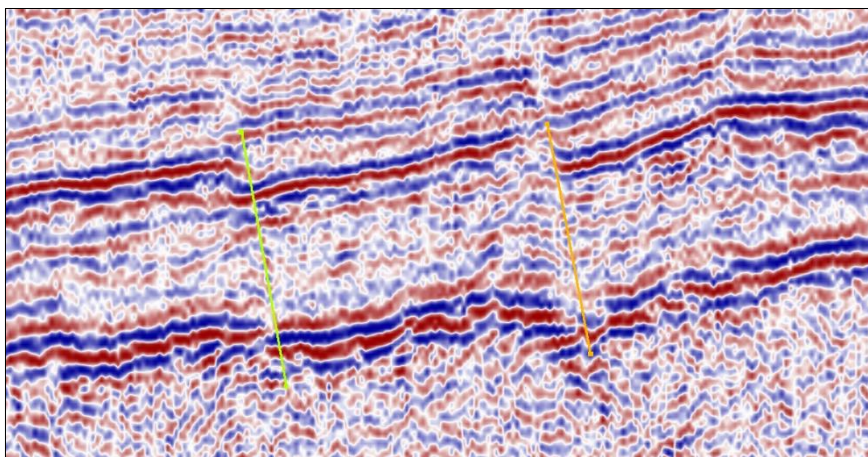


Figura 35. Interpretación de las fallas en la línea sísmica CN-79B-15_stk080001.

4.8 Conversión Tiempo – Profundidad

Para realizar la conversión de tiempo a profundidad se utilizó la relación $V=V_0+kZ$, donde la velocidad cambia verticalmente por el factor k , V_0 representa la velocidad en un datum y Z es la distancia de un punto al datum. V_0 será por lo tanto mucho menor que las velocidades de las capas subyacentes, inclusive negativo para casos extremos.

Seguidamente se realizaron los gráficos de dispersión TWT vs TVDSS (figura 36) en Excel utilizando las velocidades promedios de los registros sísmicos, en estos se observan las velocidades interválicas para cada unidad litoestratigráfica.

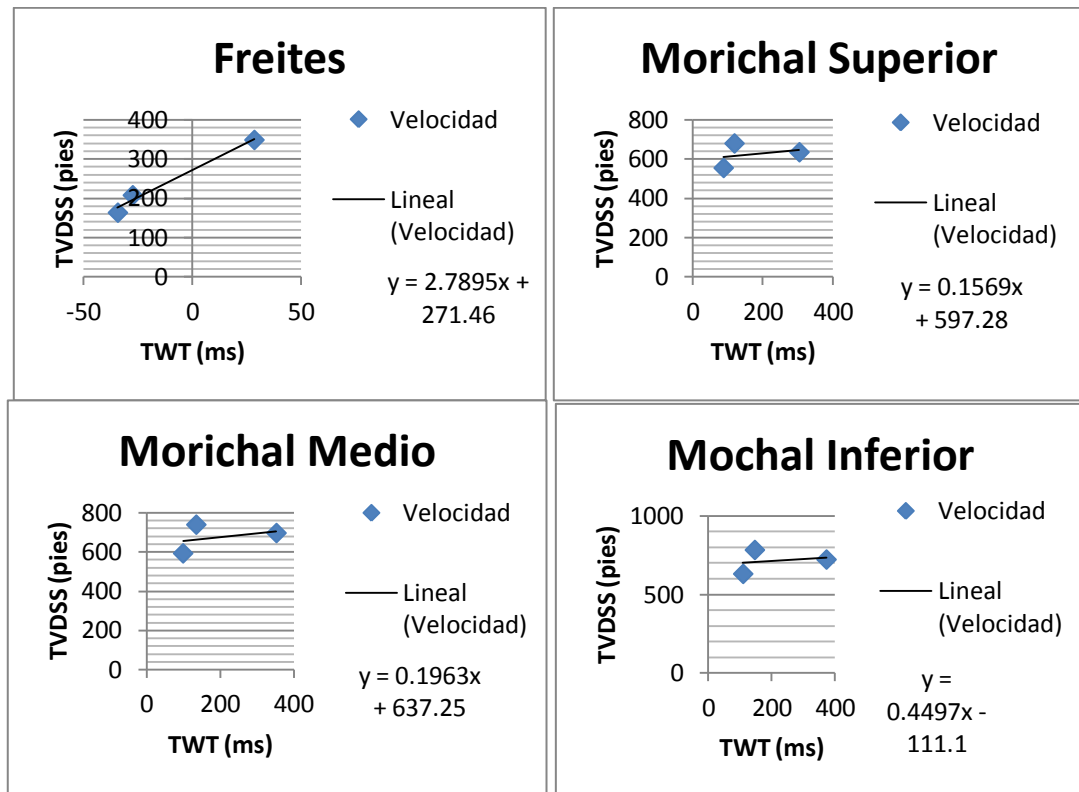


Figura 36. Gráficos de dispersión TWT vs TVDSS donde se observa el análisis de tendencias de las velocidades para cada unidad.

4.9 Construcción del modelo estructural y el modelo estratigráfico

Luego de obtener los horizontes interpretados en el dominio de la profundidad se generaron los mapas estructurales para las unidades litoestratigráficas (Freites, Morichal Superior, Morichal Medio, Morichal Inferior y Basamento) y para los eventos estratigráficos (TR2, R1 y TR1).

Posteriormente para crear los modelos tridimensionales tanto estructural como estratigráfico se modelaron las fallas interpretadas previamente en las líneas sísmicas, en esta etapa se definió la forma y la geometría de cada una de ellas (figura 37).

Luego se generó un mallado o grid delimitado por el polígono de trabajo y se definió el tamaño promedio de las celdas tanto en dirección i (principal) como en dirección j (secundaria) para crear los esqueletos que dan cuerpo al mallado (figura 37).

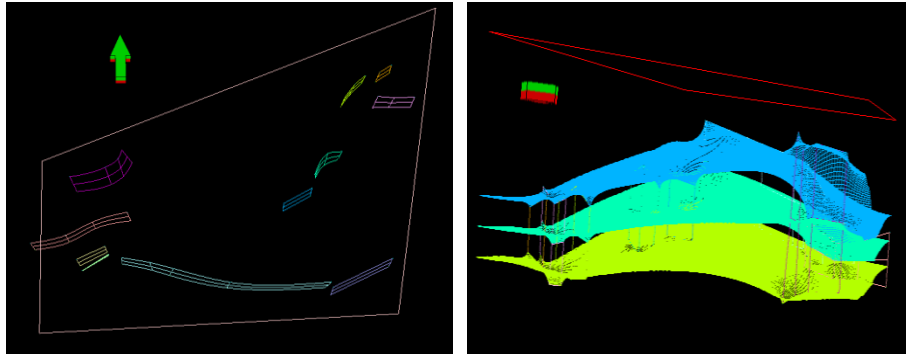


Figura 37. Planos de fallas (izquierda) y esqueletos superior, medio e inferior para el modelo 3D (derecha).

Seguidamente se definieron los horizontes geológicamente y se crearon las superficies principales a partir de los mapas estructurales en profundidad elaborados anteriormente. Y finalmente al integrar todas estas etapas se generó un modelo estructural y un modelo estratigráfico (figura 38) cuya descripción de la geometría del modelo 3D creado se observa en la figura 39.

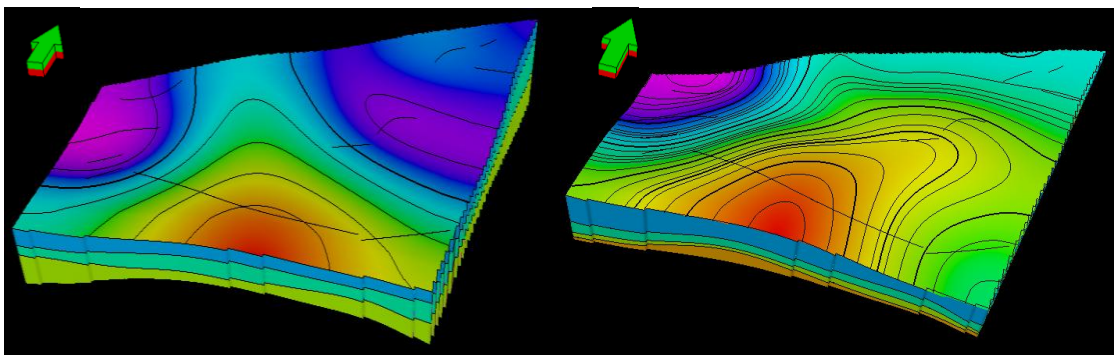


Figura 38. Modelo estratigráfico (izquierda) y modelo estructural (derecha).

Description	Value
Number of iconized horizons:	4
Nodes (nI x nJ)	307 x 261
Cells (nI x nJ)	306 x 260
Total number of 2D nodes:	80127
Total number of 2D cells:	79560

Figura 39. Descripción de la geometría para el modelo 3D.

4.10 Construcción de los mapas de isopropiedades petrofísicas

Para la construcción de los mapas de isopropiedades petrofísicas se necesitó crear 4 registros esenciales con la finalidad de que estos ayudaran a identificar los posibles prospectos del campo.

Primeramente se generó el registro de arcillosidad (V_{sh}), el cual se obtiene mediante el registro de rayos gamma (GR) de los pozos, a través de la siguiente fórmula:

$$V_{sh} = \frac{GR_{leido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Luego se generó el registro de porosidad efectiva (ϕ_e) para esto se usó la formula que contiene el programa, la cual se basa en los registros de densidad de cada pozo para generar la porosidad estimada, por condiciones del yacimiento se usó una densidad del fluido de 1,03 g/cc y una densidad de matriz de 2,65 g/cc debido a que éstos son los valores típicos para los campos orientales de la Faja Petrolífera del Orinoco.

$$\phi_{estimada} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{leido}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}}$$

Finalmente usando la siguiente ecuación se obtuvo el registro de porosidad efectiva para cada pozo:

$$\phi_e = \text{porosidad estimada} \times (1 - V_{sh})$$

El registro de arena neta (AN) se obtuvo igualmente del registro de rayos gamma (GR), tomando los valores inferiores o iguales a 60° API, siendo este el parámetro de corte del volumen arcilla y para la arena neta petrolífera (ANP) se usó tanto el registro de resistividad, tomando los valores iguales o mayores a 100 Ωm, como el de rayos gamma, tomando los valores inferiores o iguales a 60° API.

Finalmente tras haber generado los registros correspondientes se procedió a construir los mapas de espesores y de isopropiedades petrofísicas para la zona Freites – Morichal Superior, Morichal Superior – Morichal Medio, Morichal Medio – Morichal Inferior y Morichal Inferior – Basamento, obteniendo así 4 mapas por zona para un total de 16 mapas de isopropiedades, en los cuales se puede determinar los posibles prospectos de interés.

4.11 Cálculo del POES

En esta etapa de la investigación se realizó el cálculo del petróleo original en sitio (POES) de los prospectos petroleros identificados mediante la interpretación previa de los valores petrofísicos observados en los distintos mapas de isopropiedades generados en la etapa anterior. Para esto se utilizó la ecuación del cálculo del petróleo original en sitio (POES) y se realizó un análisis estadístico de las diferentes zonas prospectivas en la que se utilizó el software Crystal Ball para generar la estimación de POES a partir del método estadístico de Monte Carlo.

$$POES = \frac{7758 * A * h * \varphi * (1 - S_w)}{\beta_o}$$

Donde:

A = Área del yacimiento (Acres).

h = Espesor de la arena neta petrolífera (pies).

φ = Porosidad (fracción).

S_w = Saturación de agua (fracción).

β_o = Factor volumétrico inicial de petróleo (BY/BN).

Se comenzó por realizar una tabla en la que se organizaron los datos requeridos para el cálculo del POES, se utilizaron los segmentos de valores de porosidad y saturación de agua en los registros petrofísicos de 10 pozos, con respecto a las profundidades que delimitaban a la zona a calcular el POES respectivo. El volumen del prospecto se calculó mediante el valor aproximado del área del mismo interpretado en los mapas, multiplicado por el espesor de la arena neta petrolífera obtenido del mapa de esta propiedad y el $\beta_o = 1.09212958$ BY/BN, valor utilizado por Mederos (2014), que corresponde al factor volumétrico del petróleo (β_o) estándar de los campos del bloque Carabobo.

Tabla 4. Resumen de los parámetros utilizados obtenidos de los pozos cercanos al prospecto.

Prospecto	Área (acres)	Espesor (pies)	Porosidad	S_w	β_o (BY/BN)
1	7856.97888	0.8 a 1.9	0.12 a 0.2	0.1 a 0.4	1.09212958
2	2869.60514	0.7 a 0.8	0.2 a 0.23	0.1 a 0.2	
3	7856.97888	0.5 a 1.4	0.15 a 0.28	0.1 a 0.25	

Se le asignó a cada parámetro del cálculo de POES una distribución de probabilidad en la opción “Definir Suposición”, para los valores de porosidad y saturación de agua, se trabajó con una distribución logarítmica por el comportamiento logarítmico de los datos, mientras que para el espesor se utilizó una distribución triangular debido a la forma al comportamiento estadístico del dato (figura 40) y para el factor volumétrico se utilizó una distribución uniforme debido a la uniformidad de los valores en profundidad.

