

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Juan Michael Teixeira G.
Para optar al Título
De Ingeniero Geofísico

Caracas, 2016

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ignacio Mederos.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Juan Michael Teixeira G.
Para optar al Título
De Ingeniero Geofísico

Caracas, 2016

Caracas, Noviembre de 2016

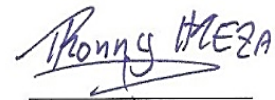
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Juan Michael Teixeira Goncalves, titulado:

MODELO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO DE UN ÁREA AL CENTRO-ESTE DEL CAMPO CARABOBO, FAJA PETROLIFERA 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. Angéla Rojas
Jurado



Prof. Ronny Meza
Jurado



Prof. Ignacio Mederos
Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios, mi señor y mi luz

A mis padres, mis pilares fundamentales

Tíos y familia.

AGRADECIMIENTOS

Ante todo, le doy gracias a Dios por darme la oportunidad de estudiar esta carrera, guiarme durante todo este camino y por permitirme alcanzar este logro que tanto anhele.

A mi mamá y a mi papá ya que no hay palabras para expresar lo mucho que estoy agradecido con ellos, por estar a mi lado durante toda mi vida brindándome su apoyo y su amor incondicional. Así que este logro es también de ustedes... Felicidades. Los amo. Gracias Paula Goncalves y Joao Teixeira por todo.

Agradezco a la ilustre Universidad Central de Venezuela, por ser mi segunda casa y el lugar en donde adquiriré todos mis conocimientos y grandes experiencias. Por lo cual estoy orgulloso de ser Ucevista.

A mi tutor Ignacio Mederos, quien me brindó sus enseñanzas, su apoyo y ayuda durante toda esta etapa del desarrollo del presente trabajo. Muchas gracias profesor por su valiosa tutoría y espero seguir contando con usted.

A mis familiares, quienes siempre estuvieron pendientes de mí, me alentaron con sus palabras y me apoyaron. En especial a mi tía Lucia Capelinha y mi tío Norberto Padrón. También a mi hermanita Anabel Teixeira, quien siempre ha estado a mi lado.

A mis amigos de la universidad, quienes recorrieron este camino conmigo, luchando y compartiendo buenos momentos durante la carrera. Quienes también me dieron su apoyo y su gran amistad. Gracias Gleidys Vieras, Bárbara Hernández y Jonás Alonso.

Juan M. Teixeira G.

MODELO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO DE UN ÁREA AL CENTRO-ESTE DEL CAMPO CARABOBO, FAJA PETROLIFERA 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 2016, 76 pág.

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

Resumen. La Faja Petrolífera del Orinoco es un territorio de producción petrolera muy importante debido a las grandes acumulaciones de hidrocarburos siendo una zona de gran interés económico en Venezuela. Sin embargo los campos ubicados al este del Bloque Carabobo no han sido estudiados completamente, por esta razón la presente investigación se desarrolla en el centro-este del mencionado bloque con la finalidad de generar un modelo estructural y estratigráfico de la zona mediante el uso de registros de pozo y sísmica 2D.

Inicialmente se realizó un amarre de los pozos más cercanos al pozo núcleo PCN-11 tomado de Crespo (2008) en el cual se procedió a realizar una correlación estructural y estratigráfico en los registros de rayos gamma de cada pozo, identificando las unidades lito-estratigráficas (Formación Freites, Formación Oficina: Morichal superior, Medio e Inferior) y los eventos transgresivos-regresivos. Posteriormente se hizo una interpretación sísmo-estructural y estratigráfica que involucró la calibración sísmica de pozos, la realización de un sismograma sintético, la interpretación de los marcadores estructurales y estratigráficos en las líneas sísmicas 2D y la conversión tiempo-profundidad. Finalmente, se procedió a realizar el modelo estructural y estratigráfico de la zona junto con la generación de 5 mapas estructurales, 3 mapas estratigráficos y de 16 mapas de isopropiedades petrofísicas.

Mediante los resultados obtenidos, se pudo identificar un buzamiento de la estructura hacia el noroeste obteniendo los máximos espesores de los topes formacionales y llegando éstos a acuñarse hacia el sureste. Además se identificaron 5 fallas normales principales, dos eventos transgresivos y dos regresivos así como también se llegó a reconocer un sistema fluvio-deltaico para esta zona cuyo aporte sedimentario provenía del sureste de la cuenca. Y de acuerdo a los análisis de los mapas de isopropiedades se confirmó que el Miembro Morichal Inferior posee la mayor acumulación de hidrocarburos sin embargo no se propone un lugar de perforación ya que los espesores de las arenas presentes en esta zona son pequeñas con un valor de 3 pies para obtener un recobro rentable de hidrocarburos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|--|-----|
| ÍNDICE DE CONTENIDO | vii |
| ÍNDICE DE FIGURAS | x |
| ÍNDICE DE TABLAS | xii |
| CAPÍTULO I | 1 |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1 Planteamiento del problema | 1 |
| 1.2 Objetivo general | 2 |
| 1.3 Objetivos específicos..... | 2 |
| 1.4 Ubicación del área de estudio..... | 2 |
| 1.5 Alcance | 3 |
| CAPÍTULO II | 4 |
| MARCO GEOLÓGICO | 4 |
| 2.1 Cuenca oriental de Venezuela | 4 |
| 2.2 Evolución tectono-estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela..... | 7 |
| 2.3 Estratigrafía regional | 9 |
| 2.4 Estratigrafía local | 11 |
| 2.4.1 Basamento (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico)..... | 11 |
| 2.4.2 Formación Oficina (Mioceno Temprano – Medio)..... | 11 |
| 2.4.3 Formación Freites (Mioceno Tardío)..... | 14 |
| 2.4.4 Formación las Piedras y Mesa (Plioceno-Pleistoceno) | 15 |
| 2.5 Geología estructural regional | 15 |
| 2.6 Ambientes sedimentarios de la Formación Oficina. | 18 |
| 2.6.1 Ambiente deltaico | 18 |
| CAPITULO III | 21 |
| MARCO TEÓRICO | 21 |
| 3.1 Modelo Estático de yacimiento..... | 21 |
| 3.1.1 Modelo estructural | 21 |
| 3.1.2 Modelo estratigráfico | 21 |

| | |
|--|-----------|
| 3.2.3 Modelo petrofísico | 22 |
| 3.2 Registros de pozos | 22 |
| 3.3 Tipos de registros petrofísicos | 22 |
| 3.2.1 Registros de diámetro..... | 22 |
| 3.2.2 Registros radioactivos | 24 |
| 3.2.3 Registros eléctricos | 25 |
| 3.2.4 Registros de porosidad | 27 |
| 3.4 Correlación estratigráfica y estructural | 28 |
| 3.5 Sistemas sedimentarios | 30 |
| 3.5.1 Secuencia depositacional tipo 1 | 30 |
| 3.5.2 Secuencia depositacional tipo 2 | 31 |
| 3.6 Interpretación Sísmica..... | 32 |
| 3.6.1 Calibración sísmica de pozos: sismograma sintético | 32 |
| 3.6.2 Interpretación estructural de las secciones en tiempo | 34 |
| 3.6.3 Conversión tiempo-profundidad | 34 |
| 3.7 Patrones de reflexión sísmica..... | 35 |
| 3.8 Mapa estructural..... | 36 |
| 3.9 Mapas de isopropiedades | 36 |
| 3.9.1 Tipos de mapas de isopropiedades..... | 36 |
| CAPÍTULO IV | 39 |
| METODOLOGÍA | 39 |
| 4.1 Revisión bibliográfica | 40 |
| 4.2 Recolección y validación de datos | 40 |
| 4.3 Calibración núcleo-perfil | 42 |
| 4.4 Identificación y correlación de marcadores estratigráficos..... | 43 |
| 4.5 Interpretación sismo-estructural de los marcadores estratigráficos | 44 |
| 4.6 Conversión Tiempo - Profundidad..... | 47 |
| 4.7 Construcción del modelo estructural y estratigráfico..... | 48 |
| 4.8 Generación de registros y construcción de mapas | 50 |
| CAPÍTULO V | 52 |

| | |
|--|----|
| RESULTADOS Y ANÁLISIS | 52 |
| 5.1 Definición del marco estructural..... | 52 |
| 5.2 Definición del marco estratigráfico..... | 58 |
| 5.3 Análisis de propiedades petrofísicas | 64 |
| CAPITULO VI | 72 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 72 |
| BIBLIOGRAFÍA | 75 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco, en conjunto con sus divisiones. | 3 |
| Figura 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela (Tomado de Yoris y Ostos, 1997). | 4 |
| Figura 3. Corte geológico de norte-sur, que muestra la morfología de la subcuenca de Guárico (Tomado de Yoris y Ostos, 1997). | 6 |
| Figura 4. Corte geológico de NO-SE, que muestra la morfología de la subcuenca de Maturín (Tomado de Yoris y Ostos, 1997). | 6 |
| Figura 5. Síntesis gráfica de la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela, mostrando los eventos tectónicos generales desde el Mesozoico hasta el presente; en la etapa de margen pasivo y de generación de foreland. (Tomado y modificado de Summa, et al., 2003). | 8 |
| Figura 6. Columna de cuadro de correlación estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado y modificado de LEV, 1997). | 10 |
| Figura 7. Rasgos estructurales de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado de Chramcow, 2008). | 16 |
| Figura 8. Corte estructural del bloque Carabobo (A) (Tomado de Crespo, 2008). | 17 |
| Figura 9. Corte estructural del bloque Carabobo (B) (Tomado de Crespo, 2008). | 17 |
| Figura 10. Principales componentes morfológicos comunes en un delta (Tomado de Jaillard, 1993). | 19 |
| Figura 11. Registro Caliper vs Bit Size (Tomado de http://perfob.blogspot.com). | 23 |
| Figura 12. Registro Gamma Ray (Tomado de Schlumberger, 1983). | 25 |
| Figura 13. Registro de potencial espontáneo y de resistividad (Tomado de Schlumberger, 1983). | 26 |
| Figura 14. Registro sísmico, densidad y neutrón (Tomado de Schlumberger, 1983). .. | 28 |
| Figura 15. Patrones sedimentarios (Tomado y modificado de SEPM Stratigraphy Web). | 30 |
| Figura 16. Secuencia depositacional. sb1: secuencia tipo 1, sb2: secuencia tipo 2, LSF: <i>lowstand</i> temprano, LSW: <i>lowstand</i> tardío, ts: superficie transgresiva, TST: <i>transgressive system tract</i> , mfs: superficie de máxima inundación, HST: <i>highstand system tract</i> ; SMW: <i>Shelf Margin System Tract</i> . Tomado de (Pinto, 2011). | 32 |
| Figura 17. Modelo convolucional de la traza sísmica (Tomado de Sheriff et al., 1990). | 34 |
| Figura 18. Patrones de reflexión sísmicas (Tomado de Mitchum, 1977). | 35 |
| Figura 19. Mapa estructural. Tomado de http://www.pdv.com/lexico/camposp/cp017.htm | 36 |
| Figura 20. Mapa de arena neta para Oficina Superior. (Tomado de Marín, 2003) | 37 |

| | |
|--|----|
| Figura 21. Mapa de arena neta petrolífera para Oficina Superior (Tomado de Marín, 2003) | 38 |
| Figura 22. Flujo de trabajo empleado. | 39 |
| Figura 23. Ubicación de pozos y líneas sísmicas 2D. | 41 |
| Figura 24. Distribución de pozos vs líneas sísmicas 2D en una ventana 3D. | 41 |
| Figura 25. Sección estratigráfica del pozo núcleo PCN-11. (Tomado de Crespo, 2008) | 42 |
| Figura 26. Ubicación de las líneas de interpretación estratigráfica. | 43 |
| Figura 27. Interpretación de eventos transgresivos y regresivos en registros de rayos gamma. | 44 |
| Figura 28. Ondícula teórica de tipo Ricker seleccionada. | 45 |
| Figura 29. Sismograma sintético del pozo P5. 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. | 46 |
| Figura 30. Visualización de los horizontes interpretados en una línea sísmica 2D. ... | 47 |
| Figura 31. Gráfico de dispersión TWT vs TVDSS. | 48 |
| Figura 32. a) Planos de fallas b) Esqueleto superior, medio e inferior del mallado 3D. | 49 |
| Figura 33. Descripción de la geometría del Modelo 3D. | 49 |
| Figura 34. a) Perfil N-S para topes de Formación. b) Perfil O-E para topes de Formación. | 54 |
| Figura 35. a) Interpretación estructural de la línea sísmica CN-79B-11 b) Interpretación estructural de la línea sísmica N. | 55 |
| Figura 36. Mapas estructurales de la Formación Freites, Oficina (Morichal Superior, Medio e Inferior) y el basamento del área de estudio. | 56 |
| Figura 37. Modelo estructural del área de estudio | 57 |
| Figura 38. a) Perfil O-E para eventos estratigráficos. b) Perfil N-S para eventos estratigráficos. | 60 |
| Figura 39. a) Interpretación estructural de la línea sísmica CN-79B-11 b) Interpretación estructural de la línea sísmica N. | 61 |
| Figura 40. Mapa estructural de los eventos transgresivos y regresivos de la zona de estudio. | 62 |
| Figura 41. Modelo estratigráfico del área de estudio. | 63 |
| Figura 42. Mapas de porosidad efectiva para las unidades litoestratigráficas. | 65 |
| Figura 43. Mapas de arcillosidad de las unidades litoestratigráficas. | 67 |
| Figura 44. Mapas de arena neta de la Formación Oficina. | 69 |
| Figura 45. Mapas de arena de petrolífera para la Formación Oficina. | 71 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Evolución geodinámica de la cuenca oriental de Venezuela. | 7 |
| Tabla 2. Significado geológico de las terminaciones sísmicas según Mitchum (1977). | 35 |
| Tabla 3. Inventario de registro de pozos. | 40 |

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

La Faja Petrolífera del Orinoco comprende un área geográfica de aproximadamente de 55.314 Km² y abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Se divide en cuatro áreas de exploración: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y éstas a su vez, están divididas en bloques. Desde 1935 la Faja Petrolífera del Orinoco ha sido explorada y en 1938 comienza a ser explotada siendo actualmente un territorio de producción petrolera muy importante debido a las grandes acumulaciones de hidrocarburos que ésta posee; de acuerdo a los cálculos realizados por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), para el año 2012 ésta cuenta con una producción de 838 mil barriles diarios con un total de 2.606 pozos de extracción activos convirtiéndose en una zona de gran interés económico.