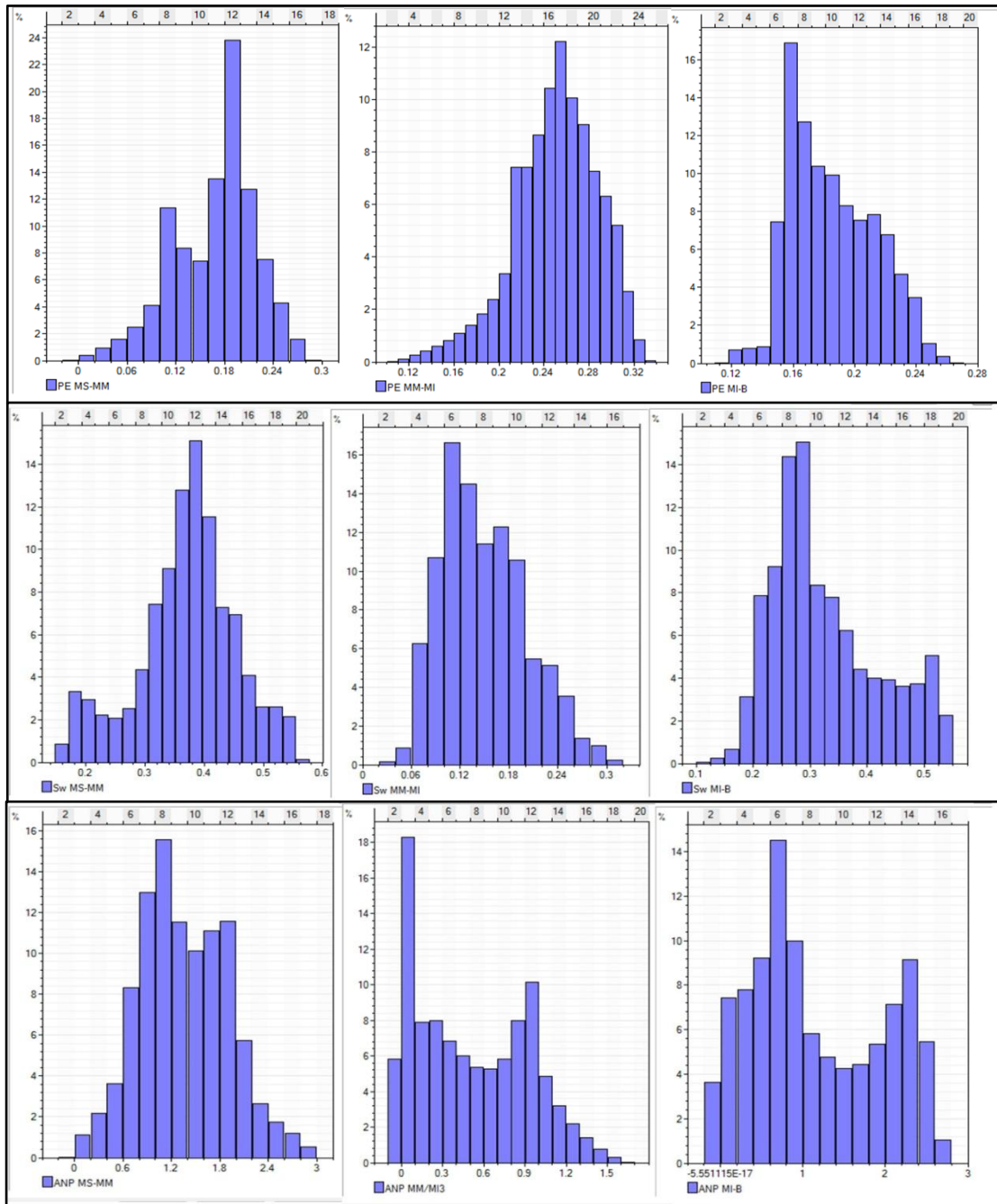


Figura 40. Histogramas de frecuencias para la porosidad (superior), saturación de agua (centro) y espesor (inferior) en el miembro morichal superior, medio e inferior respectivamente.

Seguidamente, se definió la ecuación a utilizar en la opción del programa “Definir Previsión”, en donde se seleccionó la casilla correspondiente al cálculo de POES y se introdujeron los parámetros de unidades y número de simulaciones o pruebas a ejecutar, además de seleccionar las velocidades de ejecución. Las simulaciones hechas se realizaron en una velocidad normal con 10000 iteraciones ya que es la cantidad de iteraciones mínima para que el resultado tenga validez estadística y en la casilla preferencias de ejecución se verificó que estuviera seleccionado el modelo de Monte Carlo.

Finalmente, al presionar la opción “Start” se ejecuta la simulación y se obtienen los gráficos de los posibles valores del POES para cada prospecto en el que se identifican los percentiles de probabilidad que definen tres casos, uno negativo en el percentil 10, uno medio en el percentil 50 y uno optimista en el percentil 90, además de la media, la mediana y la desviación estándar.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 Marco Estructural

El bloque Carabobo se considera un área tectónicamente estable y su configuración estructural es un homoclinal con buzamiento general al norte – noroeste. El mismo se encuentra fracturado por múltiples fallas principales, orientadas este-oeste, así como por algunas fallas menores de rumbo noreste-suroeste (WEC, 1997). Los resultados obtenidos en el ámbito estructural se basan en la interpretación de los horizontes y fallas definidos en las líneas sísmicas 2D, así como también en la interpretación de topes estratigráficos realizada por Crespo (2008).

Partiendo de la interpretación de las correlaciones basado en los registros de rayos gamma, se puede observar en la correlación estructural 1 (figura 41), que la estructura profundiza al norte, registrando una profundidad del basamento de 700 pies aproximadamente en el pozo 35 el cual se encuentra hacia el sur, hasta alcanzar una profundidad aproximada de 970 pies registrada en el pozo 23 que se localiza más al norte, también se puede observar que las unidades interpretadas se mantienen con la misma tendencia de buzamiento y van aumentando su espesor al menos en 50 pies mientras que va profundizando al norte debido posiblemente a la presencia de fallas superficiales que se encuentran en el área. Mientras que en la correlación estructural 2 (figura 42), se observa que las unidades se mantienen aproximadamente constantes como se espera con la posible presencia de fallamientos que se encuentran en la zona central.

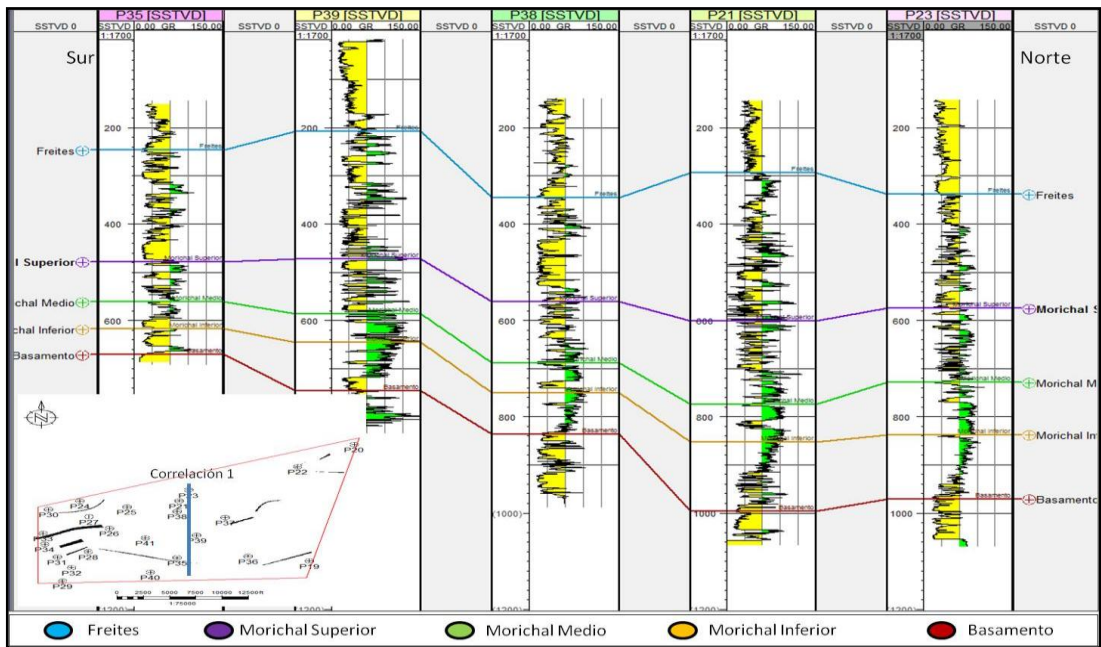


Figura 41. Correlación estructural 1 (S-N), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700 pies.

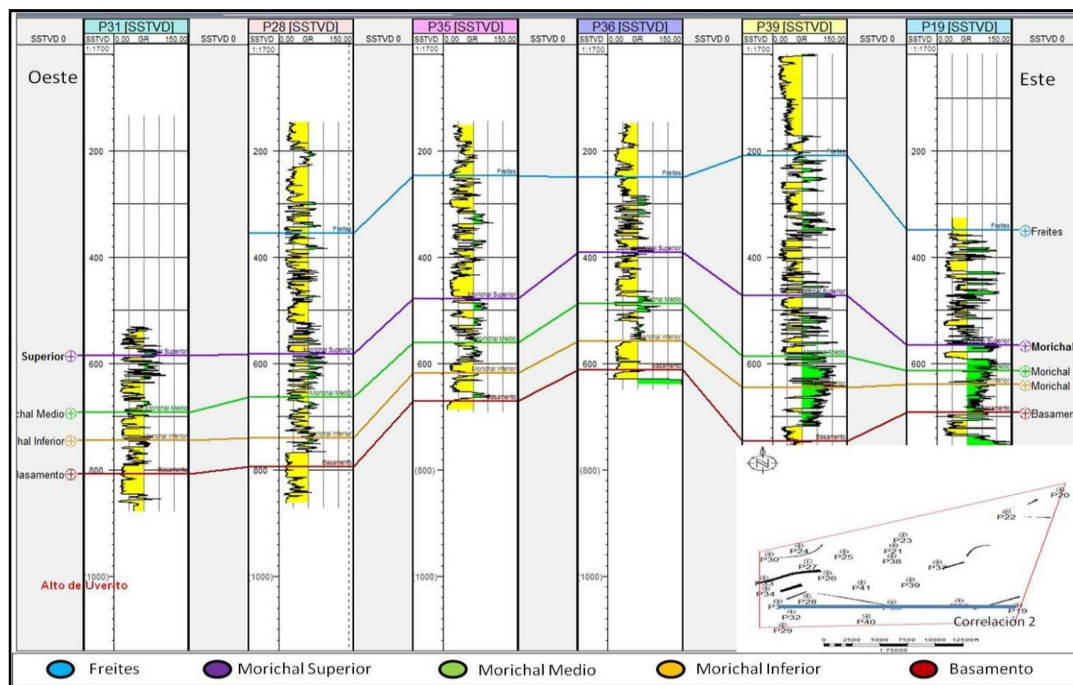


Figura 42. Correlación estructural 2 (O-E), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700 pies.

En la correlación estructural 3 (figura 43) se puede ver que las unidades mantienen una tendencia estructural paralela con buzamiento bajo ya que se encuentra hacia un extremo el alto de Uverito.

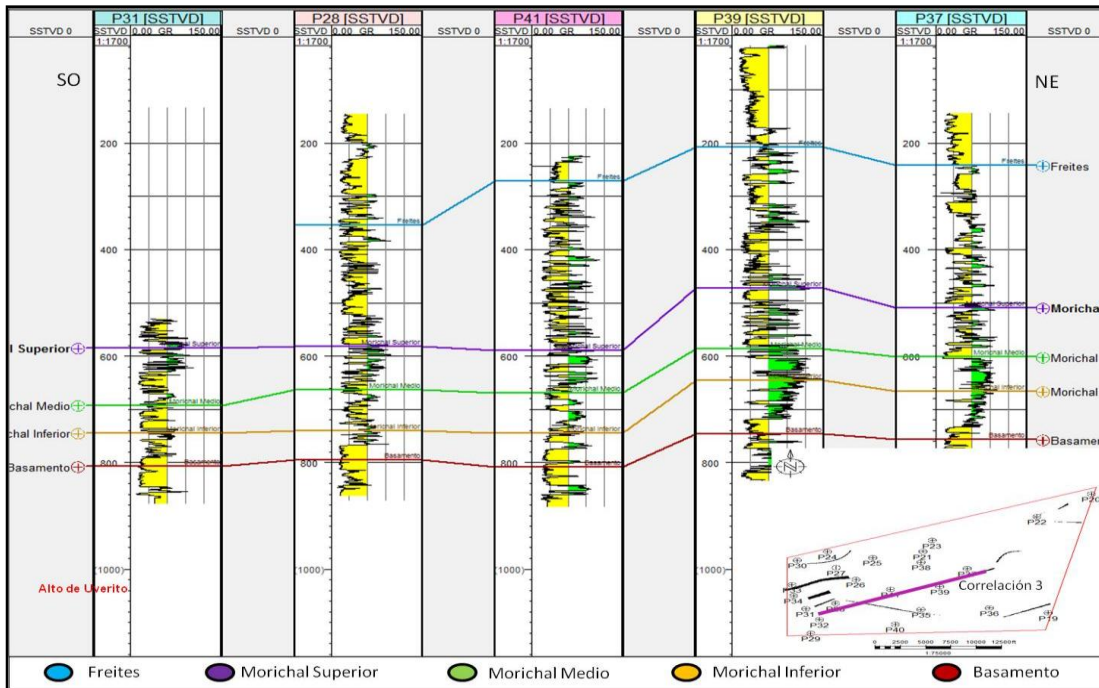


Figura 43. Correlación estructural 3 (SO-NE), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700 pies.

En la correlación estructural 4, perpendicular a las estructuras presentes (figura 44), se observa el mismo comportamiento estructural que en el perfil 1, con una profundización del basamento hacia el noroeste, siendo esto coherente con lo expuesto en los trabajos previos de Mederos (2014) y Teixeira (2016), donde identificaron una estructura correspondiente a un monoclin de buzamiento suave hacia el noroeste, con fallas tipo normal que buzán al norte y al sur, lo que genera un acuñamiento al sureste del bloque lo que conlleva a un adelgazamiento del espesor de las capas.

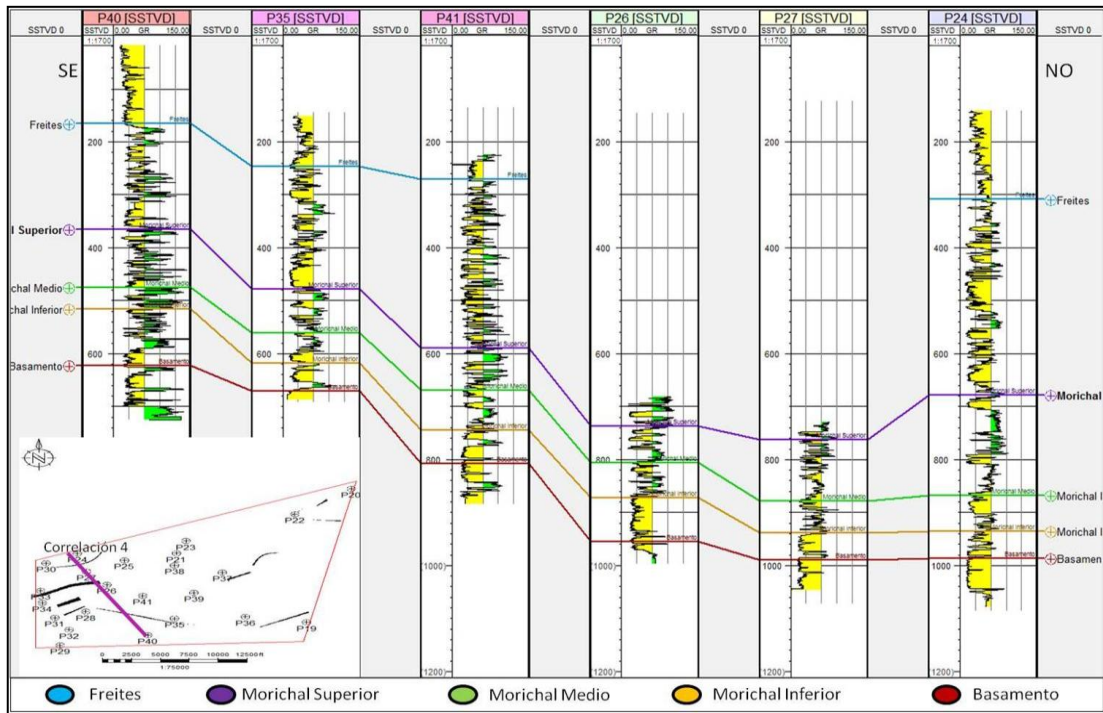


Figura 44. Correlación estructural 4 (SE-NO), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700 pies.

En los mapas estructurales (figura 45) se identifica un buzamiento suave de la Formación Freites, la Formación Oficina y del basamento hacia el norte – noroeste de la zona de estudio de aproximadamente 2°, lo que corresponde a lo observado en la interpretación de las correlaciones estructurales basado los registros de rayos gamma, asemejándose con la tendencia estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela que es un homoclinal con buzamiento suave al norte – noroeste.

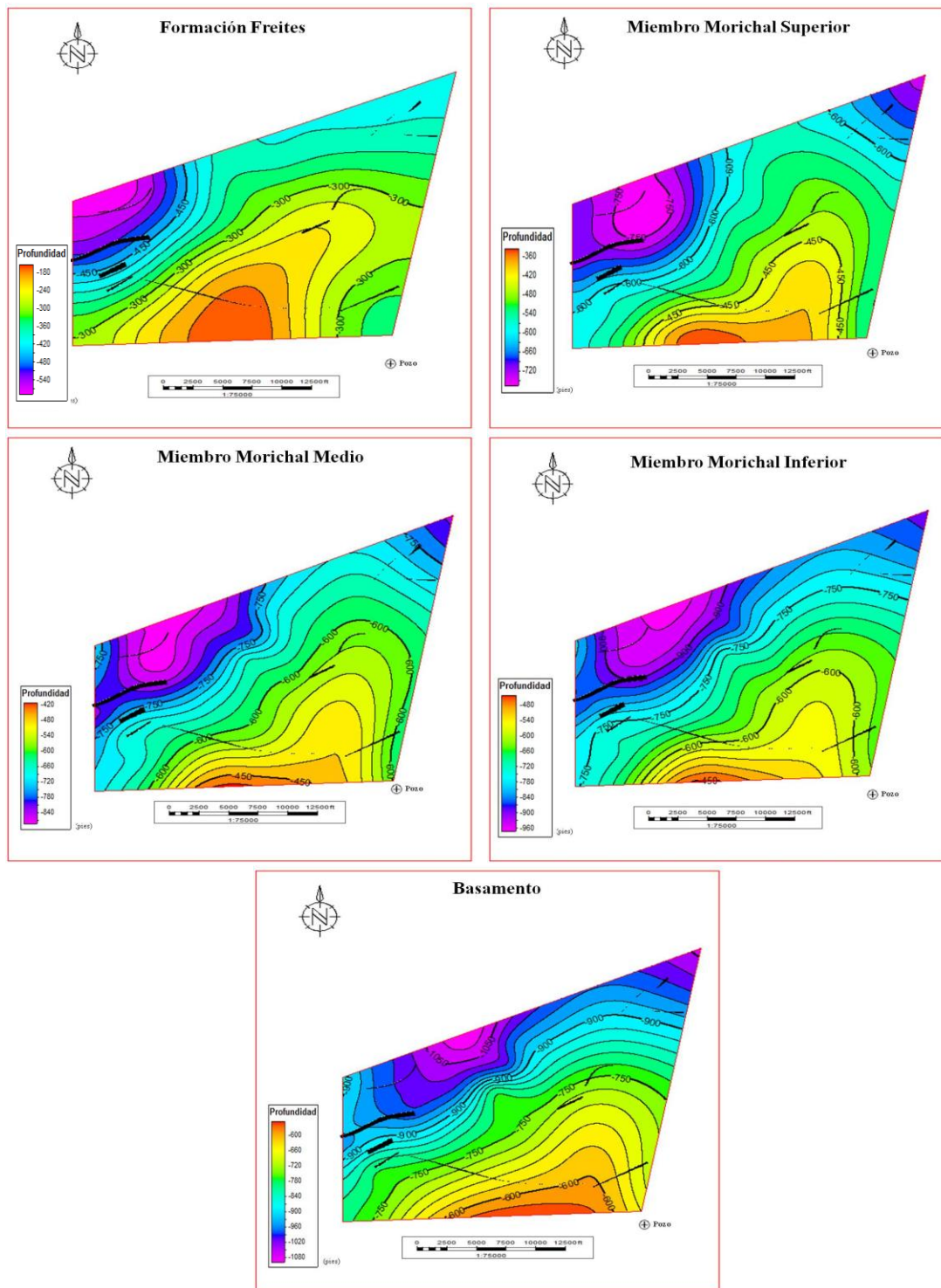


Figura 45. Mapas estructurales de las Formaciones Freites, Oficina (Morichal Superior, Medio e Inferior) y el basamento del área de estudio.

Tabla 5. Resumen de profundidades y espesores para las unidades identificadas.

Pozos	Freites		Morichal Superior		Morichal Medio		Morichal Inferior		Basamento
	SSTVD (pies)	Espesor	SSTVD (pies)	Espesor	SSTVD (pies)	Espesor	SSTVD (pies)	Espesor	SSTVD (pies)
19	350	210	560	50	610	30	640	150	790
20	360	370	730	70	800	80	880	160	1040
21	290	310	600	170	770	80	850	150	1000
22	390	220	610	70	680	110	790	140	930
23	340	230	570	160	730	110	840	130	970
24	310	370	680	190	870	60	930	60	990
25			760	70	830	110	940	80	1020
26			740	60	800	70	870	80	950
27			760	120	880	60	940	50	990
28	355	225	580	80	660	80	740	55	795
29	250	300	550	110	660	50	710	50	760
30	450	250	700	70	770	70	840	80	920
31			585	105	690	85	775	35	810
32	290	280	570	110	680	40	720	50	770
33	320	370	690	100	790	50	840	85	925
34	310	350	660	140	800	40	840	80	920
35	245	235	480	80	560	60	620	50	670
36	250	140	390	100	490	70	560	50	610
37	240	270	510	90	600	70	670	80	750
38	340	220	560	130	690	60	750	85	835
39			470	120	590	55	645	105	750
40			360	115	475	45	520	100	620
41	270	320	590	80	670	75	745	65	810

Finalmente, en la figura 46, se muestra el modelo estructural del área de estudio en el que se integró toda la interpretación realizada en los registros de pozos, aquí se observa nuevamente como el buzamiento de la estructura es hacia el norte – noroeste y el aumento de los espesores es hacia el norte.

Se puede apreciar también la existencia de fallamientos en el área de trabajo, 9 de estas fallas con rumbo noreste – suroeste y 2 con rumbo este – oeste. Todas las fallas presentes son normales, de poca extensión, entre 1 Km y 4 Km, estas cortan el basamento ígneo-metamórfico y se extienden hasta la Formación Freites. Estas fallas pudieran representar un importante factor de entrapamiento dentro del área de estudio, aunque en el área de Carabobo las fallas son comunicantes, porque no ponen en contacto grandes unidades de roca sello con roca yacimiento, por el contrario las fallas unen unidades de roca que son porosas con otras unidades porosas.

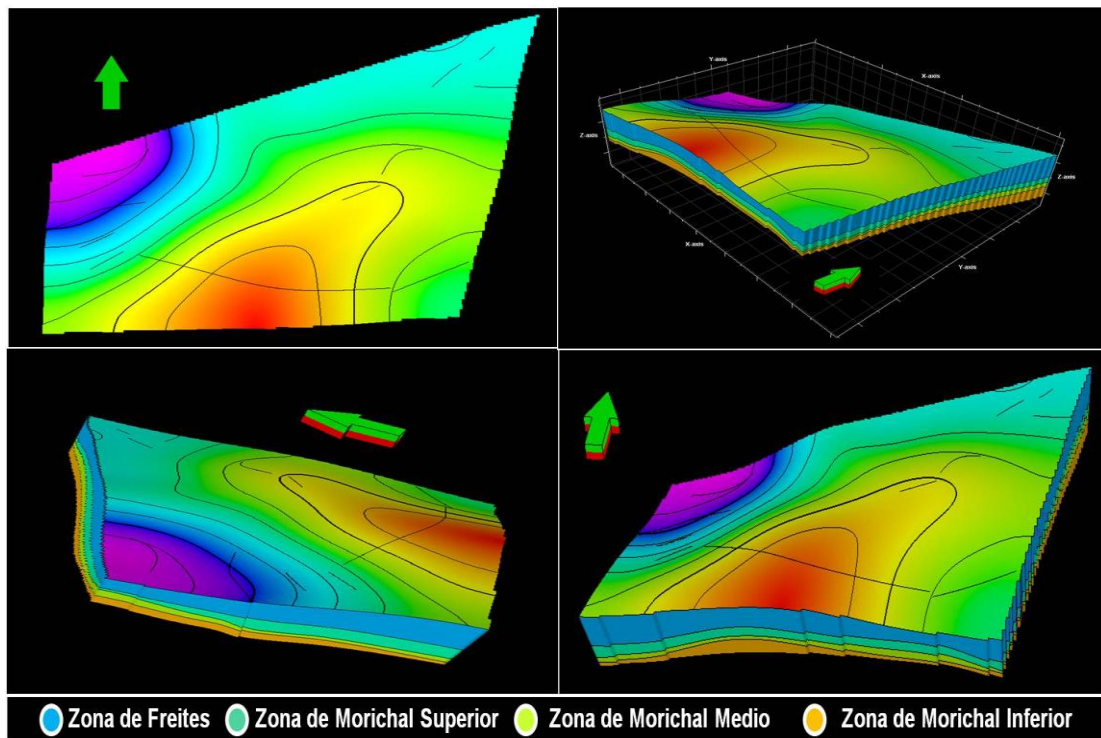


Figura 46. Modelo estructural del área de estudio.

5.2 Marco Estratigráfico

Dado que el área de trabajo se encuentra enmarcada dentro de un ambiente fluvio – deltaico según Crespo, 2008 (figura 25), se interpretaron los eventos transgresivos y regresivos a partir de los perfiles de rayos gamma mediante el método de Embry.

Se identificaron 3 secuencias depositacionales, 2 superficies de máxima inundación y 1 superficie de máxima regresión, iniciando con una transgresión (TR1) durante la cual fue depositada la Formación Oficina hasta alcanzar la superficie de máxima inundación que coincide con el tope del miembro Morichal Superior.

Según Mederos (2014) y Crespo (2008) existe un evento regresivo para el miembro Morichal Medio y uno transgresivo para el miembro Morichal Inferior los cuales no se identificaron por lo que se presume que los sedimentos depositados durante estos ciclos fueron erosionados parcialmente en esta zona del estudio. Seguidamente se encuentra la secuencia de regresión R1 cuya superficie de máxima regresión se encuentra dentro de la Formación Freites y en la cual se observa un comportamiento granocreciente en los registros de rayos gamma. Para la transgresión TR2 se identificó la superficie de máxima inundación en la Formación Freites en la cual se observa un comportamiento granodecreciente en los registros gamma ray. Finalmente para la última secuencia identificada la regresión R2 no se alcanzó a determinar su superficie de máxima regresión por lo que se encuentra por encima de la Formación Freites, es decir, en la Formación Las Piedras.

Por otra parte, se visualizaron los perfiles realizados para correlacionar los eventos estratigráficos en los cuales se tomó como datum el tope del miembro Morichal Superior por identificarse también como una superficie de máxima inundación (MSF) y estar identificado en todos los pozos por ser un marcador de carácter regional.