No obstante, las actividades al este de la Faja Petrolífera del Orinoco no han sido desarrolladas completamente a pesar de que el campo Carabobo de la faja cuenta con un potencial de producción total de 1,2 millones de barriles diarios de crudo y unos 25.500 millones de barriles de reservas recuperables, según el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo en el año 2010.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente se tiene una gran incertidumbre del área en cuanto a los aspectos estructurales y estratigráficos del bloque; por lo tanto resulta de interés la elaboración de un modelo estructural y estratigráfico que permita detallar acontecimientos geológicos. Con el inicio del proyecto Carabobo perteneciente al proyecto Magna Reserva, se planea empezar con la producción de los campos ubicados al este de la Faja que forman parte del reservorio de petróleo pesado y extra-pesado más grande del mundo; dado que no se cuenta con un modelo estructural y estratigráfico actualmente, el presente proyecto de trabajo especial de grado se basará en la utilización de registros petrofísicos, núcleo litológico y sísmica

2D para realizar un modelado estructural y estratigráfico en el centro-este del campo Carabobo perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco; los resultados permitirán observar la disposición espacial de las estructuras presentes y determinar el volumen y la extensión del yacimiento para este campo a estudiar.

1.2 Objetivo general

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

1.3 Objetivos específicos

- 1.3.1 Interpretar mapas de isopropiedades, con base a la información obtenida de los registros de pozos y sísmica.
- 1.3.2 Correlacionar eventos estratigráficos a partir del análisis de registro de pozos y sísmica 2D.
- 1.3.3 Correlacionar superficies estructurales a partir del análisis de registros de pozos y reflectores sísmicos.
- 1.3.4 Definir prospectos en base al volumen y extensión de los mismos, mediante el análisis de las propiedades petrofísicas.

1.4 Ubicación del área de estudio

La Cuenca Oriental de Venezuela está localizada en la zona centro-este del país y dentro de ella se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco que ha sido dividida de oeste a este en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

Específicamente el área de estudio del presente trabajo se encuentra ubicada en el centro-este del campo Carabobo que posee una superficie total de 2.311 Km². En la figura 1 se observa que este bloque es el más oriental de los cuatro y se localiza en la zona sur-este del estado Anzoátegui, centro-sur del estado Monagas y un sector de occidente del estado Delta Amacuro.



Figura 1. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco, en conjunto con sus divisiones.

1.5 Alcance

Por medio de registros petrofísicos, un núcleo litológico y sísmica 2D obtenidos del Campo Carabobo, en el presente trabajo se pretende generar un modelo estructural y estratigráfico en el que se pueda observar los acontecimientos geológicos ocurridos en el área de estudio así como visualizar la disposición espacial de las estructuras presentes a partir de la interpretación sísmica que sea de utilidad para futuros planes de explotación. También se aspira determinar posibles entrapamientos con potencial económico a través de análisis de propiedades petrofísicas.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1 Cuenca oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural que abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y el Golfo de Paria. Se extiende con una longitud de aproximadamente 800 Km en dirección oeste-este y con un anchura de 200 Km en dirección norte-sur, para una superficie total de 164.000 km². Se encuentra ubicada en la zona noreste del país, entre los 8° y 11° de latitud norte y los 61° y 66° de longitud oeste. Limita al sur por el Escudo de Guayana, al norte por la Cordillera del Caribe, al oeste por el Arco de El Baúl, al este se abre hacia el océano Atlántico como se observa en la figura 2.

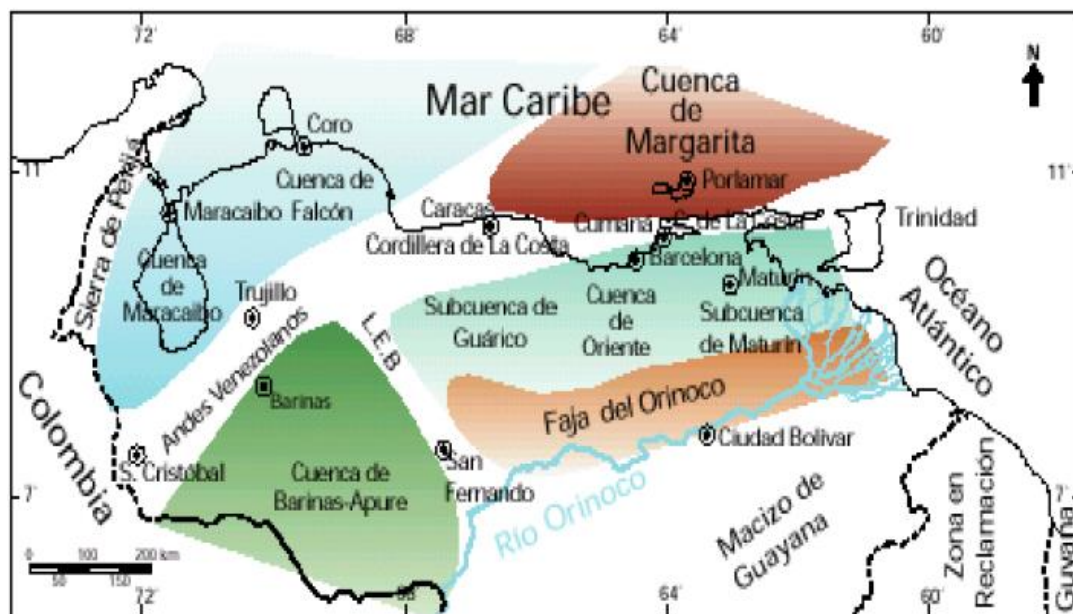


Figura 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).

La superficie de esta depresión abarca 164.000 Km² y topográficamente está representada por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. Dentro de ella, se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco que es una zona importante para la producción petrolera del país ya que en esta cuenca se ubica la formación Oficina que es la principal roca madre productora de hidrocarburo.

La cuenca actual es asimétrica, debido a esto el flanco sur está ligeramente inclinado hacia el norte mientras que el flanco norte está más tectonizado y posee mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte; en consecuencia, se ha obtenido producción de petróleo de ambos flancos de la cuenca pero bajo condiciones estratigráficas y estructurales diferentes (González de Juana, 1980).

Yoris y Ostos (1997) mencionan que la cuenca oriental de Venezuela está dividida en dos subcuencas: Guárico y Maturín, describiéndolas de la siguiente manera:

- a) Subcuenca de Guárico: comprende los estados Guárico y Anzoátegui. Por el flanco norte posee un marco tectónico complejo debido a que se encuentra asociado a la deformación causada por el sistema de fallas de Guárico con rocas Cretácicas y Terciarias, que se relaciona con el cinturón de los corrimientos de la Serranía del Interior Central. La cuenca tiene una morfología menos compleja hacia el sur, aunque posee evidencia de depresiones estructurales (graben de Espino) en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas.

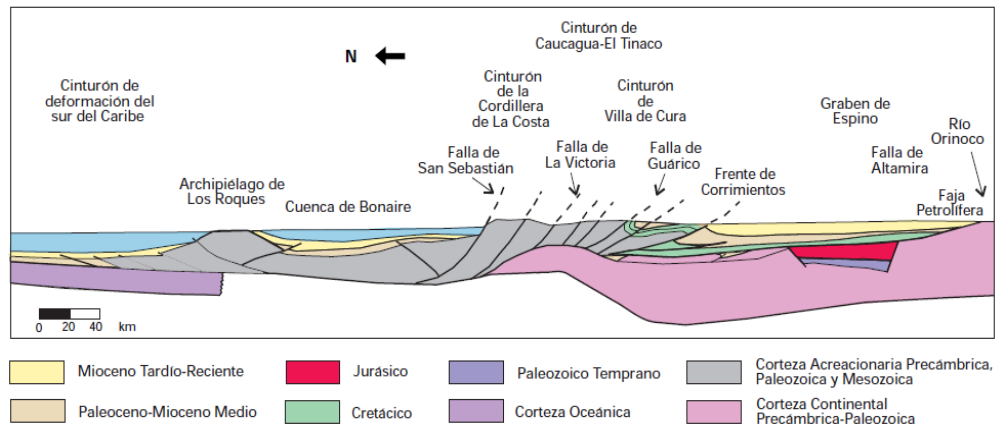


Figura 3. Corte geológico de norte-sur, que muestra la morfología de la subcuenca de Guárico (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).

b) Subcuenca de Maturín: representa la principal zona petrolífera de la cuenca Oriental. En el área ubicada frente al Corrimiento de Pirital se presenta una zona compleja con deformación estructural, fallas inversas y acuñamientos. El flanco sur de la cuenca posee el mismo comportamiento sencillo a la subcuenca de Guárico y hacia el norte de ésta, la Serranía del Interior Oriental representa la mayor parte de la estratigrafía.

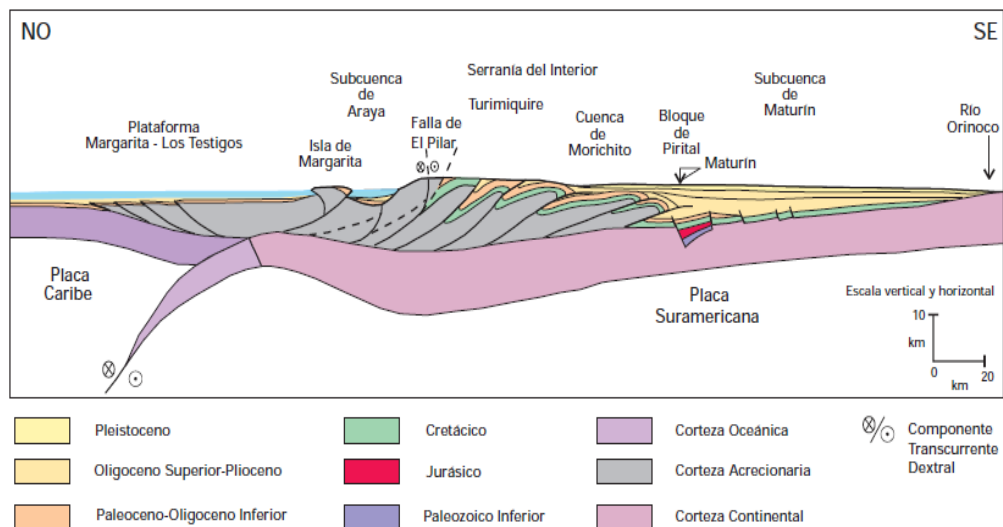


Figura 4. Corte geológico de NO-SE, que muestra la morfología de la subcuenca de Maturín (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).

2.2 Evolución tectono-estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela.

De acuerdo con Parnaud et al. (1999) se reconocen en la cuenca oriental de Venezuela cuatro eventos mayores geodinámicos que puede describirse resumidamente de la siguiente manera y se puede observar en la figura 5.