En la correlación estratigráfica 1 (figura 47) se observa un aumento del espacio de depositación hacia el norte, en el sur el espacio de depositación es menor debido a la cercanía con el Río Orinoco. Conforme aumenta el espacio de depositación

disminuye el tamaño del grano por lo que se observa mayor arcillosidad hacia el norte del área debido a que los sedimentos se encuentran más retrabajados.

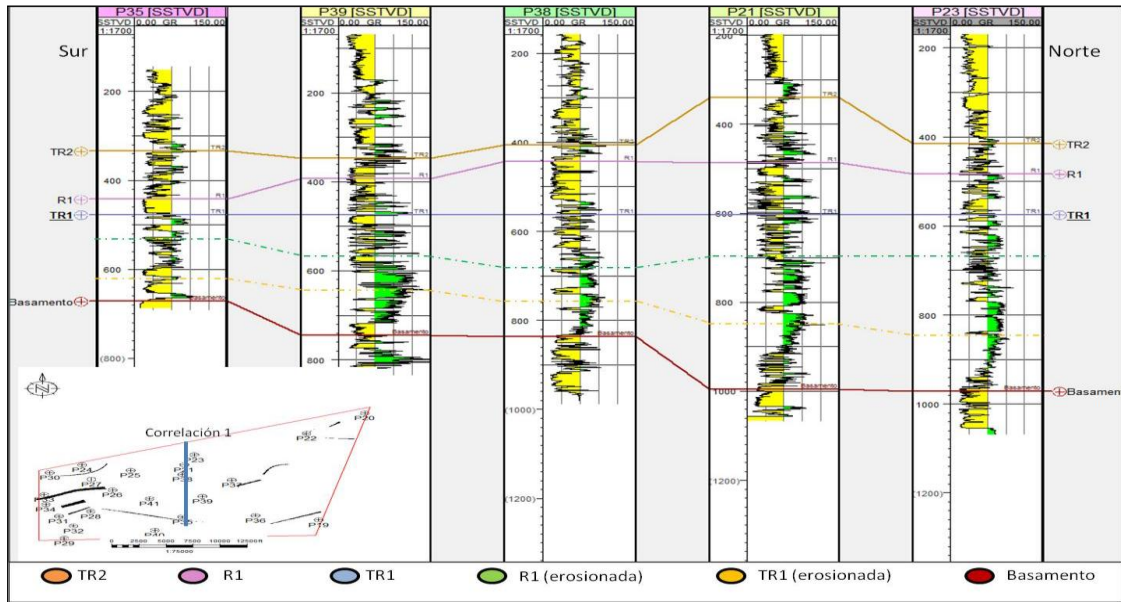


Figura 47. Correlación estratigráfica 1 (S-N), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700 pies.

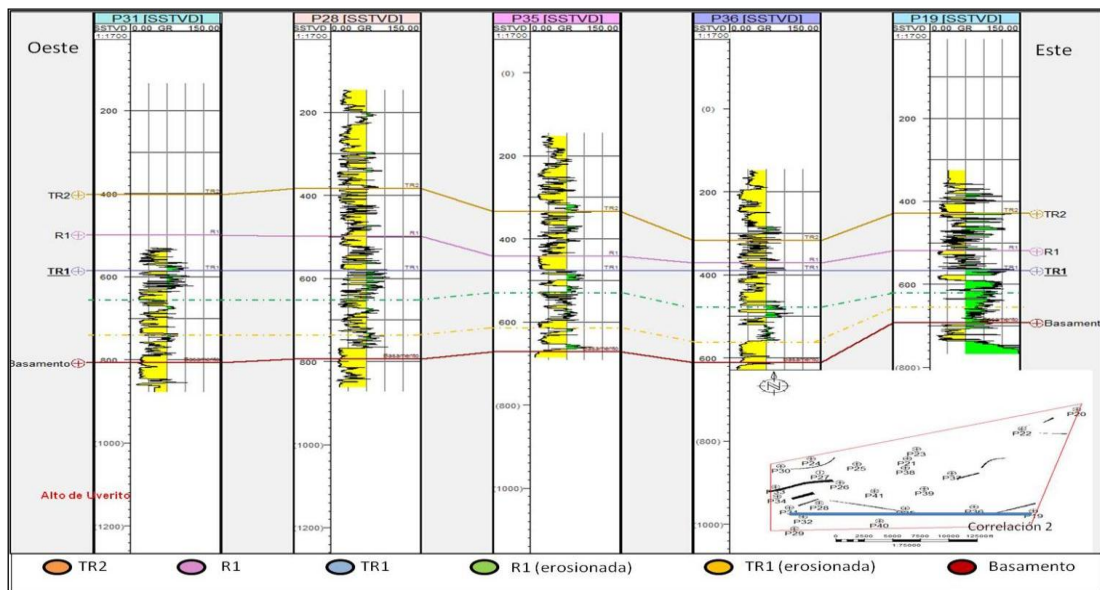


Figura 48. Correlación estratigráfica 2 (O-E), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700 pies.

En la correlación estratigráfica 2 (figura 48) se observa una pérdida de paquetes sedimentarios durante la depositación al oeste debido a la cercanía con el alto de Uverito y se observa un aumento de secuencia en el centro que podría deberse a eventos tectónicos que permitieron mayor depositación de sedimentos en esa zona.

En la correlación estratigráfica 3 (figura 49) se observa nuevamente un engrosamiento de los paquetes estratigráficos en el centro, ratificando el tectonismo que afectó a los eventos estratigráficos identificado en la correlación estratigráfica 2.

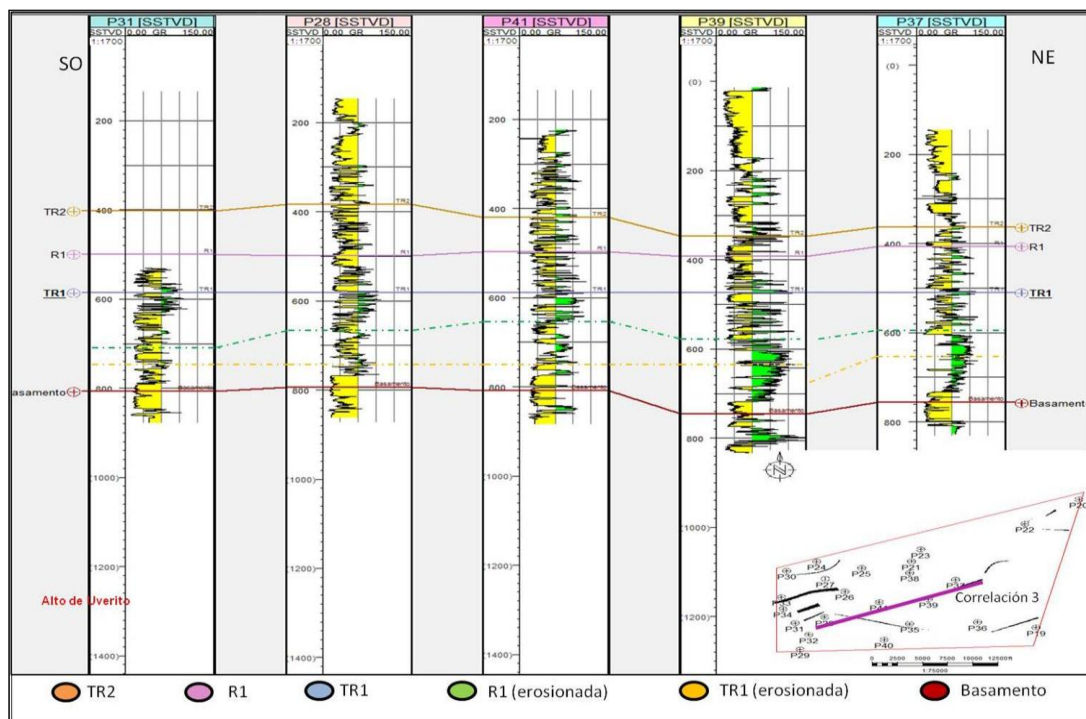


Figura 49. Correlación estratigráfica 3 (SO-NE), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700 pies.

La correlación estratigráfica 4 (figura 50) se puede observar como el evento se someriza al sureste siendo concordante con la cercanía a la desembocadura del delta y al Rio Orinoco.

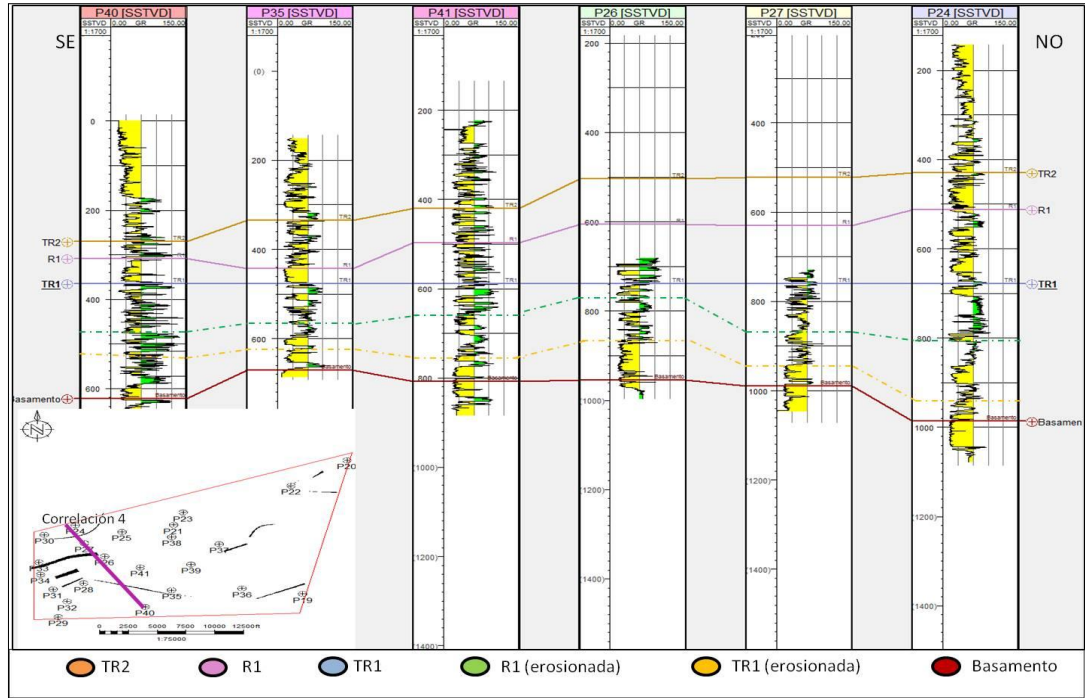


Figura 50. Correlación estratigráfica 4 (SE-NO), a la izquierda se observa la escala de profundidad en pies y la escala vertical es 1:1700 pies.

En los mapas estratigráficos (figura 51), se corrobora lo antes dicho con respecto al buzamiento de las secuencias ya que se observa claramente que los eventos estratigráficos identificados (TR1, R1 y TR2) buzanan hacia el norte, respecto a la continuidad lateral de las secuencias se observa más o menos uniforme sobretodo en el área central.

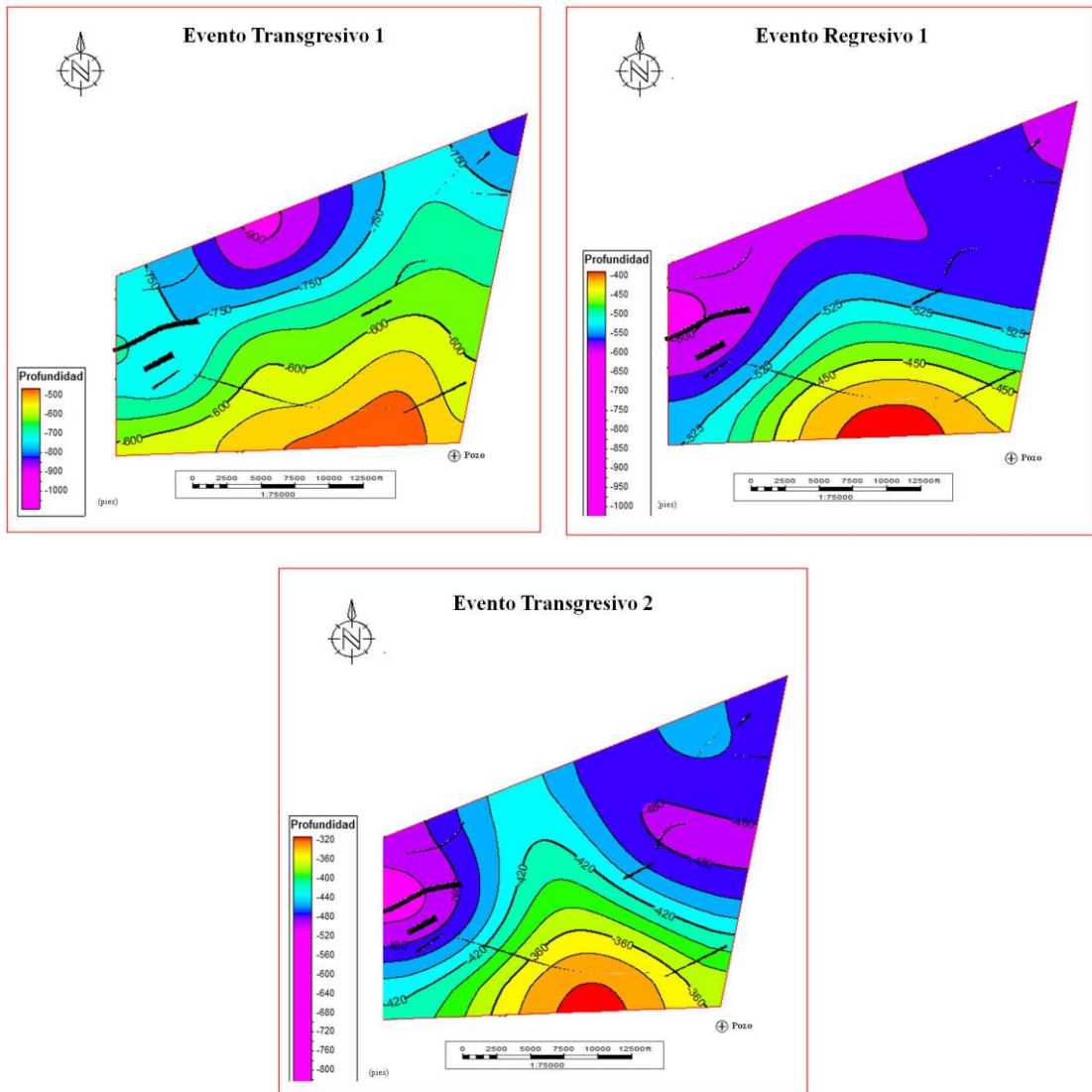


Figura 51. Mapas estructurales de los eventos transgresivos y regresivos de la zona de estudio.