Tabla 1. Evolución geodinámica de la cuenca oriental de Venezuela.

| ETAPA | DESCRIPCIÓN |
|------------------|--|
| Pre-Rift | Tuvo origen durante el Paleozoico y se identificó por medio de estudios sísmicos. Está caracterizada por las formaciones de Hato Viejo y Carrizal, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos. Compuestas por arena de grano fino e intercalaciones con conglomerado. |
| Rift | Se desarrolló durante el Jurásico Tardío y el Cretáceo Temprano. Se dio la separación de Norte América del Gondwana creándose un sistema de extensión en el piso oceánico, afectando el margen norte de la placa suramericana. Se encuentra representada por capas rojas, mantos de basalto y una transgresión donde se sedimentó la Formación Barranquín y hacia el sur la Formación Canoa de ambiente continental. |
| Margen Pasivo | Se desarrolla entre el Cretácico Tardío y el Oligoceno. Una vez finalizada la etapa de extensión ocurre la colisión del arco de islas de las Antillas Mayores con la placa Suramericana. Esta etapa se encuentra representada por tres fases transgresivas que se desarrollaron de norte a sur y culminan durante el Turoniense, Paleoceno Temprano y el Oligoceno respectivamente. La primera inicia con la depositación de la Formación Barranquín. En la parte sur de la cuenca, la Formación Tigre indica el máximo avance de la transgresión. La segunda transgresión se desarrolló después a la regresión del Maastrichiense y está representada por la Formación San Juan. La última transgresión está representada por la depositación de la Formación Merecure, características de un ambiente continental hacia la parte sur de la cuenca. |
| Colisión Oblicua | Ocurre durante el Mioceno Temprano hasta el Reciente. El margen pasivo se transforma en un frente de corrimientos y en una cuenca antepaís; por el choque oblicuo de la placa Caribe con la placa Suramericana. Durante esta etapa la placa del Caribe fue migrando hacia el este y se desarrolló un cinturón orogénico que vendría siendo la Serranía del Interior que fue plegada y fallada por movimientos compresivos de norte a sur. La cuenca al ser asimétrica fue acumulando su mayor volumen de sedimentos hacia el norte, ajustándose a un modelo con ambientes a fluvio deltaicos y cortas invasiones marinas. |

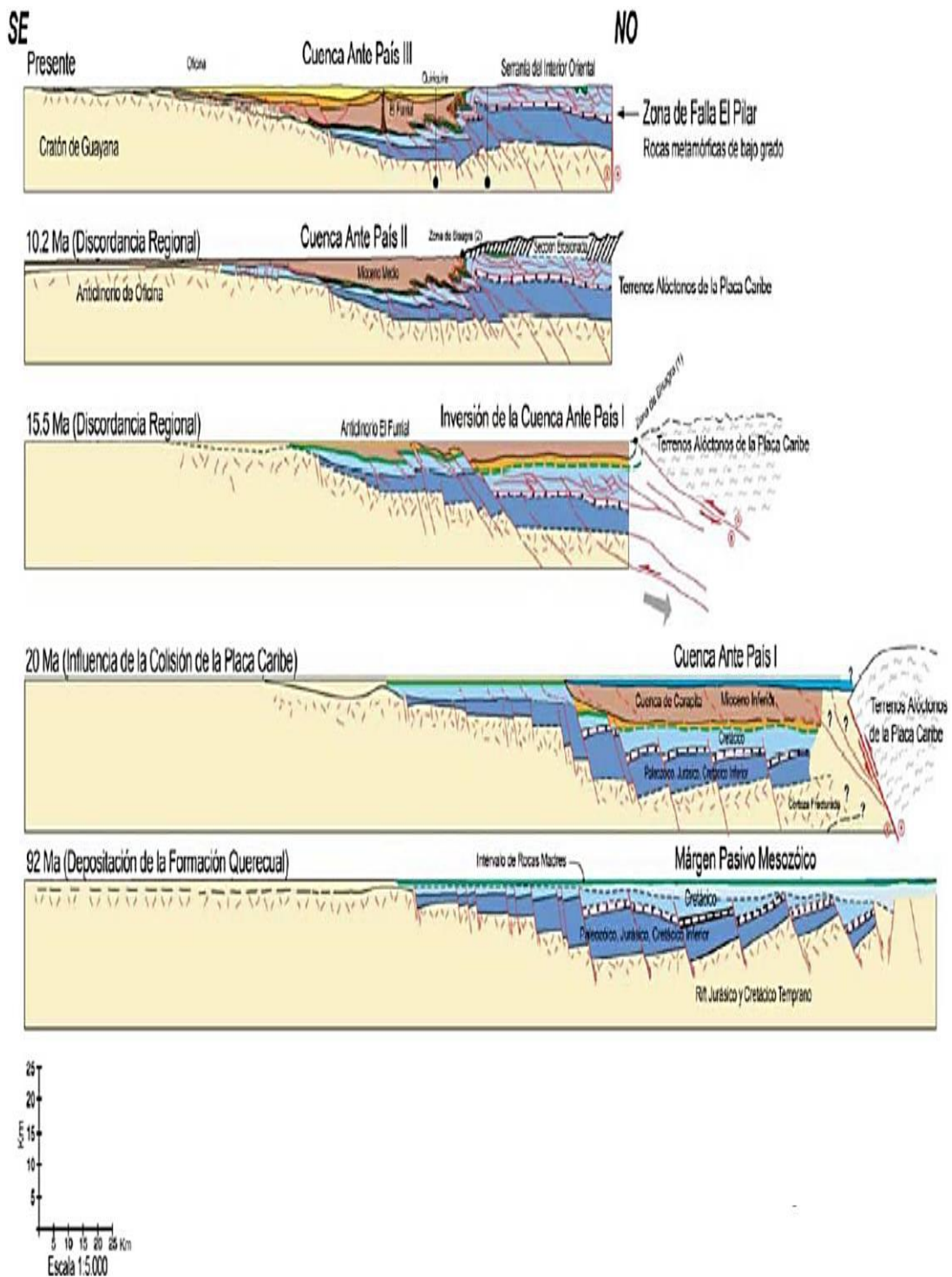


Figura 5. Síntesis gráfica de la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela, mostrando los eventos tectónicos generales desde el Mesozoico hasta el presente; en la etapa de margen pasivo y de generación de foreland. (Tomado y modificado de Summa, et al., 2003).

2.3 Estratigrafía regional

La columna estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela comienza desde el basamento ígneo-metamórfico del complejo basal de Guayana de edad Precámbrica, luego se fueron depositando los sedimentos más antiguos hasta los más jóvenes que en orden comienzan con la Formación Hato Viejo de Edad Paleozoico Medio estando en contacto discordante con el basamento. Seguidamente el grupo Temblador de edad Cretácica conformado por las formaciones Tigre y Canoa en contacto discordante en la base con la Formación Carrizal y en el tope con la Formación Merecure del Oligoceno, la cual se encuentra en contacto transicional con la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros; Morichal, Yabo, Jobo Y Pilón. Posteriormente pasa de forma transicional a la Formación Freites de edad Mioceno Superior y por último las Formaciones Piedra y Mesa pertenecientes a la edad Plioceno. Actualmente se sigue depositando sedimentos los cuales se representan como aluviones en la columna estratigráfica mostrada en la figura 6.

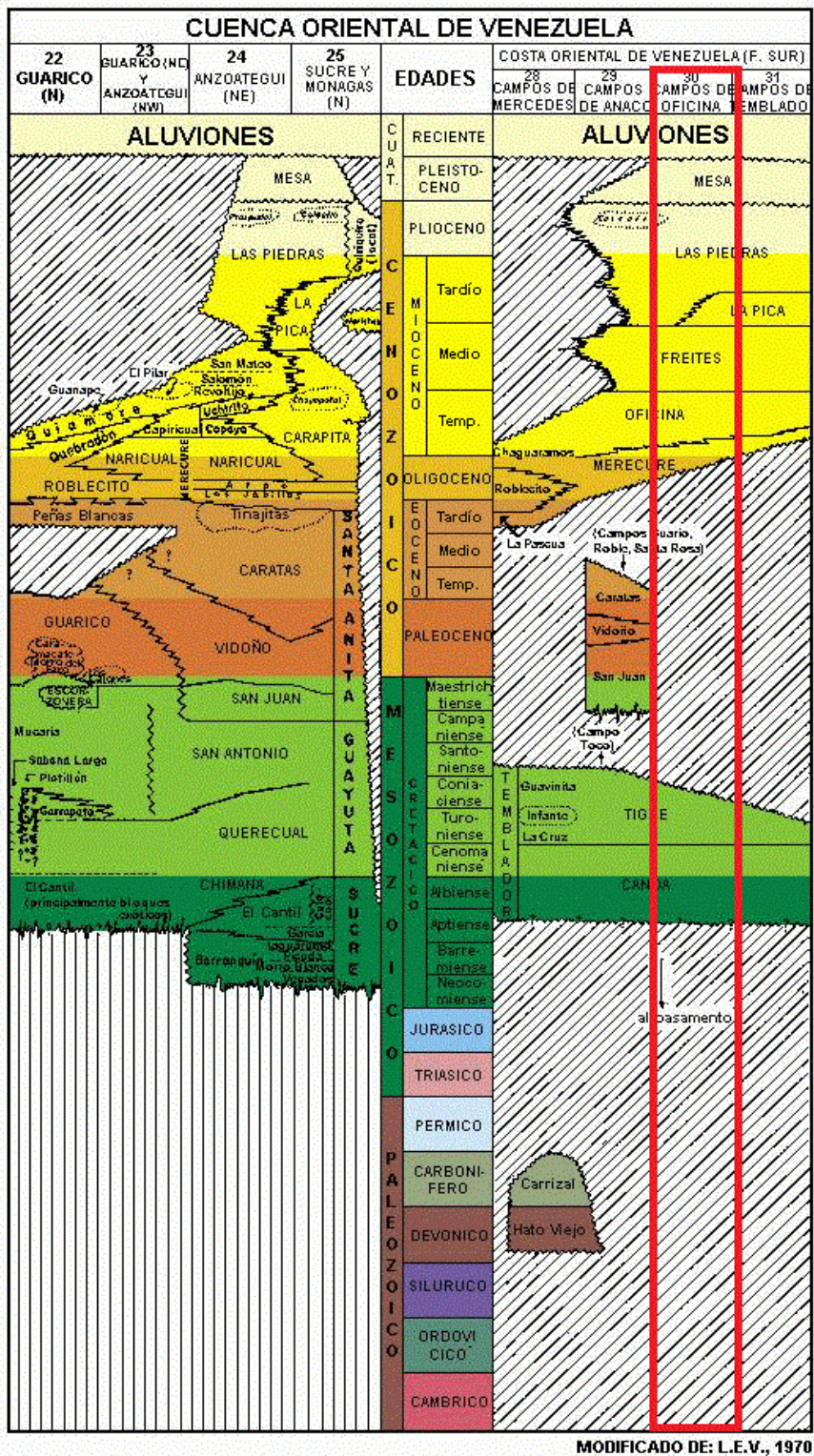


Figura 6. Columna de cuadro de correlación estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado y modificado de LEV, 1997).

2.4 Estratigrafía local

En la Faja Petrolífera del Orinoco se han encontrado arenas saturadas de hidrocarburos que fueron depositadas en los deltas de los caudalosos ríos que drenaban el escudo guayanés hace treinta millones de años. En la zona de estudio que está representada por el campo Carabobo, la sección productora es el Miembro Morichal perteneciente a la Formación Oficina la cual se encuentra presentes trampas estratigráficas y fallas que impiden la migración del hidrocarburo. Seguidamente, se describe las principales formaciones geológicas pertenecientes a dicho campo en donde se realizó el presente trabajo de investigación.

2.4.1 Basamento (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico)

El basamento en el área está compuesto por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos, de origen ígneo-metamórfico y forma parte del Complejo de Imataca de edad Precámbrica. Se caracteriza por presentar un relieve accidentado y fallado, lo que ocasiona desajustes en la compactación de los sedimentos reflejándose como altos y bajos estructurales en los diferentes mapas (Fiorillo, 1983).

Cercano al área de estudio, se encuentra la zona de Uverito en donde se ha comprobado un alto en el basamento que ocasiona una diferencia de sedimentación al este y oeste del mismo. La cual las arenas de la Formación Oficina desaparecen prácticamente al este de la zona de Uverito localizado en el noreste del Bloque Carabobo.

2.4.2 Formación Oficina (Mioceno Temprano – Medio)

La formación Oficina abarca el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas. Hedberg (1947) la describe como una alternancia de lutitas grises, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes en menor proporción, pero importantes son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcillitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas sideríticoglaucóníticas y calizas delgadas con estructuras como en cono.

El espesor de la Formación Oficina varía de 2000 a 4000' (Hedberg, 1947) y de acuerdo a González de Juana *et al.* (1980), aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje de la siguiente manera: 220 a 275 m de espesor en el área de Temblador, 600 m a más de 1400 m en el área mayor de Oficina, más de 2000 m en Anaco y unos 1000 m en Anzoátegui nororiental. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. (Hedberg, 1947).

González de Juana (1980) y Méndez (1985), consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Ésta Formación ha sido dividida en cuatro miembros informales: Miembro Morichal, Miembro Yabo, Miembro Jobo y Miembro Pílon siendo denominados del más viejo al más joven respectivamente.

La Formación Oficina tiene mucha importancia a nivel de producción ya que sus arenas constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la cuenca oriental del Orinoco. Las lutitas de esta formación son consideradas por varios autores, como posible roca generadora de hidrocarburos.

2.4.2.1 Miembro Morichal (Mioceno Medio)

Representa la parte inferior de la Formación Oficina y está caracterizado por areniscas masivas, de carácter progradante y la intercalación de lutitas y areniscas de carácter transgresivo, las arenas son, mayoritariamente masivas donde se almacenan los mayores volúmenes de hidrocarburos del área, cuarzosas de color marrón, con escogimiento de regular a malo lo que sugiere un ambiente fluvio-deltaico.

La zona más prospectiva del Miembro Morichal está localizada en el sector centro-este donde presenta un espesor promedio de 225 pies de ANP. En este miembro se ha detectado un contacto petróleo/agua en la primera línea de pozos perforados al norte, en los límites con los campos Morichal y Jobo (Santos, 1987).

El miembro Morichal se encuentra dividida por las unidades del Morichal Inferior representada por arenas transgresivas en contacto discordante con el basamento, el Morichal Medio caracterizado por arenas de canales dominado por mareas y el Morichal Superior representados por arenas fluvio deltaicas transgresivas.

2.4.2.2 Miembro Yabo (Mioceno Medio)

Este Miembro separa los miembros Morichal y Jobo y representa una secuencia de lutitas transgresivas gris verdosas con intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas.

El Miembro informal Yabo comienza aparecer en los campos del Norte, específicamente en el área de Cerro Negro donde posee una buena correlación hasta la parte central y hacia el sur va perdiendo su carácter lutítico y comienzan a ser lentes de arenas, que en algunos casos contienen petróleo pero debido a su poco espesor (5 pies) no se consideran óptimos para la producción de hidrocarburos. El miembro informal Yabo, no se puede identificar hacia el Sur, y al Este desaparece al acuñarse contra el Alto de Uverito (Fiorillo, 1983).

2.4.2.3 Miembro Jobo (Mioceno Medio)

Son arenas con espesor promedio de 75 pies, que poseen un mayor desarrollo al Noreste siendo menos espesas al Oeste. Se conocía anteriormente como Grupo I en los campos del Norte, donde es buen productor de petróleo de 14° API (Fiorillo, 1983).

Este miembro al igual que el miembro informal Morichal se acuña contra el basamento al Sur y hacia el Este contra el Alto de Uverito (Fiorillo, 1983).

2.4.2.4 Miembro Pilón (Mioceno Medio)

El Miembro informal Pilón se encuentra en la parte superior de la Formación Oficina y está representada por lutitas transgresivas en los campos del Norte pero al Sur

pierden su identidad al desarrollarse facies arenáceas que contienen petróleo y llegan a confundirse con las arenas basales de la Formación Freites. Lo mismo sucede hacia el Oeste del área donde se profundiza la cuenca y se desarrollan gruesos paquetes de arena de hasta 190 pies de espesor que contienen agua (Fiorillo, 1983).

Los mayores espesores de ANP se encuentran hacia el Este del área donde alcanza un espesor máximo de 104 pies. Las pruebas realizadas en el Miembro Pilón han confirmado la existencia de petróleo y un alto contenido de agua. (Fiorillo, 1983).

2.4.3 Formación Freites (Mioceno Tardío)

Se presenta en el subsuelo del estado Anzoátegui, específicamente en el flanco sur de la cuenca. Su espesor varía de 825 a 3000 pies y está representada por una gruesa sección de lutitas al norte, que en Carabobo va siendo reemplazada por cuerpos de arenas que aumentan al sur, en esta área, la formación reduce su espesor desde 550 m en el norte a 73 m en el sur.

La formación se vuelve más arenosa en cuanto más se adelgaza en el área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Las variaciones verticales en el contenido de arcilla, lutita, limo y siderita permiten una excelente correlación, sobre la mayor parte del flanco sur de la cuenca, por variaciones en la curva de resistividad amplificada de los perfiles eléctricos (Fiorillo, 1983).

Las lutitas y arcillas de la unidad constituyen el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina en el área Mayor de Oficina, y contienen, en la parte inferior, arenas productoras de hidrocarburos en algunos campos de la parte media y sur de esa área. Representa el máximo de la segunda transgresión mayor del Mioceno. En el área Carabobo, según la fauna de moluscos el ambiente es de tipo transgresivo marino costero (Fiorillo, 1983).

2.4.4 Formación las Piedras y Mesa (Plioceno-Pleistoceno)

Se ha tomado estas formaciones como una unidad debido a la dificultad que presenta su diferenciación en el área de Carabobo. La litología es homogénea y consiste principalmente de grandes “paquetes” de arena de grano grueso y gravas con aumento ferruginoso, en menos cantidades carbonosas y lutíticas; estas formaciones contienen grandes cantidades de agua dulce para el uso doméstico, para la perforación de pozos, producción de vapor, desalinización de crudo, etc. (Fiorillo, 1983).

2.5 Geología estructural regional

Dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco se ha reconocido dos provincias tectónicas:

- a) La Provincia Autóctona: Se extiende desde el eje de la cuenca hasta el río Orinoco. Es extensional y caracterizada por fallas normales de tendencia N60°-70°E y fallas transcurrentes que son más jóvenes en la parte sur que en el norte. Las fallas de rumbo tienden N70°W y también están presentes en la parte norte de la provincia, afectando los depósitos Cretácicos y Paleógenos. Las fallas de colapso gravitacional inclinadas hacia el norte afectan las rocas sedimentarias Mioceno-Plioceno. (Parnaud et al., 1995).

- b) La Provincia Alóctona: Se extiende desde la falla el Pilar (la mayor falla de tendencia este-oeste, dextral, que representa la superficie límite entre las placas sudamericana y Caribe) hasta el eje de la cuenca. Está caracterizada por fallas transcurrentes dextrales con dirección N 50°-60° W (fallas Urica, San Francisco y Los Bajos) que divide la Serranía del Interior en áreas de evolución estructural diacrónicas. También presenta pliegues cilíndricos en el área de El Furrial siendo principalmente anticlinales y estructuras de forma de cola de pescado a lo largo del alto estructural de Pirital.



Figura 7. Rasgos estructurales de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado de Chramcow, 2008).

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 donde toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad. 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).

En las figuras 8 y 9 se observan dos cortes estructurales en el área Carabobo, donde se define que la estructura se levanta hacia el sur.

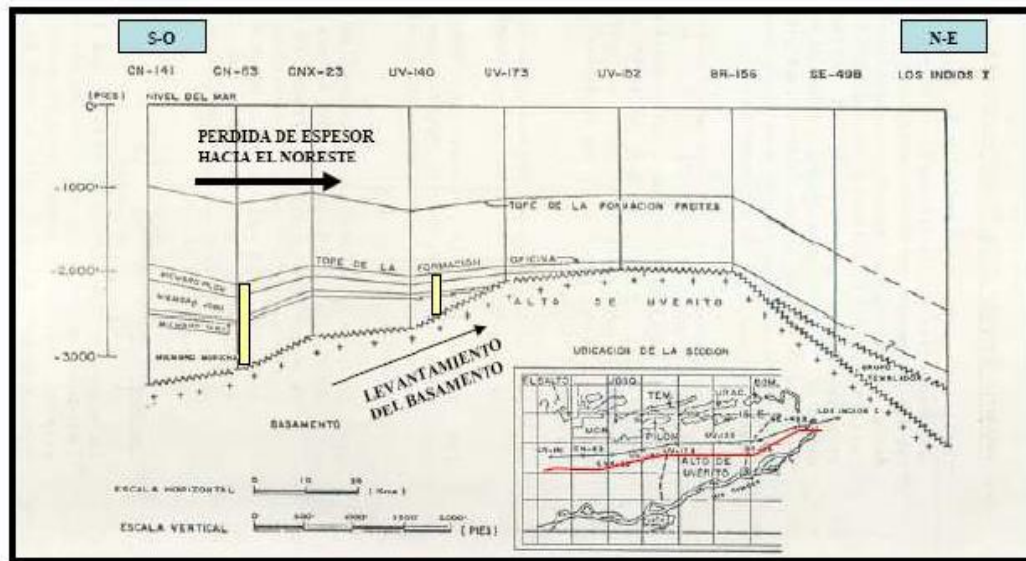


Figura 8. Corte estructural del bloque Carabobo (A) (Tomado de Crespo, 2008).

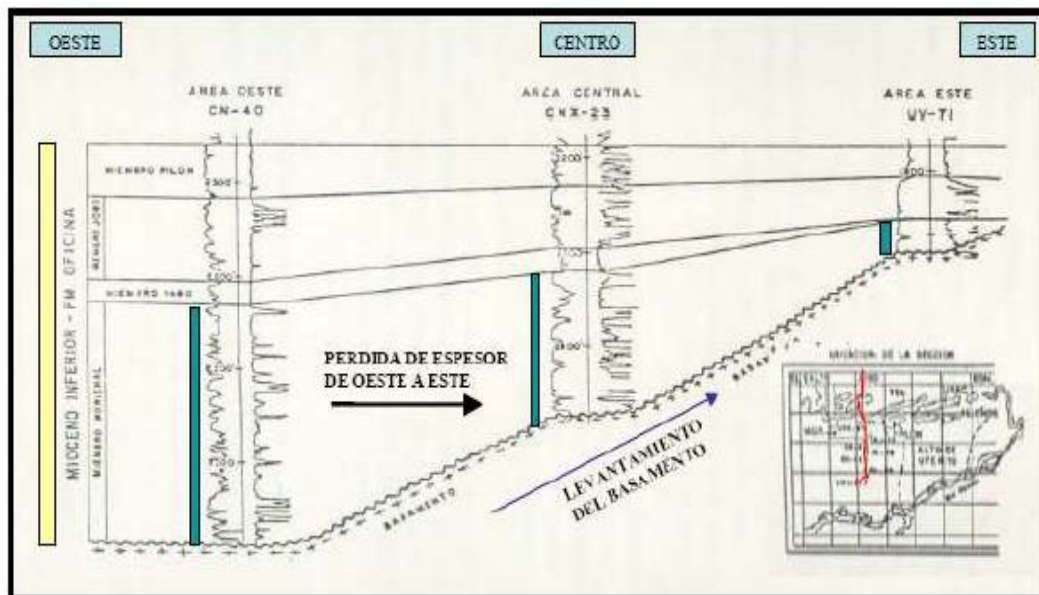


Figura 9. Corte estructural del bloque Carabobo (B) (Tomado de Crespo, 2008).

2.6 Ambientes sedimentarios de la Formación Oficina.

Un ambiente sedimentario es un punto geográfico donde se acumula sedimentos, caracterizado por la combinación de procesos geológicos y condiciones ambientales. Para la Formación Oficina, González de Juana et al. (1980) y Méndez (1985) consideran que ésta se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos mientras que la secuencia depositacional para el miembro informal Morichal se caracteriza por un ambiente depositacional deltaico con dominio fluvial.

En la Faja Petrolífera del Orinoco se ha identificado tres ciclos de sedimentación transgresivos-regresivos, el cual la Formación Oficina en el área de Carabobo fue sedimentada durante el segundo de los tres ciclos.

El sentido de sedimentación se supone orientado desde la principal fuente de aporte sedimentario que sería el Cratón de Guayana hacia el sur, específicamente de sureste a noroeste. Para este estudio y por las observaciones realizadas mediante las correlaciones estratigráficas y con la ayuda de las diagrfias de los registros de los pozos, se considerara una dirección preferencial de los cuerpos que van en sentido SE-NO (Crespo, 2008).

2.6.1 Ambiente deltaico

De acuerdo con Walker y James (1992) un delta es una protuberancia discreta en la orilla formada en el punto donde un río entra a un océano o en cualquier gran cuerpo de agua. Este tipo de ambiente de transición que se origina en la zona límite continente-mar, se forma cuando el aporte de sedimento fluvial a la costa excede la energía erosiva de las olas y mareas, rellenando el espacio disponible en la plataforma y la línea de costa progradada.

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 (Crespo, 2008).

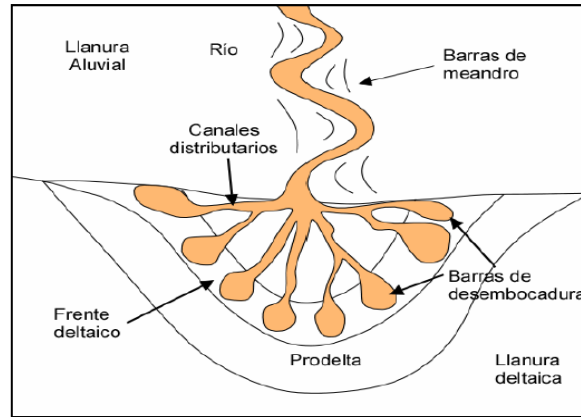


Figura 10. Principales componentes morfológicos comunes en un delta (Tomado de Jaillard, 1993).