Tabla 6. Resumen de profundidades y espesores para los eventos estratigráficos.

Pozos	TR2		R2		TR1		Basamento
	SSTVD (pies)	Espesor	SSTVD (pies)	Espesor	SSTVD (pies)	Espesor	SSTVD (pies)
19	430	90	520	40	560	230	790
20	520	150	670	60	730	310	1040
21	340	150	490	110	600	400	1000
22	420	110	530	80	610	320	930
23	415	65	480	90	570	400	970
24	430	80	510	170	680	310	990
25			690	70	760	260	1020
26					740	210	950
27					760	230	990
28	385	115	500	80	580	215	795
29	280	100	380	170	550	210	760
30	510	100	610	90	700	220	920
31	400	100	500	85	585	225	810
32	335	165	500	70	570	200	770
33	425	105	530	160	690	235	925
34	415	105	520	140	660	260	920
35	330	110	440	40	480	190	670
36	320	50	370	20	390	220	610
37	360	50	410	100	510	240	750
38	400	40	440	120	560	275	835
39	350	40	390	80	470	280	750
40	270	40	310	50	360	260	620
41	420	80	500	90	590	220	810

Se muestra en la figura 52 el modelo estratigráfico del área de estudio, en el que se enlaza toda la interpretación hecha tanto en los registros de pozos como en la sísmica, mostrando como estos eventos buzan hacia el norte donde se encuentran los mayores espesores de las unidades estratigráficas, concordando con lo observado anteriormente en el modelo estructural del área.

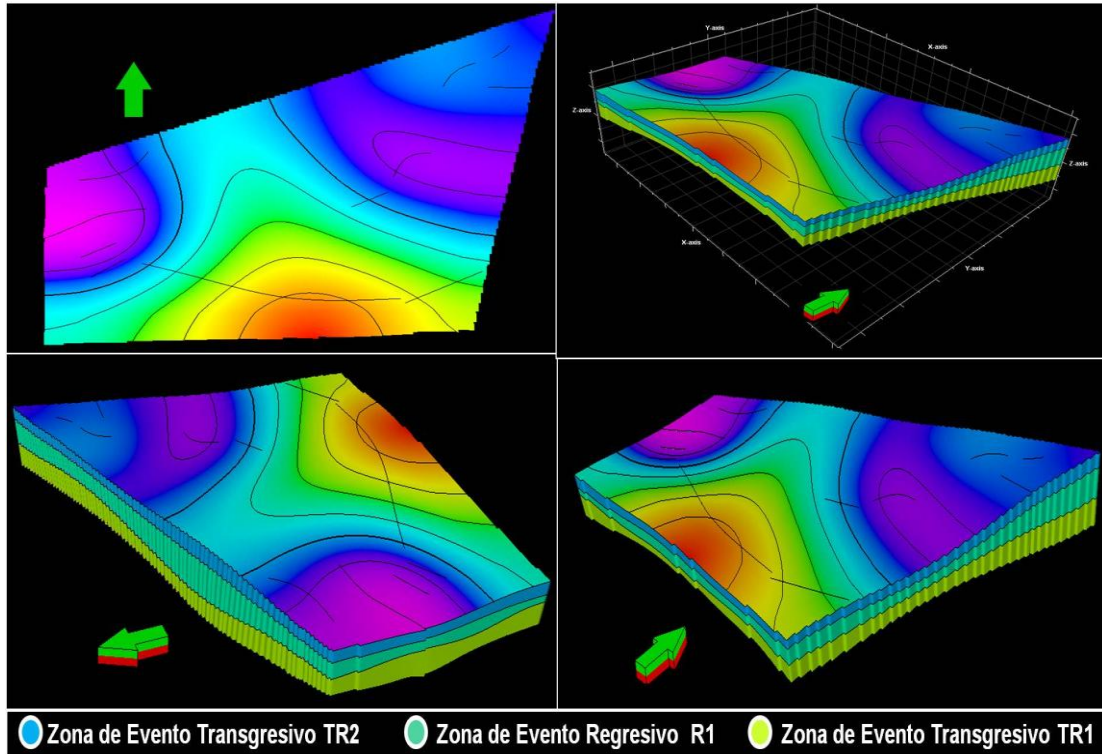


Figura 52. Modelo estratigráfico del área de estudio.

5.3 Análisis de las propiedades petrofísicas

Porosidad Efectiva

Los mapas de porosidad efectiva muestran la conexión y porcentaje poral dentro del área de estudio y su análisis nos permitirá tener una mejor comprensión del movimiento de los fluidos presentes en nuestras arenas de interés. En la figura 53 se pueden apreciar los valores de porosidad efectiva para cada unidad litoestratigráfica y de manera general se puede decir que los valores de porosidad varían desde 3% hasta 33%, siendo estas porosidades coherentes con las manejadas en estudios anteriores del campo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Ahora bien, si comparamos las porosidades en cada una de las cuatro unidades litoestratigráficas definidas quienes tienen mejores valores de porosidad son los miembros Morichal Medio y Morichal Inferior ya que sus rangos van desde 11% - 33% y 13% - 26% respectivamente, siguiendo un comportamiento similar al de un ambiente del tipo frente deltaico

Para la Formación Freites se observan valores entre 2% y 6% en el noreste del área, estos valores aumentan hacia el sur hasta donde alcanzan un porcentaje de 25%. En el miembro informal Morichal Superior se mantiene un comportamiento similar al anterior con un rango de porosidades entre 3% al noreste del área hasta 28% en el sureste y suroeste de la zona, en la región central se observan valores entre 17% y 20%. Seguidamente para el miembro informal Morichal Medio se aprecian valores de porosidad de 11% al noreste mientras que los valores más altos de 30% se encuentran hacia el sureste, suroeste y noroeste, en la región central se observan porosidades de 25%.

Finalmente en el miembro Morichal Inferior las mayores porosidades se encuentran al noreste y norte central con valores de 25 % y las menores hacia el sur con valores de 14%, siendo el aumento de este último al contrario que el de los otros tres.

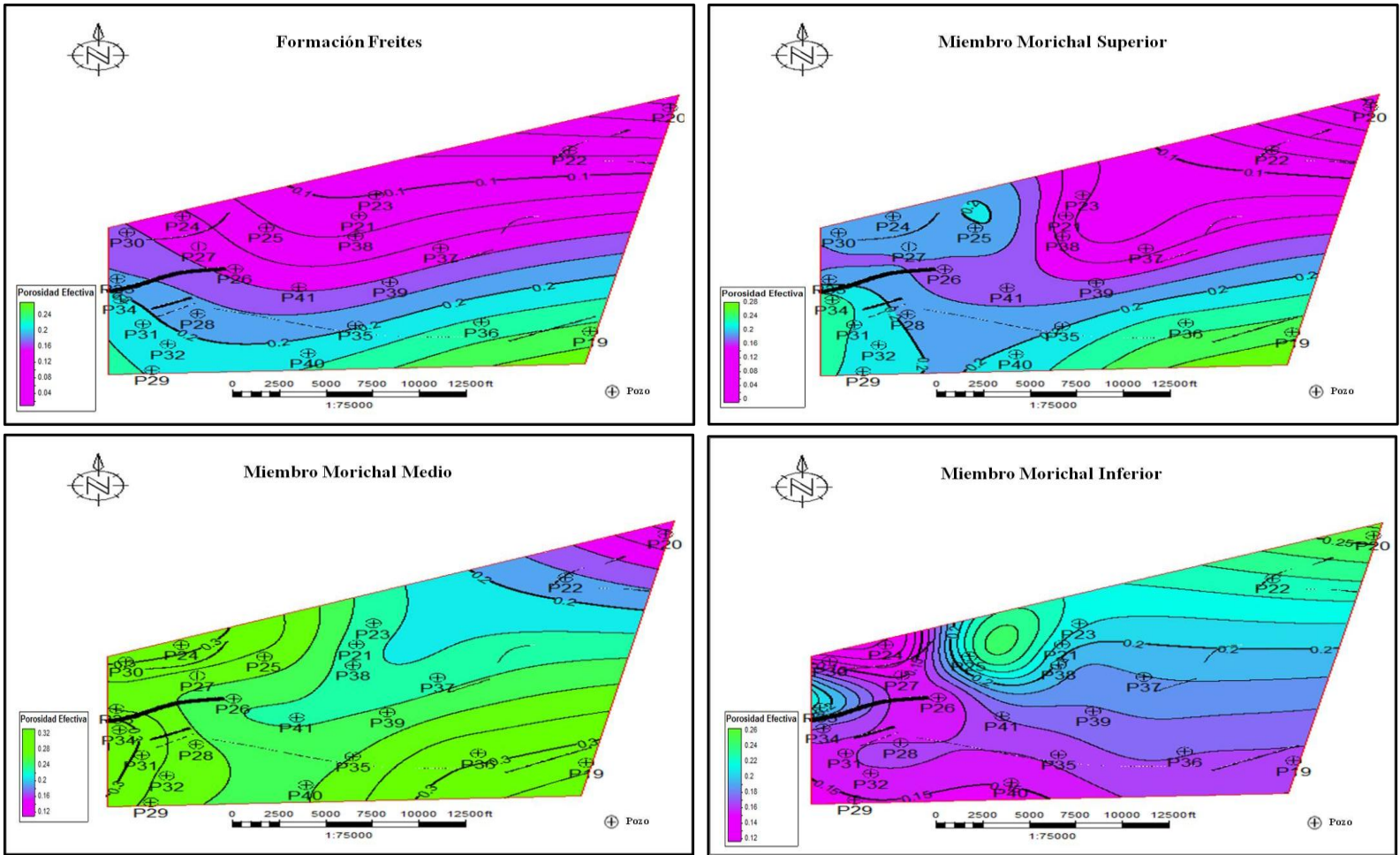


Figura 53. Mapas de porosidad efectiva para las unidades litoestratigráficas.

Arcillosidad (Vsh)

Los mapas de arcillosidad revelan una condición inversa a la propiedad de porosidad efectiva, por lo que al comparar ambos mapas se pueden distinguir zonas con baja arcillosidad y altas porosidades, con el mismo patrón de los canales distributarios y barras de desembocaduras, por lo tanto tiene coherencia con la red del sistema fluvio – deltaico. En el área de estudio se observa de manera general que la arcillosidad se encuentra en un rango entre 56% y 6%, este contenido de finos puede funcionar fácilmente como roca sello.

En la figura 54 se puede observar que para la Formación Freites se distinguen zonas de baja arcillosidad al sur y al noreste del área, el contenido de finos aumenta gradualmente hacia el noroeste. En el miembro Morichal Superior se observa un comportamiento similar al observado en la Formación Freites debido a que el contenido de finos es menor hacia el noreste del área. En el miembro Morichal Medio se tienen zonas con un alto porcentaje de finos en el centro del área de trabajo, envueltas por zonas con bajo nivel de finos, además se interpretan zonas de alta arcillosidad que decrecen en tamaño y en porcentaje de finos respecto a los niveles suprayacentes correspondientes a la Formación Freites y el miembro Morichal Superior ya que en esta zona los porcentaje de finos van desde 6% hasta 31%, lo que sugiere un cambio de una zona con alto porcentaje de finos a una zona más arenosa.

Por último para la zona de Morichal Inferior se vuelve a un régimen de mayor arcillosidad con la diferencia que la zona con más contenido de arcilla se encuentra hacia el este del área de trabajo.