En un sistema deltaico moderno, se distinguen tres tipos principales de deltas:

- 1) **Deltas con dominio fluvial:** se caracteriza por un río principal que se divide en numerosos canales distributarios, los cuales transportan agua y sedimentos hasta el mar 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.
- 2) **Deltas con dominio de mareas:** el material aportado al mar por los canales distributarios es re TRABAJADO por las corrientes de marea, que es la energía dominante en la línea de costa 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, dando lugar a cuerpos arenosos alargados perpendicularmente a la línea de costa. Esto ocurre 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.

3) **Deltas con dominio de oleaje:** el sistema deltaico es dominado por olas y la mayoría de los materiales sedimentarios depositados en la boca de los canales distributarios es reabajado y redistribuidos a lo largo del frente deltaico por las corrientes costeras, dando lugar a cordones arenosos y playas paralelos a la línea de costa.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Modelo Estático de yacimiento

El modelo estático de yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, límites, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral de las arenas, petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca; que unidos permiten definir claramente el yacimiento a estudiar (Halliburton, s.f.).

El modelo estático a su vez posee una serie de modelos que conlleva a la caracterización completa del yacimiento, dichos modelos son:

3.1.1 Modelo estructural

Es la representación geométrica tridimensional de las estructuras geológicas del subsuelo que permite construir superficies y secciones estructurales que muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. Se logra con el estudio de la sísmica con la cual se puede interpretar el tope del yacimiento, los lentes que los conforman, además definir orientación y geometría de los elementos estructurales como fallas y pliegues, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar planos de fallas y mapas estructurales.

3.1.2 Modelo estratigráfico

Es la representación geométrica espacial que define la arquitectura interna del yacimiento. Para realizarlo, se correlacionan en sísmica los reflectores que delimitan a las principales unidades de flujo de yacimiento, en comparación a un pozo vertical y apoyándose en correlaciones entre registros y análisis de estratigrafía secuencial. Se construyen secciones de correlación estratigráficas, que permiten determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos.

3.2.3 Modelo petrofísico

Define las propiedades petrofísicas del yacimiento para caracterizar la calidad de las rocas de los reservorios y estudiar la relación que tiene ésta con los fluidos. Para ello utiliza la interpretación y evaluación de perfiles. Su objetivo identificar una zona prospectiva, cuantificando los parámetros necesarios para determinar la calidad de la roca como lo son: el contenido de arcilla, la porosidad efectiva, la permeabilidad y la saturación de fluidos.

3.2 Registros de pozos

Los registros de pozos son herramientas “in situ” utilizadas en la industria petrolera para obtener información de los parámetros petrofísicos y geológicos de las formaciones rocosas, permitiendo luego una interpretación del subsuelo y la caracterización de yacimientos.

La importancia de los registros de pozo es que dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas), permiten caracterizar la capa rocosa y localizar y evaluar los yacimientos de hidrocarburos.

3.3 Tipos de registros petrofísicos

3.2.1 Registros de diámetro

Son aquellos que proporcionan información acerca de las condiciones del hoyo y se dividen en 2:

3.2.1.1 Registro de calibración (Caliper = CALI)

Es una herramienta que sirve para medir el diámetro del hoyo construido durante la perforación de un pozo. El registro generado (diámetro vs profundidad) informa sobre el estado en el que se encuentra el hoyo, es decir si hay derrumbes o no y también en ella se puede diferenciar litologías competentes de las no competentes.

3.2.1.2 Registro de diámetro de mecha (Bit Size = BS)

Es una herramienta que indica el diámetro de la mecha que se utilizó durante la perforación.

Ambas herramientas vienen graficados en un mismo registro como se muestra en la figura 11 y su lectura se realiza de la siguiente manera:

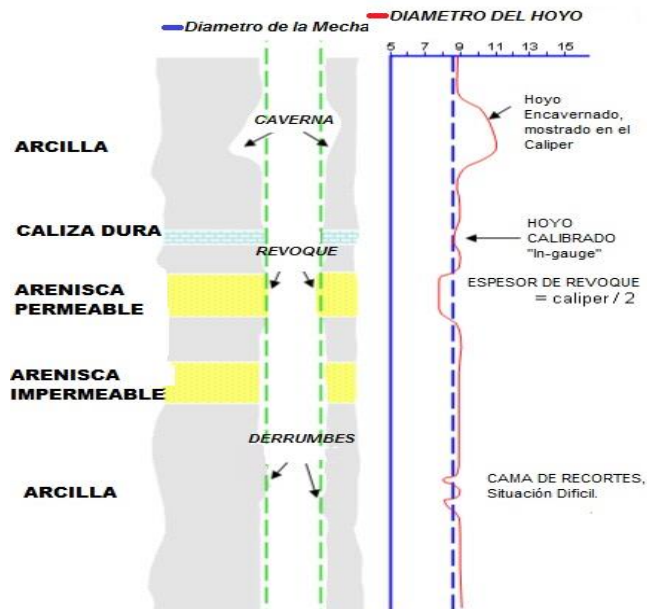


Figura 11. Registro Caliper vs Bit Size (Tomado de <http://perfob.blogspot.com>).

- Mientras mayor sea el diámetro del hoyo en comparación con el diámetro de mecha, menor es la competencia de la roca perforada (hoyo derrumbado).
- Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de mecha, indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado).
- Si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la mecha, puede indicar que se trata de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso.

3.2.2 Registros radioactivos

Son aquellos que proporcionan información acerca de las propiedades radiactivas de la roca.

3.2.2.1 Registro Gamma Ray (GR)

Herramienta que se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma de las formaciones. Su unidad es °API y oscila en un rango de 0 a 200 °API aproximadamente. Los elementos radiactivos en el momento de meteorización de las rocas tienden a ser absorbidos por sedimentos de grano fino en proporción mayor que los sedimentos de grano grueso por lo que mayor sea el contenido de arcilla en la formación mayor será la lectura en emisión de rayos gamma (Schlumberger, 1997).

Entre las principales aplicaciones para este registro, están:

- Correlaciones estratigráficas.
- Correlaciones entre el registro y el núcleo.
- Límites de capas y espesores de capa.
- Determinación del volumen de arcilla.
- Evaluación de arenas arcillosas.
- Estimación de la arena neta (NET PAY).
- Control de la profundidad.
- Permite distinguir zonas permeables e impermeables.

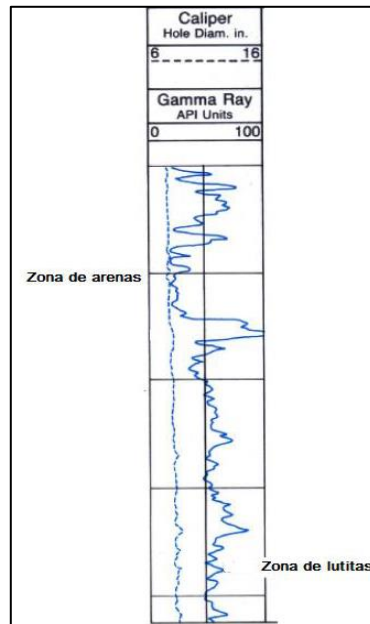


Figura 12. Registro Gamma Ray (Tomado de Schlumberger, 1983).

3.2.3 Registros eléctricos

Son aquellos que proporcionan información acerca de la propiedad eléctrica de la roca.

3.2.3.1 Registro de resistividad

Es un registro inducido que mide la resistividad de la formación y va a consistir en tres curvas: de investigación profunda, media y somera. Esto con el fin de determinar la resistividad de la zona virgen de la formación, ya que esta se encuentra asociada con la presencia de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de una formación solo debido al agua conductiva. Por lo tanto, las resistividades bajas se encuentran asociadas a presencia de acuíferos, mientras que las resistividades altas a la presencia de hidrocarburos. Su unidad es $\Omega.m$ y su principal utilidad es determinar la saturación de agua en la formación así como también determinar estimar contactos agua-petróleo, determinar la resistividad de la formación (R_w) y determinar la resistividad verdadera de la formación (R_t).

3.2.3.2 Registro potencial espontáneo

Es una herramienta no inducida que mide la diferencia de potencial natural que existe entre un electrodo en el pozo y un electrodo de referencia en la superficie. Este potencial es el resultado de una corriente continua que se genera por la diferencia de salinidad entre el lodo de perforación en la formación y el agua de formación, dicha corriente producida por el movimiento de los iones se denomina efecto electroquímico y no se necesita aplicar ningún voltaje externo. Su unidad es el milivoltio (mV) y es un indicador de permeabilidad.

Frente a las lutitas, la curva SP por lo general, define una línea más o menos recta en el registro, que se llama línea base de lutitas, mientras que, frente a formaciones permeables, la curva muestra excursiones con respecto a la línea base de lutitas; en las capas gruesas estas excursiones (deflexiones) tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante. Definiendo así una línea de arena. Dicha deflexión puede ser hacia la izquierda (negativa) o la derecha (positiva), dependiendo principalmente de la salinidad de la formación y del filtrado de lodo (Schlumberger, 1983).

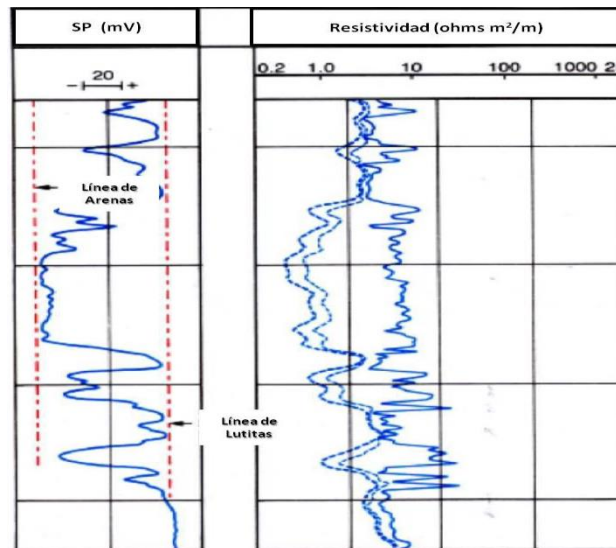


Figura 13. Registro de potencial espontáneo y de resistividad (Tomado de Schlumberger, 1983).

3.2.4 Registros de porosidad

Son aquellos que proporcionan información acerca de la porosidad del yacimiento y sirven para detectar los yacimientos de gas.

3.2.4.1 Registro densidad (FDC)

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, las cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. Los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones son captados por el receptor la cual determina la densidad de los electrones de la formación. Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. La herramienta se llama FDC. Su unidad es gr/cc con un rango de valores que va desde 1,95 a 2,95 gr/cc.

3.2.4.2 Registro neutrón (CNL)

Se basa en la medición de concentraciones de hidrogeno. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. También posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones, la pérdida de energía del neutrón, dependerá de la concentración de hidrógeno en la formación. La cantidad de hidrógeno presente, es proporcional a la porosidad del medio. La herramienta se llama CNL. La unidad de medida es en porcentaje (%), con un rango que va desde 0,15 a 0,45 %.

3.2.4.3 Registro sísmico (BHC)

Se basa en medir la velocidad de propagación de una señal emitida en la formación. Al poco tiempo que el receptor genera el pulso, el receptor detecta los tiempo de llegada de los frentes de ondas (primero la onda compresional, seguidamente de la de cizalla). La herramienta se llama BHC. Mide la lentitud, por lo tanto la unidad de medida es $\mu\text{seg/m}$. El objetivo principal del registro sísmico es la determinación de la porosidad de las rocas a partir del

tiempo de transito de las ondas y va a depender de la litología. Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad y por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca.

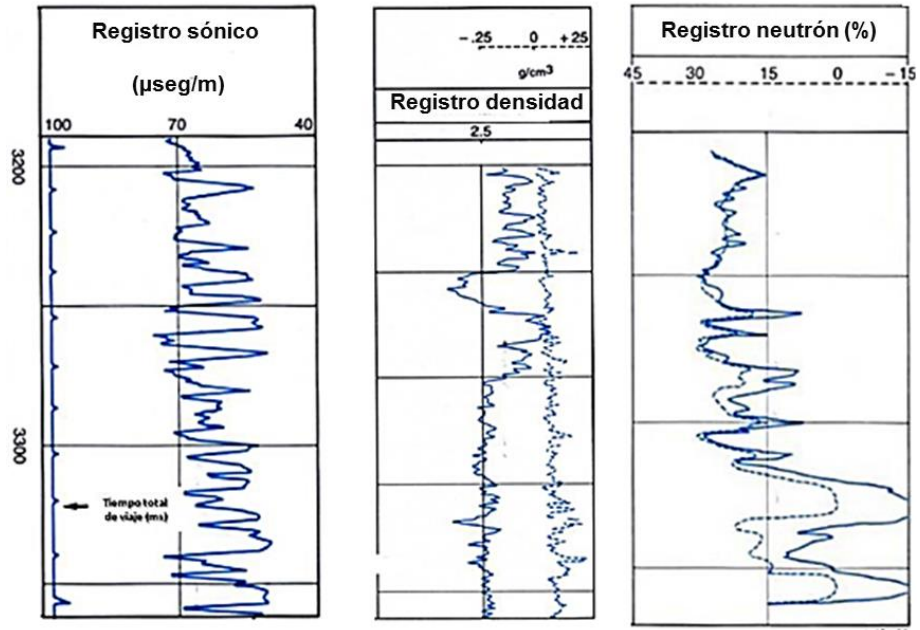


Figura 14. Registro sónico, densidad y neutrón (Tomado de Schlumberger, 1983).

3.4 Correlación estratigráfica y estructural

Vera (1994) define correlación como: “una correspondencia o relación recíproca entre dos o más cosas” es decir, establecer un vínculo entre dos o más cosas. Por lo que es un procedimiento que permite realizar una correspondencia de puntos separados geográficamente de una unidad geológica. Realizar una correlación es importante ya que con base a secciones geológicas, pozos y secciones sísmicas se logra conocer la continuidad o discontinuidad lateral de las formaciones geológicas dentro de un área con la finalidad de tener una visión completa del pasado geológico de una región.

Las correlaciones estratigráficas sirven para comparar capas o estratos que se formaron en un mismo intervalo de tiempo mientras que las correlaciones estructurales permiten detectar presencia o ausencia de fallas u otros eventos geológicos.

En el presente trabajo se realizó la correlación a partir de registros de pozos específicamente con los registros de rayos gamma, esto consiste en observar las respuestas características de los registros a los indicadores litológicos por medio de capas marcadoras con el fin de identificar como parámetro, el movimiento relativo de la línea de costa con respecto al mar que es utilizado para describir los patrones de sedimentación que serán descritos a continuación:

Transgresión: es la migración de la línea de costa hacia el continente. El aporte sedimentario será menor que el levantamiento relativo del nivel del mar. El patrón sedimentario en este evento se llama retrogradación.

Regresión: es la migración de la línea costera hacia mar afuera, donde el mar se retira del continente. Por lo tanto el aporte sedimentario será mayor que el levantamiento relativo del nivel del mar. El patrón sedimentario en este evento se llama progradación.

Acomodación: es el crecimiento gradual vertical o solapamiento de un cuerpo sedimentario por la superposición de los estratos donde aumenta el espesor en el mismo sitio y la línea costera no se mueve. El aporte sedimentario es igual al levantamiento relativo del nivel del mar. El patrón sedimentario se llama agradación.

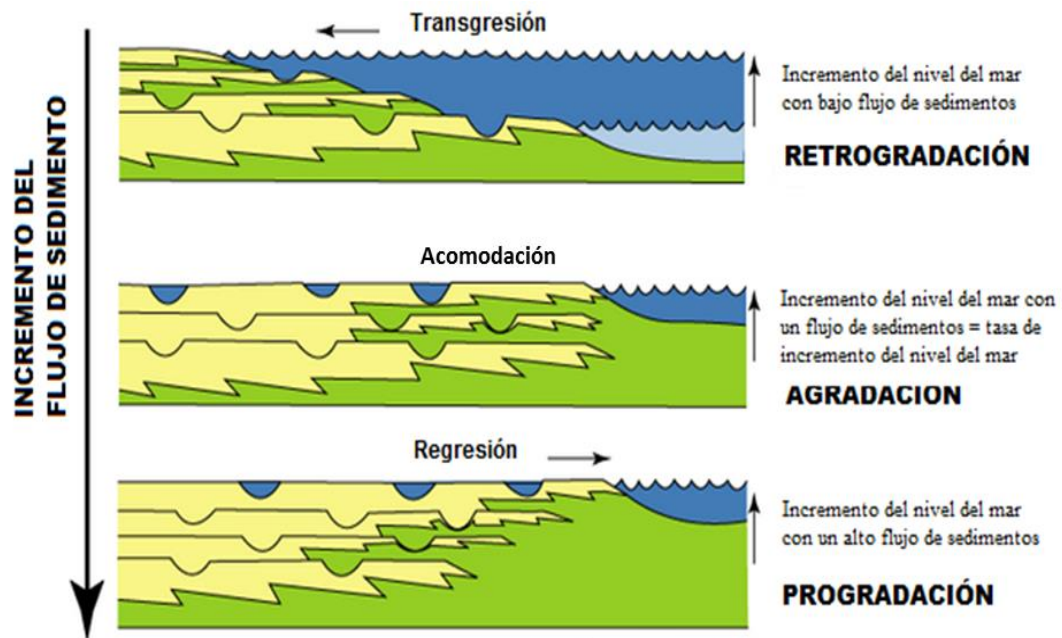


Figura 15. Patrones sedimentarios (Tomado y modificado de SEPM Stratigraphy Web).

3.5 Sistemas sedimentarios

Una secuencia es una sucesión depositada entre dos superficies discordantes y ésta puede dividirse en sistemas sedimentarios (system tracts) que conforman patrones de estratos que se definen por su posición dentro de la secuencia. Las secuencias están clasificadas en dos tipos de acuerdo a como haya sido la caída del nivel del mar.

3.5.1 Secuencia depositacional tipo 1

Está conformada de base a tope por tres sistemas sedimentarios:

- Sistema de nivel bajo o "Lowstand system tract" (LST).
- Sistema transgresivo o "Transgressive system tract" (TST).
- Sistema de nivel alto o "Highstand system tract" (HST).

Hay una caída del nivel relativo del mar que es tan brusca (regresión forzada; cae el nivel relativo del mar) que la plataforma queda totalmente expuesta porque ocurre una erosión fluvial donde los ríos inciden en el estrato, originando los valles incisos y

abanicos submarinos (fase temprana de un lowstand). Luego, cuando el nivel relativo del mar se mantiene estable y lentamente es elevado (fase tardía de un lowstand) la línea costera es sometida a una regresión normal mientras que el río agrada dentro de sus valles incisos. El límite inferior del Lowstand System Tract es una discordancia, mientras que su límite superior está formado por una superficie transgresiva.

Seguidamente ocurre el Transgressive System Tract donde la elevación relativa del nivel del mar supera la tasa de aporte sedimentario, cuyo límite superior corresponde a la Superficie de Máxima Inundación.

Finalmente, el nivel relativo del mar experimenta una lenta desaceleración y comienza a avanzar hacia la cuenca la línea de costa (regresión normal), es depositado el cortejo de nivel alto o Highstand System Tract, con un diseño progradante; cuyo límite superior es una discordancia erosiva o su respectiva conformidad (cuando baja bruscamente el nivel del mar; y comienza la depositación del LST).

3.5.2 Secuencia depositacional tipo 2

De igual manera que las secuencias tipo 1, están constituidas por 3 sistemas encadenados:

- a) Sistema de margen de plataforma o “Shelf Margin system tract” (SMW).
- b) Sistema transgresivo o “Transgressive system tract” (TST).
- c) Sistema de nivel alto o “Highstand system tract” (HST).

Este tipo de secuencia se desarrolla cuando la caída del nivel del mar es muy lenta o nula. Esto resulta en una migración gradual de las facies litorales hacia el borde de la llanura costera sin exposición y erosión de la plataforma generando el cortejo de margen de plataforma o Shelf Margin system tract (SMW). Seguidamente ocurre lo mismo que en las secuencias de tipo 1, se depositan el TST y el HST a través del mismo proceso.

A continuación se muestra en la figura 16 los sistemas encadenados y su relación con los cambios relativos del nivel del mar y la subsidencia.

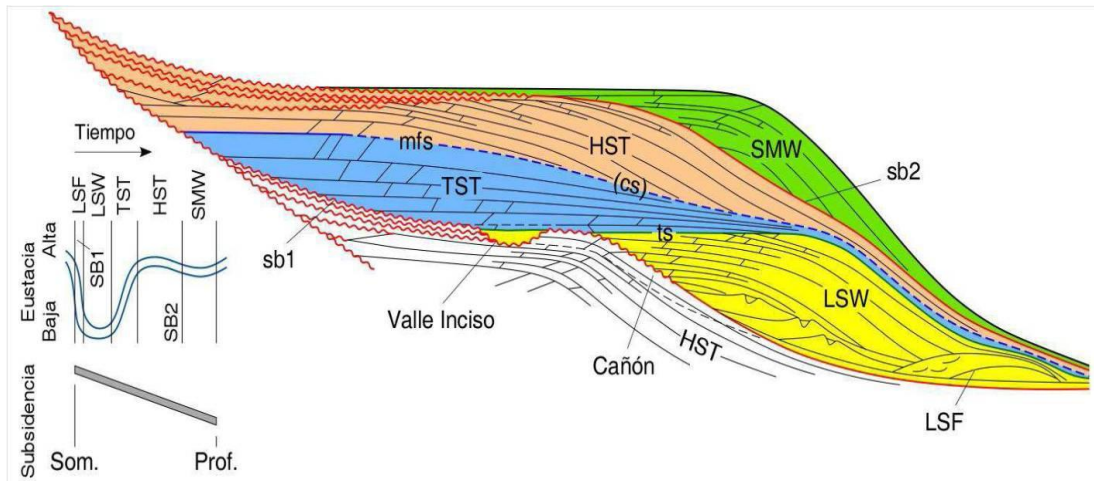


Figura 16. Secuencia depositacional. sb1: secuencia tipo 1, sb2: secuencia tipo 2, LSF: *lowstand temprano*, LSW: *lowstand tardío*, ts: *superficie transgresiva*, TST: *transgressive system tract*, mfs: *superficie de máxima inundación*, HST: *highstand system tract*; SMW: *Shelf Margin System Tract*. Tomado de (Pinto, 2011).

3.6 Interpretación Sísmica

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:

3.6.1 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 ya 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, 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. Para construirlo se utiliza la ecuación del coeficiente de reflexión (CR) que se define para una onda viajando a dos medios por la siguiente ecuación:

$$R = (\rho_2 * v_2 - \rho_1 * v_1) / (\rho_2 * v_2 + \rho_1 * v_1) \text{ (Ecuación 1)}$$

La amplitud de la onda es una función de la densidad y la velocidad de las formaciones geológicas inmediatamente por encima y por debajo de la interface, esta función se denomina impedancia acústica (Schlumberger, 1980) y se obtiene a partir del producto de registros de densidad y sónico, corregidos previamente por los tiros de verificación sísmica (check-shots). Por lo que al calcular R para cada interfase y asignarlo a su respectivo tiempo de viaje se obtendrá la serie de reflectividad.

Seguidamente se realiza el modelo convolucional de la traza sísmica que de acuerdo con Liner (2004) es la relación fundamental entre la ondícula (pulso sísmico) que generalmente se escoge una ondícula de teórica de fase cero (Ricker) o una ondícula extraída de la sísmica, la serie de reflectividad y la traza sísmica que se define por la siguiente ecuación:

$$P(t) = w(t) * r(t) + n(t) \text{ (Ecuación 2)}$$

Donde p(t) representa la traza sísmica, w(t) es la ondícula, r(t) es la serie de reflectividad y el asterisco (*) representa la operación de convolución.

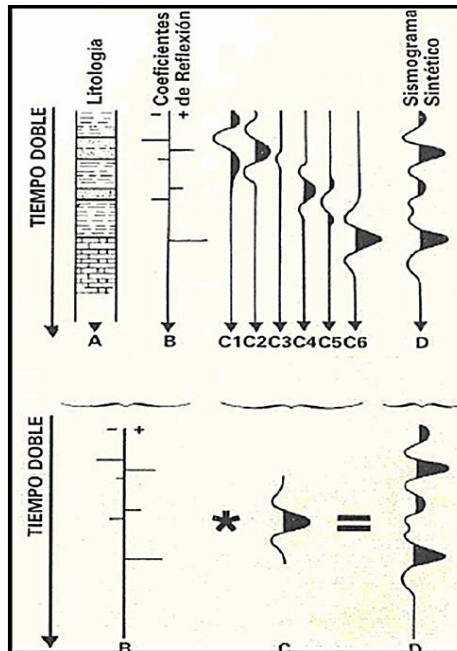


Figura 17. Modelo convolucional de la traza sísmica (Tomado de Sheriff et al., 1990).

El resultado obtenido será una traza sísmica sintética en la dirección del pozo como se puede observar en la figura 17.

3.6.2 Interpretación estructural de las secciones en tiempo

En la interpretación estructural 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 ya que éstas pueden actuar como trampas de hidrocarburo y 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.

3.6.3 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.

3.7 Patrones de reflexión sísmica

Los patrones de reflexión (ver figura 18) son sucesiones de reflexiones que pueden ser divididos en dos grupos, los que se observan por encima de una discontinuidad como el onlap y downlap, y aquellas que se localizan por debajo de la discontinuidad como lo es la truncación erosional y el toplap (Liner, 2004).