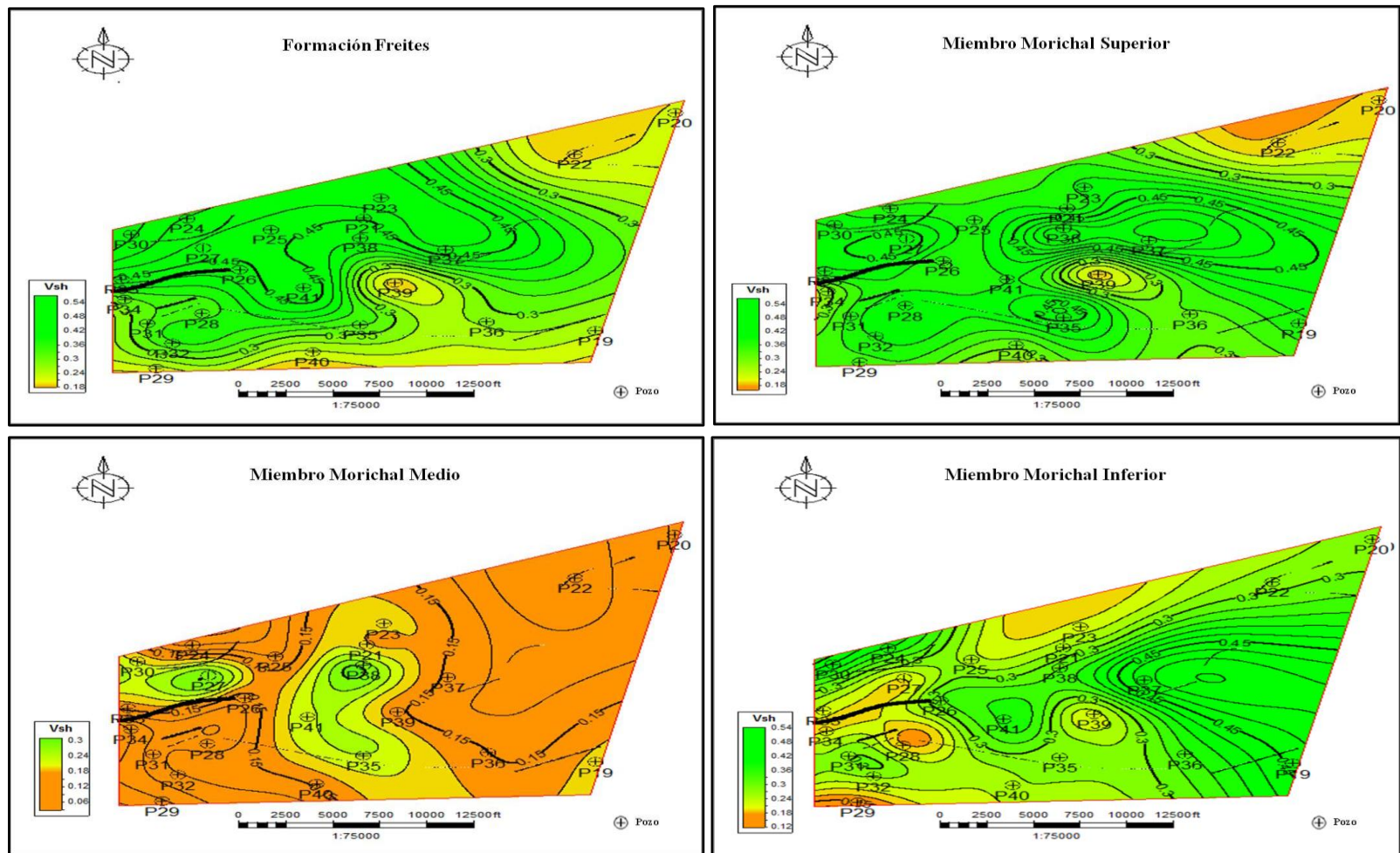


Figura 54. Mapas de arcillosidad de las unidades litoestratigráficas.

Arena Neta

Seguidamente se analizaron los mapas de arena neta, donde dichos mapas se realizan con la finalidad de obtener la cantidad de arena presente en el área de trabajo y su distribución. En la figura 53 se puede observar que los espesores para las arenas del área este del campo Carabobo no exceden los 2,8 pies, esto debido a que el basamento se encuentra a baja profundidad y a que el área de trabajo se encuentra estructuralmente controlada al oeste por el alto de Uverito, al sur por el río Orinoco, y al este por la desembocadura del delta.

En la Formación Freites se observa que los mayores espesores de arena se encuentran al norte y al sureste del área, mientras que los paquetes más pequeños están localizados en el oeste y en el centro este. Para el miembro Morichal Superior de la Formación Oficina se encuentran los mayores espesores de arena en dirección norte – sur, y extendiéndose en todo el norte, similar a como se observan en la formación suprayacente, mientras que para el miembro Morichal Medio se aprecian los mayores espesores hacia el noreste y se puede distinguir en el área central una zona con espesores de 2 pies aproximadamente con una dirección preferencial suroeste – noreste con inmediata disminución de los paquetes que lo rodean en sus flancos laterales siendo esto coherente con la respuesta de un sistema fluvio – deltaico.

Finalmente en el miembro Morichal Inferior, se observa una respuesta opuesta que en el miembro Morichal Superior ya que en el centro en dirección norte – sur, se encuentran los espesores más pequeños y los más grandes hacia el oeste y el este de la zona de estudio.

El patrón de depositación de las arenas hacia el norte concuerda con el modelo estructural y el modelo estratigráfico establecido previamente.

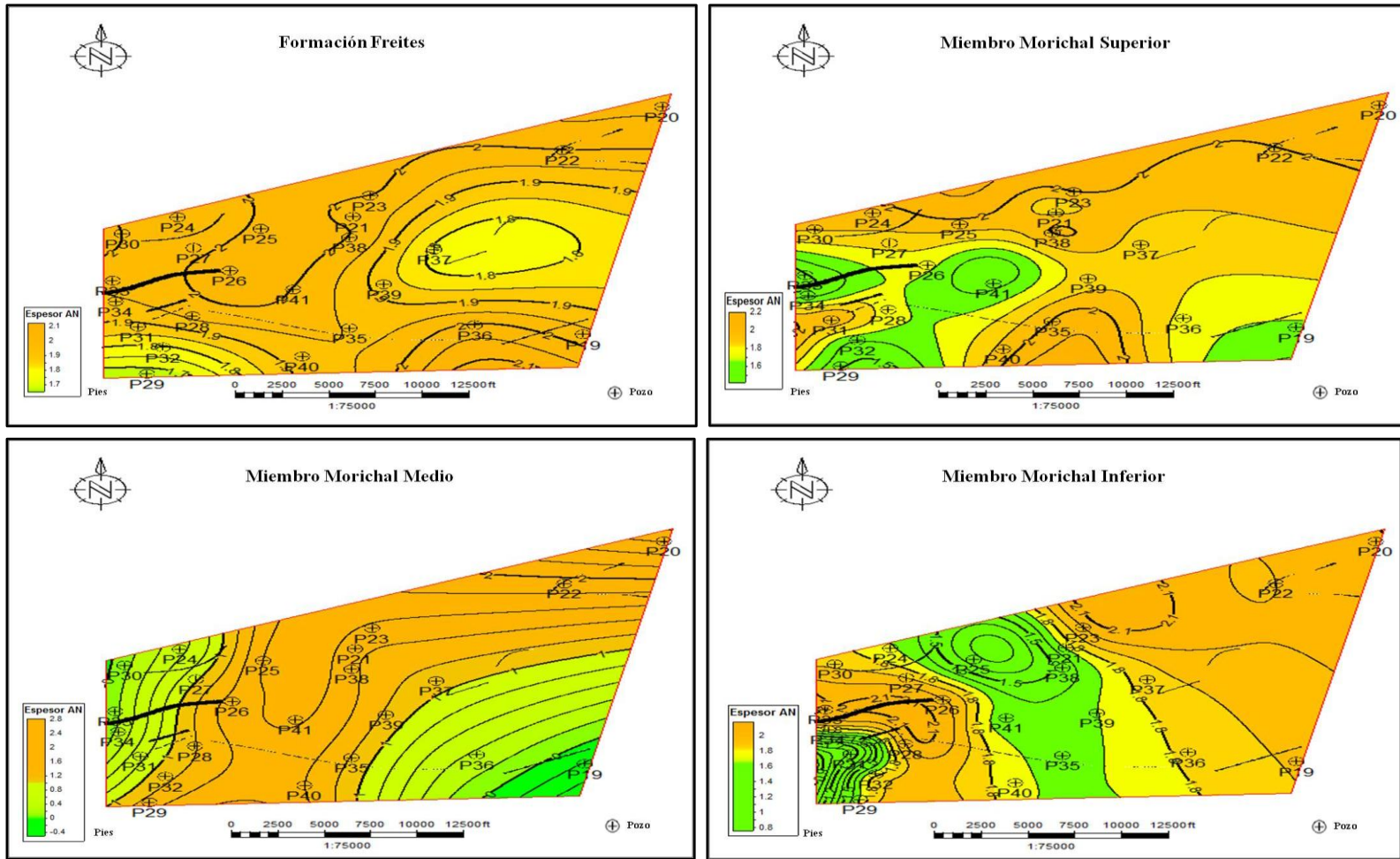


Figura 53. Mapas de espesores de arena neta de las unidades litoestratigráficas.

Arena Neta Petrolífera

Los mapas de arena neta petrolífera se generaron para identificar las arenas con contenido de hidrocarburo dentro del área de trabajo, por lo que se usó un cutoff de 60% en los registros de rayos gamma y un cutoff de 100 Ω m en los registros de resistividad (LLD) para así garantizar que el resultado obtenido sean arenas con contenido exclusivamente de hidrocarburos.

En la figura 54 se observa que la Formación Freites presenta los mayores espesores de arena con contenido de hidrocarburo se encuentran hacia el noreste alcanzando un máximo de espesor de 2 pies aproximadamente, debido a que en esta área se tiene poca porosidad efectiva (entre 2% y 5%) y alto contenido de finos (entre 34% y 56%) (figura 55) no se considera como esta zona como prospectiva, más bien se podría decir que es una zona de superficie sello.

Luego, en el miembro Morichal Superior, tenemos un incremento de los espesores de arena petrolífera hacia el este que va desde 1,44 pies hasta 2,19 pies. En el área central, donde se encuentran los pozos 25, 39, 40 se tienen paquetes de arena de 1,4, 1,5 y 1,9 pies respectivamente, si se toma en cuenta que en estos pozos se determinaron porosidades efectivas de 20%, 16% y 20% y arcillosidades entre 22% y 38% (figura 55) se puede proponer esta área como un posible prospecto.

Por otra parte, en el miembro Morichal Medio se observa que el incremento de las arenas con hidrocarburos es hacia el noreste, al igual que en la Formación Freites, solo que en esta unidad litoestratigráfica se encuentran los paquetes de arena petrolífera con menor espesor en comparación con las otras tres unidades litoestratigráficas ya que el espesor más grande es de 1,6 pies, no obstante, en la zona norte hacia el centro también se puede proponer un segundo prospecto aunque el espesor no exceda los 0,8 pies ya que en los pozos 21, 23, 37 y 38 se observaron porosidades de 23% y arcillosidades entre 11% y 25% (figura 55).

Finalmente, en el miembro Morichal Inferior se observa una respuesta análoga con lo observado en el mapa del miembro Morichal Superior, puesto que el incremento en el espesor de las arenas con hidrocarburos es en sentido oeste – este y va desde 0,9 pies hasta 2,15 pies, aquí también se identificó un posible prospecto en el área central ya que los pozos 26, 39 y 40 son los que presentan el mayor espesor de arena neta petrolífera con porosidades efectivas entre 15% y 18% y arcillosidades entre 24% y 30% (figura 55).

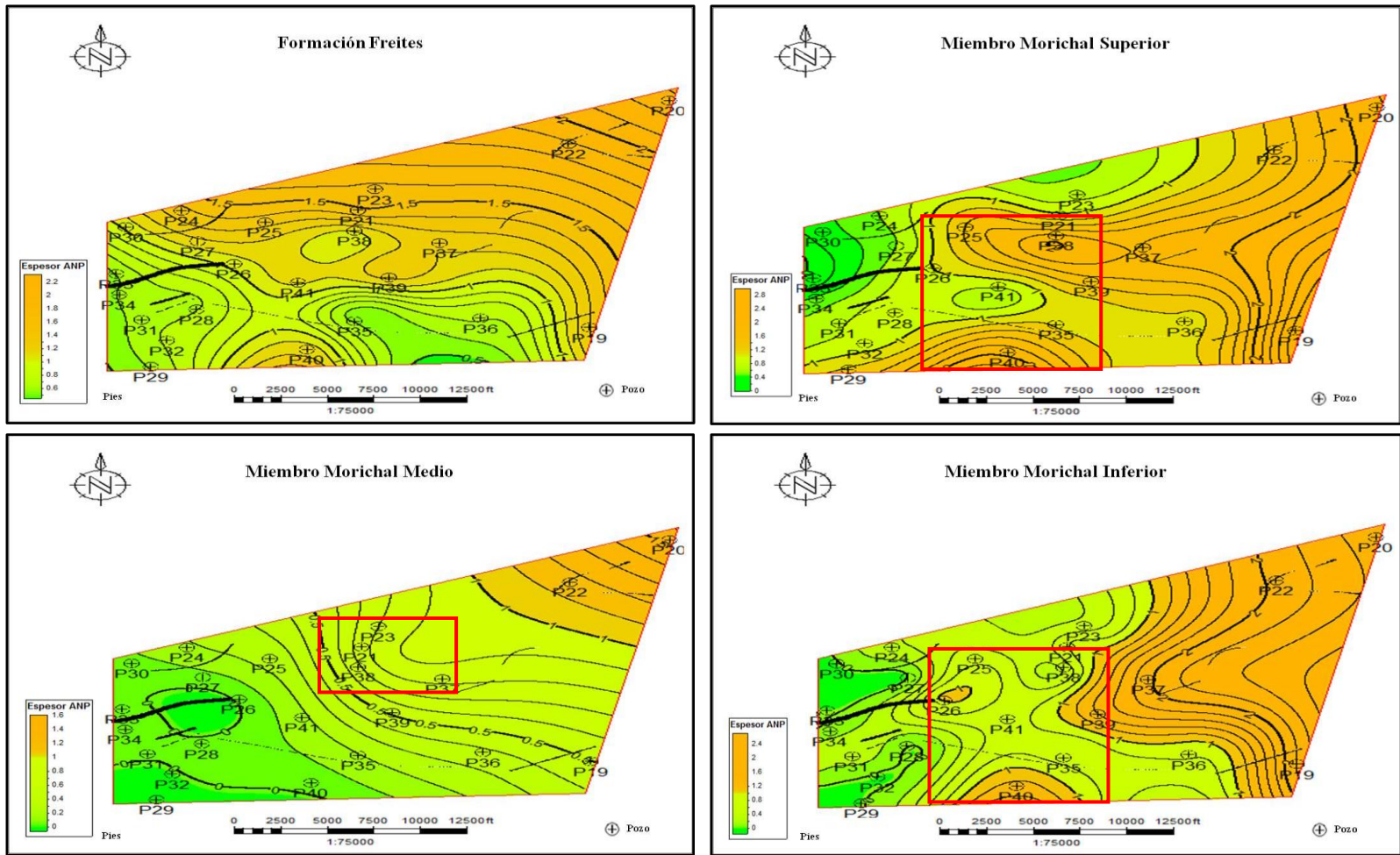


Figura 54. Mapas de espesores de arena neta petrolífera de las unidades litoestratigráficas y posibles áreas prospectivas.