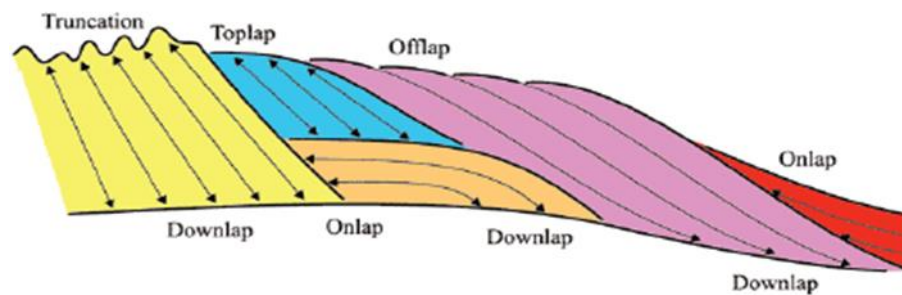


Figura 18. Patrones de reflexión sísmicas (Tomado de Mitchum, 1977).

Según Mitchum (1977) los parámetros sísmicos de reflexión pueden asociarse a un significado geológico que es usado para la interpretación de secuencias sísmicas:

Tabla 2. Significado geológico de las terminaciones sísmicas según Mitchum (1977).

| Terminación | Significado geológico |
|----------------------|---|
| Onlap | <ul style="list-style-type: none"> • Agradación • Transgresión |
| Downlap | <ul style="list-style-type: none"> • Progradación |
| Truncación erosional | <ul style="list-style-type: none"> • Hiatus sedimentario • Progradaciones deltaicas |
| Toplap | <ul style="list-style-type: none"> • Tectonismo |

3.8 Mapa estructural

Es la representación de la geometría y profundidad del tope de una capa o estrato mediante curvas estructurales que unen 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 (ver figura 19).

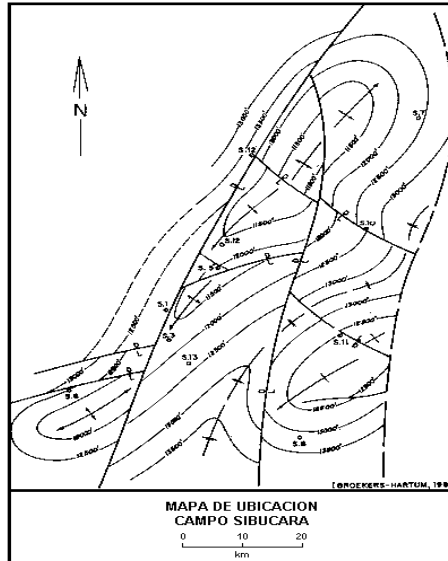


Figura 19. Mapa estructural. Tomado de <http://www.pdv.com/lexico/camposp/cp017.htm>.

3.9 Mapas de isopropiedades

Representan mediante curvas de una misma propiedad la visualización de la distribución de una propiedad de la roca en un yacimiento. Tiene como principal aplicación conocer el paso del fluido en la roca y determinar en qué zonas se tiene la mejor característica de acuerdo a la propiedad representada para plantear un posible lugar de perforación.

3.9.1 Tipos de mapas de isopropiedades

Estos mapas permiten tener una mejor visualización de las propiedades petrofísicas de las rocas y del almacenamiento de los fluidos en todo el yacimiento, y son las siguientes:

- a) **Mapa de porosidad efectiva (Φ_e):** esta propiedad indica el espacio disponible que hay entre los poros que se comunican entre sí para darle paso a los fluidos. Se realiza utilizando isolíneas que unen puntos de igual valor de porosidad efectiva en porcentaje o fracción.
- b) **Mapa de arcillosidad (V_{sh}):** indica la distribución de las arcillas en el yacimiento. Se elabora con isolíneas que unen puntos de igual volumen de arcillas en porcentaje o fracción.
- c) **Mapa de 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. La interpretación de este mapa informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en la zona (ver figura 20).

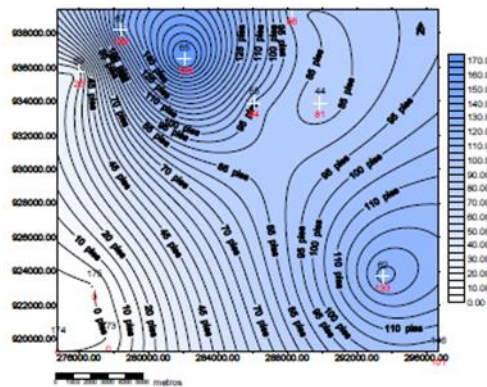


Figura 20. Mapa de arena neta para Oficina Superior. (Tomado de Marín, 2003)

- d) **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. 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 (ver figura 21).

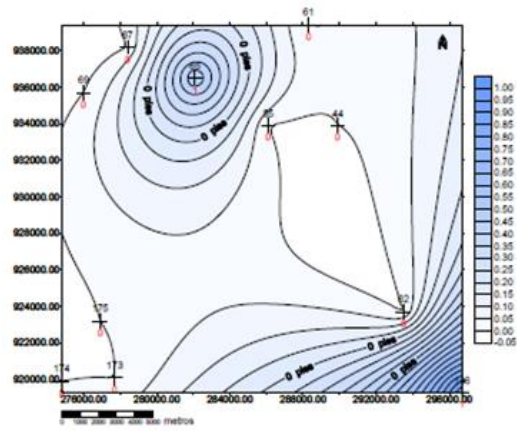


Figura 21. Mapa de arena neta petrolífera para Oficina Superior (Tomado de Marín, 2003)

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

La caracterización de yacimiento es una descripción de las propiedades del sistema, roca-fluido en las que se integran los conocimientos diferentes disciplinas como la geología, la geofísica y la petrolera para que junto a la interpretación apropiada de los datos y las características del yacimiento, se puedan enlazar para generar un modelo del subsuelo.

El flujo de trabajo realizado para la presente investigación se basó en tres etapas fundamentales. Una primera etapa que consistió en la revisión bibliográfica, recolección y validación de datos. Una segunda etapa que abarcó la calibración núcleo-perfil y se realizó correlaciones estructurales y estratigráficas seguidamente de la interpretación sísmica. Y finalmente una tercera etapa que involucró la generación del modelo estructural y estratigráfico junto a la elaboración de mapas de isopropiedades.

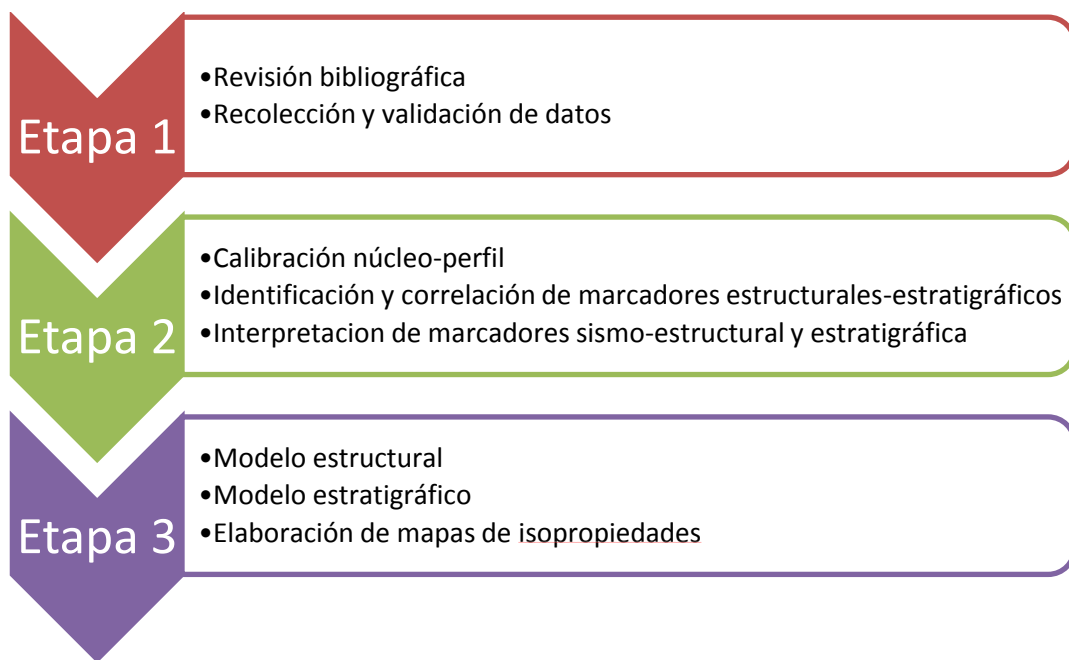


Figura 22. Flujo de trabajo empleado.

4.1 Revisión bibliográfica

Esta fase inicial en el desarrollo del trabajo consistió en la recolección y revisión de fuentes de información que estuvieran relacionados con la zona de estudio incluyendo trabajos en áreas vecinas ya que el área en el que se desarrolló el presente trabajo no se ha realizado estudios previos. Como el área de trabajo se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente en el centro-este del bloque Carabobo se procedió a buscar información sobre la geología de esta zona. Todo esto con la finalidad de correlacionar toda la información bibliográfica, para darle coherencia a los datos utilizados en el trabajo.

4.2 Recolección y validación de datos

Se procedió a una revisión de los datos proporcionados, éstos incluían 17 pozos pertenecientes a la zona de estudio, un pozo núcleo proveniente de Crespo (2008) y sísmica 2D perteneciente al área de Carabobo. Seguidamente se verificó la información contenida en los pozos, como: tipos de registros, su ubicación, profundidades iniciales y finales.

Tabla 3. Inventario de registro de pozos.

| Registros | CAL | GR | LLD | LLS | NPHI | RHOB | SP | DT |
|-----------|-----|----|-----|-----|------|------|----|----|
| P1 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| P2 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| P3 | | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | |
| P4 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | |
| P5 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| P6 | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| P7 | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| P8 | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| P9 | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| P10 | ✓ | ✓ | | | ✓ | | ✓ | |
| P12 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | |
| P13 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| P14 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| P15 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| P16 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| P17 | | ✓ | | | | | ✓ | |
| P18 | ✓ | ✓ | | | ✓ | | ✓ | ✓ |

Se delimitó el área a trabajar de acuerdo a los pozos obtenidos como se observa en la figura 23 cubriendo una superficie de 434 Km² y se tuvo que depurar o seleccionar aquellas líneas sísmicas que estuvieran dentro de ella, contando así con 26 líneas sísmicas con un muestreo de 4 μs.

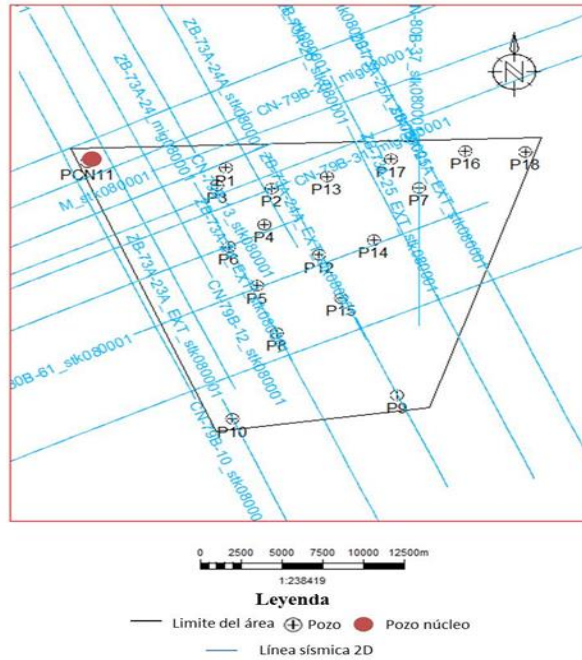


Figura 23. Ubicación de pozos y líneas sísmicas 2D.

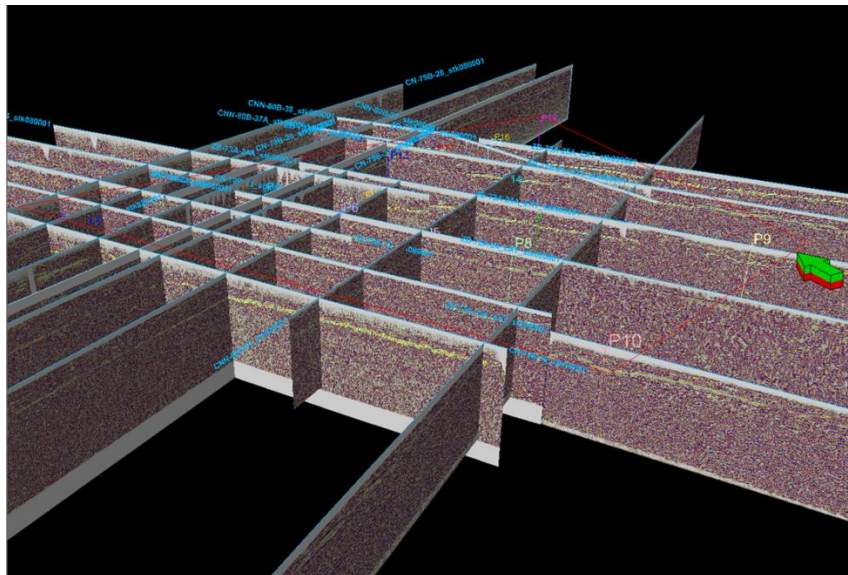


Figura 24. Distribución de pozos vs líneas sísmicas 2D en una ventana 3D.