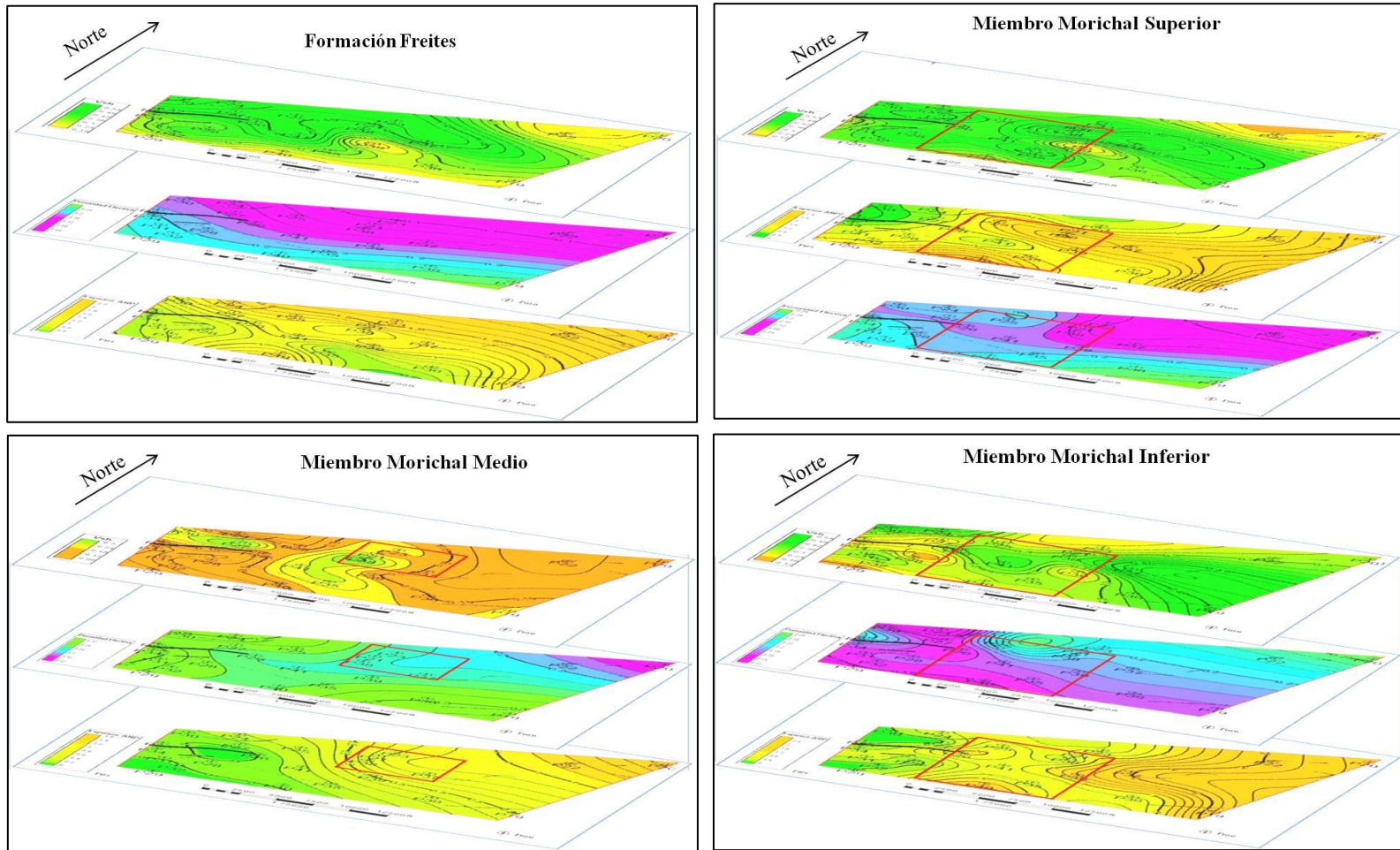


Figura 55. Modelo petrofísico para las Formaciones Freites y Oficina. De arriba abajo se observa el mapa de arcillosidad, el mapa de porosidad efectiva y por último el mapa de espesores de arena neta petrolífera.

Tabla 7. Resumen de las propiedades petrofísicas analizadas.

POZOS	FREITES/MS			MS/MM			MM/MI			MI/B		
	ANP	VSH	POROS	ANP	VSH	POROS	ANP	VSH	POROS	ANP	VSH	POROS
19	1.3	25	25	2.4	38	25	0.5	19	31	2.2	46	16.5
20	2.3	21	2	2.2	19	1	1.5	13	12	2.5	28	25.5
21	1.5	46	11	1	38	13	0.75	20	23	0.7	26	20
22	1.9	20	7	1.4	19	8	1.15	7	18	2.05	29	22.5
23	1.6	50	10	0.8	40	12	0.8	11	23	0.5	22	22
24	1.4	51	14	0.6	37	19	0.2	10	31	0.3	12	12
25	1.35	46	12	1.4	38	20	0.25	12	27	0.7	26	22.5
26	1	44	15	1	36	17.5	0	15	25	1	32	16
27	1.2	46	15	0.6	46	18.5	0.05	29	27	0.05	22	15
28	0.7	36	19	0.9	40	19.5	0	11	26	0.1	20	16
29	0.6	24	22	1.2	35	21	0	6	28	0	16	15
30	1	54	16	0.3	42	19	0.05	20	30	0	10	15
31	0.6	32	20.5	0.8	36	22	0	10	29	0.3	30	16
32	0.7	34	20.5	0.95	39	20.5	0	11	28	0	28	16
33	0.6	44	18	0	40	19	0	10	29	0	22	20
34	0.6	32	20	0.4	30	22	0	5	30	0.1	22	17.5
35	0.6	32	20	1.2	46	20	0.2	24	26	0.7	28	16.5
36	0.7	28	22	1.2	32	23	0.4	15	29	0.8	35	17
37	1.25	47	15	1.8	53	13	0.8	16	23	2	50	19
38	1.1	43	12	1.8	52	13	0.7	25	23	0.5	33	20
39	1.2	26	16	1.5	22	16	0.5	16	24	1.4	24	18
40	0.9	24	21	1.9	31	20	0	15	26	1.25	26	15
41	1.1	46%	16	0.8	39	17.5	0.2	23	24	0.7	36	17

5.4 Resultados del POES

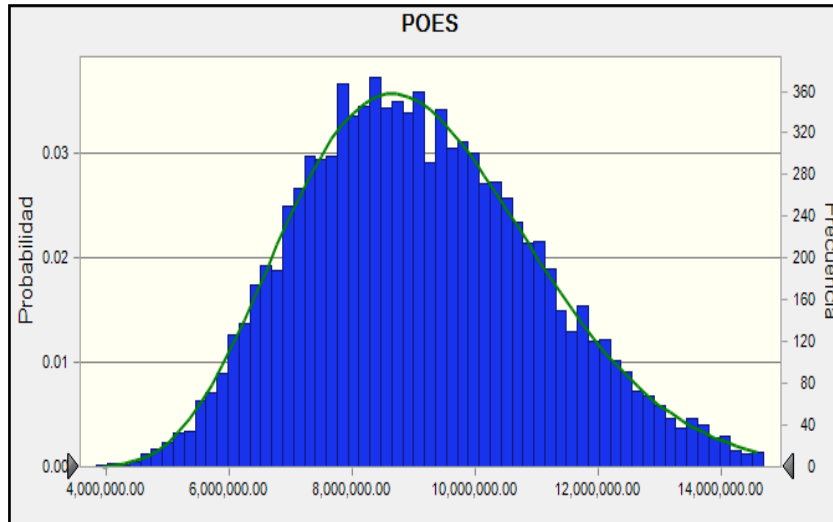


Figura 56. Histograma de frecuencias para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 1.

De acuerdo al histograma de frecuencias realizado para el prospecto 1 ubicado en la unidad litoestratigráfica Morichal Superior (figura 56), se observa una distribución de probabilidad normal con valores de POES que oscilan entre los 4,1 MMBN y 18 MMBN aproximadamente, para los valores extremos y menos frecuentes. La media fue de 9,1 MMBN con una desviación estándar de 1,9 MMBN lo que indica un valor de casi 2 MMBN de variabilidad para los valores de POES, con valores de probabilidad de escenario negativo de 6,6 MMBN, escenario medio de 8,9 MMBN que son los valores con más probabilidad y mayor frecuencia de repetición y los 11,7 MMBN, representando un escenario positivo.

Esto se confirma en la figura 57, en donde se muestra el histograma de frecuencias acumuladas, indicando que los valores de POES calculados con más probabilidad de ocurrir, son valores altos entre 9 MMBN y 14 MMBN; se observa que la cola izquierda del histograma, muestra la menor concentración de datos para valores

menores a 8 MMBN, por lo cual a través del histograma de frecuencias, se opta por el escenario medio del cual se recobrará 9 MMBN aproximadamente.

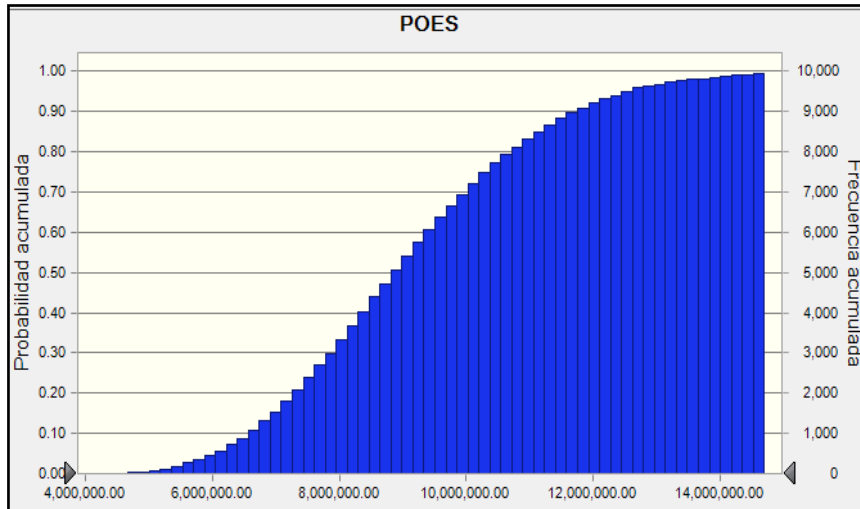


Figura 57. Histograma de frecuencia acumulada para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 1.

Ahora bien, para el segundo prospecto ubicado al norte del área de estudio en la unidad litoestratigráfica Morichal Medio, se observa un rango de recobro de hidrocarburo de entre 1,8 MMBN y 5,2 MMBN, con una media de 3 MMBN y una desviación estándar de 400 MBN. Para esta zona se observa una disminución considerable de los valores de POES debido a que el área para este prospecto es mucho menor respecto al área de los otros dos y también los espesores de arena neta petrolífera sufrieron un decrecimiento en los rangos de espesores para la zona.

Considerando los tres escenarios con base en los percentiles de la distribución, obteniendo para el percentil 10 se genera un recobro de 2,5 MMBN (escenario negativo), mientras que un escenario medio genera un recobro de 2,9 MMBN y finalmente un escenario optimista genera un recobro de 3,5 MMBN (figura 58).

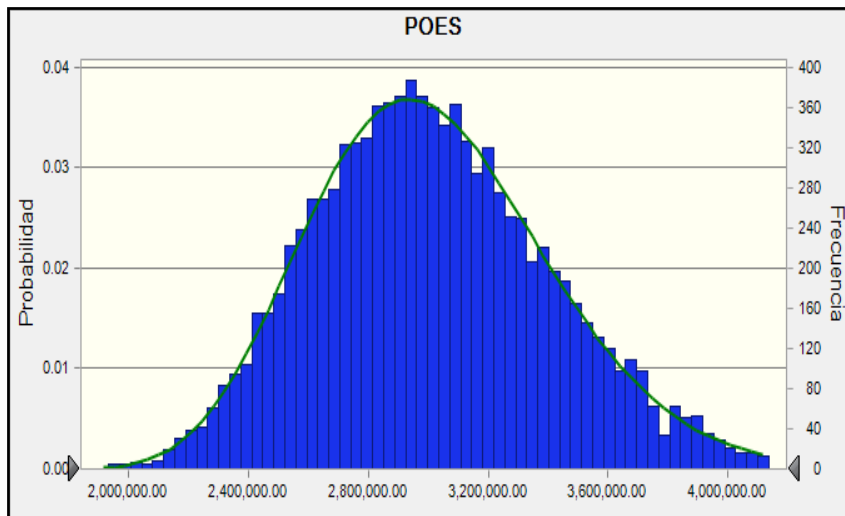


Figura 58. Histograma de frecuencias para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 2.

Sin embargo, el histograma representativo de las frecuencias acumuladas (figura 59), muestra que todavía para esta zona, existen altas probabilidades de valores de POES entre 3 MMBN y 4 MMBN, con 65% y 95% de probabilidad de ocurrencia.

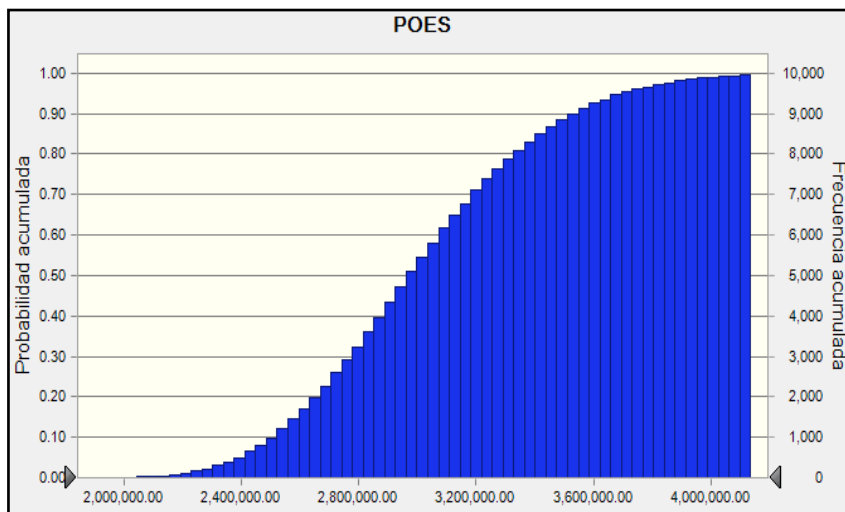


Figura 59. Histograma de frecuencia acumulada para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 2.

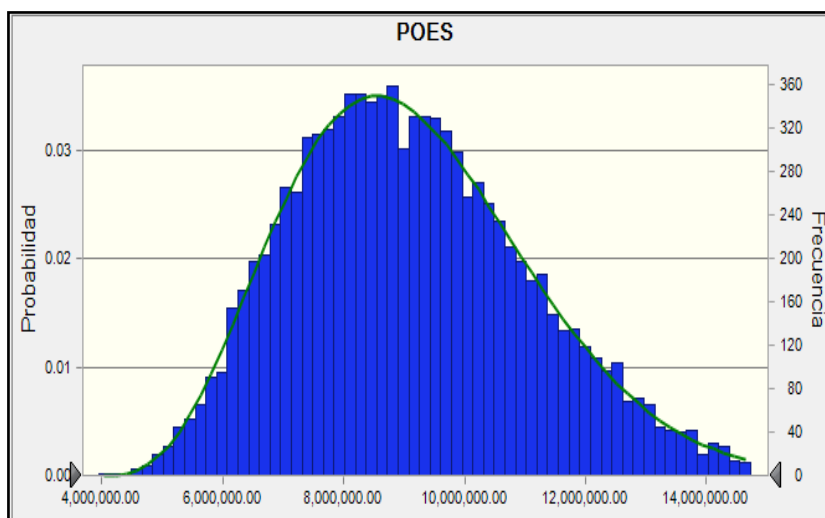


Figura 60. Histograma de frecuencias para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 3.

Finalmente para el último prospecto ubicado en la unidad litoestratigráfica Morichal Inferior, se observan con valores de POES que oscilan entre los 3,9 MMBN y 18,2 MMBN aproximadamente, con la mayor concentración de los datos en la zona central del grafico en un rango de 8 MMBN a 10 MMBN. La media fue de 9,1 MMBN con una desviación estándar de 2 MMBN, con valores de probabilidad de escenario negativo de 6,6 MMBN, escenario medio de 8,9 MMBN y los 11,8 MMBN, representando un escenario positivo (figura 60).

De acuerdo a lo anterior, en la figura 61 se muestra los valores del cálculo de POES con respecto a las frecuencias acumuladas y su probabilidad de ocurrencia, en donde se muestra que la mayor concentración de los datos varía entre de 9 MMBN a 14 MMBN aproximadamente; la cola izquierda del histograma representa los datos con menores valores de probabilidad de ocurrir (< 30% de probabilidad), con valores inferiores a los 8 MMBN.

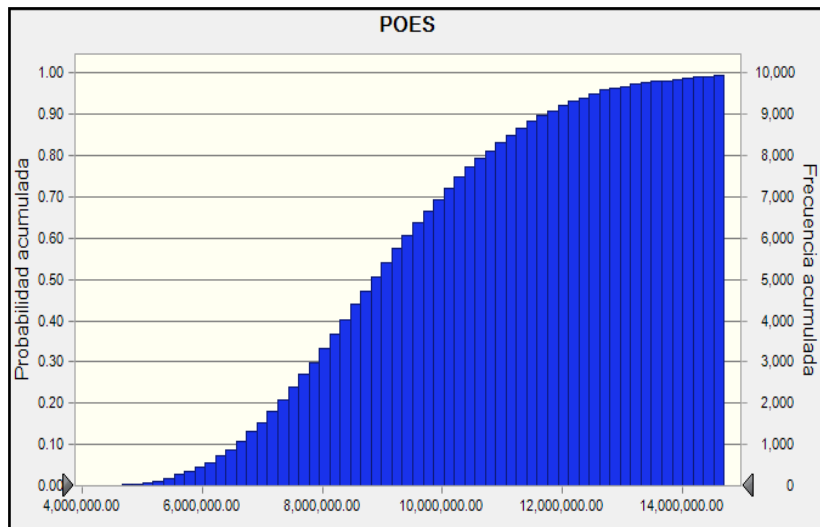


Figura 61. Histograma de frecuencia acumulada para el cálculo de Petróleo Original en Sitio (POES) para el prospecto 3.

Luego del análisis estadístico realizado por el método de Monte Carlo, se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 6, para los 3 prospectos señalados anteriormente, de los cuales, el escenario más representativo para el prospecto 1 y 3 ubicado en el miembro Morichal Superior e Inferior respectivamente, fue un escenario medio de 9 MMBN aproximadamente, mientras que para el prospecto 2 ubicado en el miembro Morichal Medio el escenario negativo fue el más representativo con 2,5 MMBN.

Tabla 8. Resumen de valores obtenidos para el cálculo de POES por zona.

Prospectos	Escenario Negativo	Escenario Medio	Escenario Positivo
Prospecto 1		8,9 MMBN	
Prospecto 2	2,5 MMBN		
Prospecto 3		8,9 MMBN	

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se identificó una estructura monoclinal con buzamiento suave de aproximadamente 2° hacia el norte – noroeste, cuyo espesor aumenta hacia el norte al menos en 50 pies. También se identificaron fallas normales hacia el este, el sur y el oeste que sugieren la presencia de un régimen de margen extensivo, 9 de estas fallas con rumbo suroeste – noreste y otras 2 con rumbo este – oeste, estas fallas son de poca extensión entre 1 km y 4 km. La falla de mayor extensión que se encuentra al sur genera mayor depositación de sedimentos en esa zona.
- Mediante la interpretación estratigráfica se identificaron cuatro secuencias depositacionales, se determinó que la Formación Oficina inició su depositación con el primer evento transgresivo hasta alcanzar la superficie de máxima inundación que coincide con el tope del miembro Morichal Superior. Se presume que el área sufrió una erosión parcial de los sedimentos por lo que no fue posible identificar la existencia del evento regresivo para el miembro Morichal Medio y del evento transgresivo para el miembro Morichal Inferior según Mederos (2014). Posterior a la primera transgresión se identificó un evento regresivo que inicia y culmina dentro de la Formación Freites así como también otro evento transgresivo. Finalmente, el último evento reconocido se interpretó por encima de la Formación Freites, posiblemente en la Formación las Piedras.
- La depositación de los sedimentos en la zona se encuentra estructuralmente controlada al oeste por el alto de Uverito, al sur por el río Orinoco y al este por la desembocadura del delta por lo que aumenta el espacio de depositación hacia el norte del área de estudio.

- La ejecución de ambos modelos (estructural y estratigráfico) en tres dimensiones, permitió una mejor visualización de la orientación y geometría de las fallas, así como también de las superficies estructurales y eventos estratigráficos que exitosamente correspondieron a las interpretaciones realizadas en los registros de pozos.
- Se corroboró la presencia de arenas más limpias al sur y arenas con mayor contenido de limos o finos al norte, debido posiblemente al ambiente depositacional (fluvio - deltaico) y a la dirección de aporte sedimentario. Lo que indica zonas de alta energía y cercanía al río Orinoco al sur y zonas de menor energía y mayor profundidad al norte.
- La zona este del miembro Morichal Superior e Inferior en el área de estudio, es la que presente mayores acumulaciones de hidrocarburos debido a la mayor interconexión que hay entre los poros a lo largo del área.
- Mediante el método de Monte Carlo se realizó el cálculo de reservas en el cual se determinó que los prospectos 1 y 3 son los más rentables generando un recobro de hidrocarburos de 8,9 MMBN.
- Se recomienda realizar levantamientos sísmicos 2D y 1/2, que es un 2D un poco más cerrado y uniforme, que cubran el centro del área de estudio y además perforar nuevos pozos con sus respectivos registros geofísicos que se intercepten con las líneas sísmicas para poder realizar una mejor interpretación en la zona. Igualmente se recomienda la extracción de núcleos en el este del campo Carabobo con el fin de disminuir la incertidumbre en cuanto a la interpretación estratigráfica y estructural.

- Se recomienda capturar información mediante campañas de nuevos pozos de delineación con registros modernos y toma de tapones para análisis de laboratorio XRD para mejorar la estimación del Vsh.
- Se recomienda realizar perforaciones verticales en la zona central del área de estudio con el fin de atravesar los prospectos 1 y 3 ubicados en Morichal Superior y Morichal Inferior.

BIBLIOGRAFÍA

- ALFONSI, P. (1983). Ambientes Sedimentarios (Facies Clásticas), Meneven.
- BATES, R. y JACKSON, J. (1987). Glossary of Geology (tercera edición). American Geological Institute, Alexandria, Virginia.
- CAUMON, G., y VISEUR J. (2009). International Association For Mathematical Geosciences Surface Based 3d Modeling Of Geological Structures.
- CHELOTTI, L., ACOSTA, N., FOSTER, M., (2009). Cátedra De Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B., Chubut, Argentina.
- CRESPO, J. (2008). Modelo sedimentológico-estratigráfico, bloque Carabobo 2, Faja Petrolifera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
- DI CROCE, J. (1999). Estratigrafía Secuencial y Evolución Estructural De La Cuenca Oriental De Venezuela. Trabajo Especial de Grado no Publicado, Universidad Central De Venezuela, Caracas, Venezuela.
- EMERY D. Y MYERS K. (1996). Sequence Stratigraphy. Blackwell Science Ltd., Oxford.
- FALCON, R. (2011). Estratigrafía de Secuencias [Presentación en PowerPoint]. Inédito. Universidad Simón Bolívar.
- FIORILLO G. (1983). Evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco, PDVSA Caracas.
- GALLOWAY y HOBDAV (1996). Terrigenous Clastic Depositional Systems. Springer. 2da edición New York.
- GARCÍA, E. (2005). Curso básico de perfiles de pozo en hoyo desnudo.

GEI (1980). Guía Estratigráfica Internacional. Reverté, Barcelona.

GOMEZ, J. (1998) Identificación de valles incisos en ambientes continental y marino, ubicados en el Campo Bare, área de Hamaca, Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente.

GONZÁLEZ DE JUANA, C., ITURRALDE DE AROZENA, J., y PICARD, X. (1980). Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas. Edic. Foninvez, 2 Tomos.

JÁCOME, M., AUDEMARD, F., KUSZNIR, N., y FLINT, S. (2003). Modelado Geodinámico de la Serranía del Interior Oriental y la Cuenca de Maturín. XI Congreso Venezolano de Geofísica Caracas: SOVG.

LÓPEZ, M. (1996). Estratigrafía secuencial de sistemas deltaicos en cuencas de antepaís: ejemplos de Sant Llorenç del Munt, Montserrat y Roda (Paleógeno: cuenca de antepaís surpirenaica). Tesis Doctoral no Publicada, Universidad de Barcelona, España.

MALANDRINO, G. (s/f). Sedimentación y Estratigrafía. MannyRon Consultores C.A.

MEDEROS, I. (2014). Estudio integrado para la identificación de prospectos en el bloque Carabobo 1 y 2, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. Tesis no Publicada, Universidad Central de Venezuela.

MIALL A. (1997). The Geology of Stratigraphic Sequences. Springer-Verlag, Nueva York.

PDVSA (1983). Informe Técnico, Evaluación Exploratoria De La Faja Petrolífera Del Orinoco, Área Cerro Negro, Coordinación de la Faja Petrolífera del Orinoco.

PDVSA (2015). Faja Petrolífera del Orinoco. Recuperado de www.pdvsa.com.

PDVSA (Diciembre, 2010). Informe Técnico De Revisión De Reservas Área Carabobo, Tomo I, Pdvsa Cvp, Referencia: RES-CVP-OR-PMR-1011.

RIDER, M. (1996). The Geological Interpretation of well logs. Gulf Publishing Company, Segunda Edición, Malta.

RIVAS, E (2003). Evaluación petrofísica del Campo Carito. PDVSA Intevep.

SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICES (1997). WEC - Evaluación de pozos. Caracas: Schlumberger Oilfield Services.

TEIXEIRA, J. (2016). Modelo estructural y estratigráfico de un área al centro-este del campo Carabobo, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. Tesis no publicada. Universidad Central de Venezuela.

VERA, J. (1994). Estratigrafía, principios y métodos, Editorial Rueda, Madrid.

ZAMBRANO, G., y MARTÍNEZ, M. (2004). Caracterización del área de Carito a nivel del Terciario mediante la Integración de Atributos Sísmicos y Parámetros Petrofísicos. Trabajo Especial de Grado no Publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