4.3 Calibración núcleo-perfil

Crespo (2008) en su trabajo especial de grado realizó una descripción sedimentológica del núcleo de pozo PCN-11 cuya ubicación se encontraba cercana a la zona de trabajo. El núcleo PCN-11, fue tomado entre las profundidades de 1800 y 2750 pies, el cual presenta un espesor 950 pies. Esta descripción permitió la identificación de superficies estratigráficas y ambientes de depositación y junto a esto se realizó la calibración del núcleo, reconociendo comportamientos y características de las diferentes litologías en el núcleo de acuerdo a las respuestas observadas en los registros de resistividad y rayos gamma como se puede observar en la figura 25.

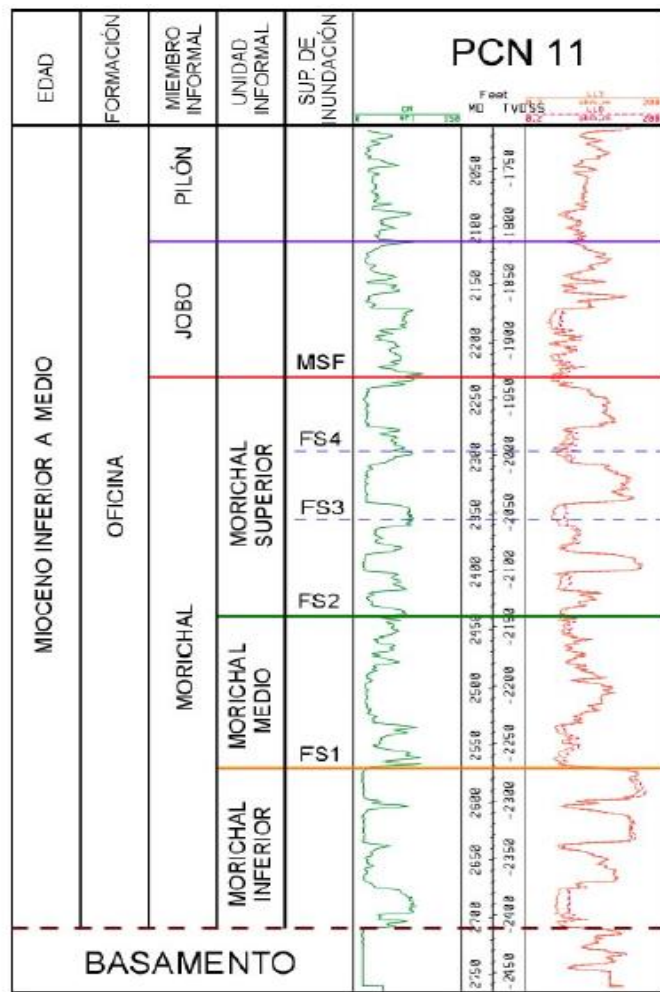


Figura 25. Sección estratigráfica del pozo núcleo PCN-11. (Tomado de Crespo, 2008)

4.4 Identificación y correlación de marcadores estratigráficos

Se procedió a definir e interpretar las unidades litoestratigráficas presentes en la zona (Freites, Morichal Superior, Morichal Medio y Morichal Inferior) en el registro de rayos gamma, amarrando los pozos cercanos al pozo PCN-11 que ya los tenía delimitados en profundidad para luego trasladar la información lateralmente en los demás pozos distribuidos dentro del área de estudio. Para ello se estableció un perfil O-E y un perfil NE-SO como se muestra en la figura 26, que abarcara la mayoría de los pozos en la zona con la finalidad de realizar una buena correlación estratigráfica y observar la extensión lateral y vertical de las diferentes unidades sedimentarias.

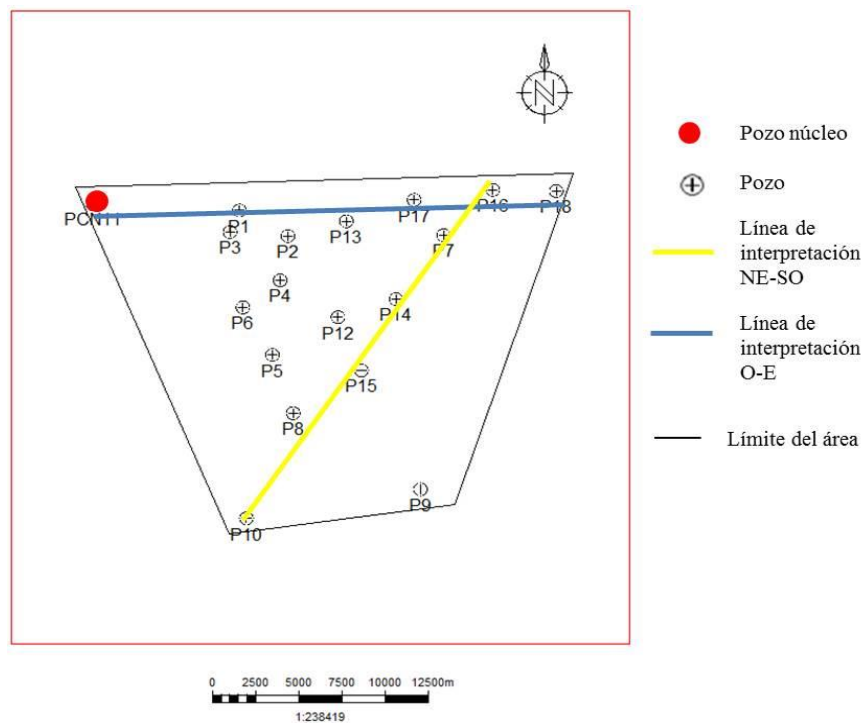


Figura 26. Ubicación de las líneas de interpretación estratigráfica.

Seguidamente, se identificó las superficies de máxima inundación (MSF) y las superficies de regresión máxima (MRS). Estas superficies se establecieron por medio del análisis de patrones de curvas progradantes y retrogradantes (máximos en arena y mínimos en lutitas) en los registros de rayos gamma de los pozos como se muestra en la figura 27.

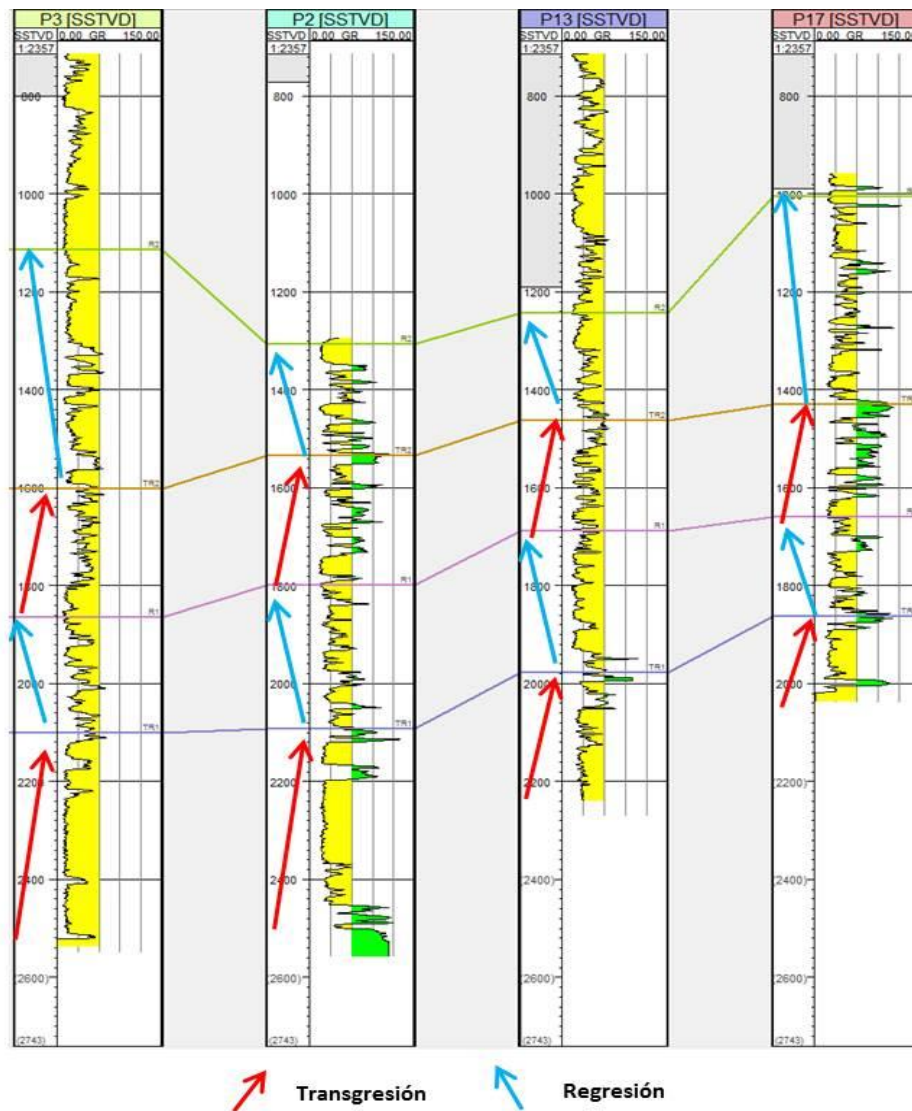


Figura 27. Interpretación de eventos transgresivos y regresivos en registros de rayos gamma.

4.5 Interpretación sismo-estructural de los marcadores estratigráficos

Se realizó la conversión de profundidad tiempo de los marcadores estratigráficos definidos en los pozos, con el objetivo de seguir la interpretación y seguimiento de dichos marcadores a lo largo de los reflectores sísmicos para obtener las orientaciones de las superficies definidas. Para ello se elaboró un sismograma sintético para obtener una traza sísmica que permitiera correlacionar los reflectores sísmicos en tiempo con la información geológica en profundidad.

Para generar el sismograma sintético, se utilizó una serie de reflectividad que se generó a partir de los 7 pozos que tenían registros de densidad (RHOB) y sónico (DT). Se seleccionó una ondícula teórica tipo Ricker, de fase cero y de 30 Hz de acuerdo a los resultados de la ventana de estudio como se muestra en la figura 28.

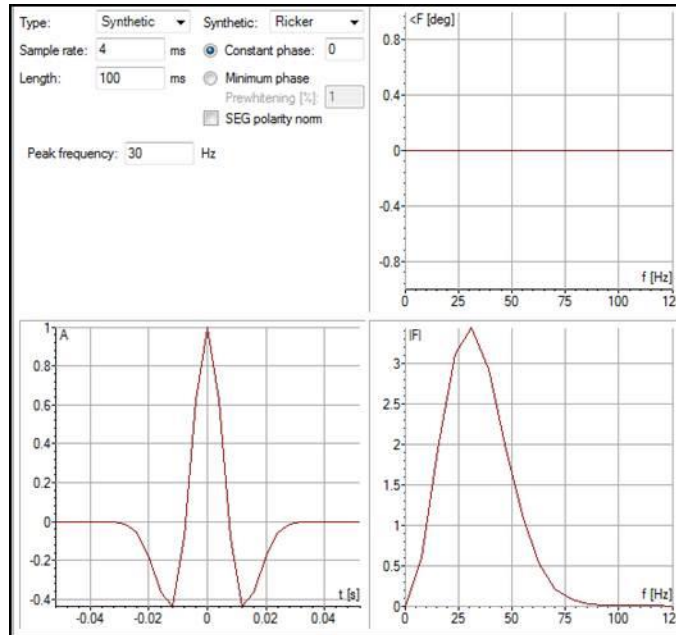


Figura 28. Ondícula teórica de tipo Ricker seleccionada.

Finalmente se generó el sismograma sintético como se observa en la figura 29, permitiendo pasar los marcadores estratigráficos a tiempo y con su solapamiento con la sísmica para aquellos pozos que coincidían con una línea sísmica, se logró identificar los reflectores que corresponden con los marcadores estratigráficos establecidos como se observa en la figura 30, para luego continuar con la interpretación a lo largo de los reflectores sísmicos. A través del seguimiento de los horizontes, se pudo identificar las fallas presentes en la zona, los límites, geometría y orientación tanto de las unidades litoestratigráficas (Freites, Morichal Superior, Morichal Medio y Morichal Inferior) como de los eventos transgresivos y regresivos.

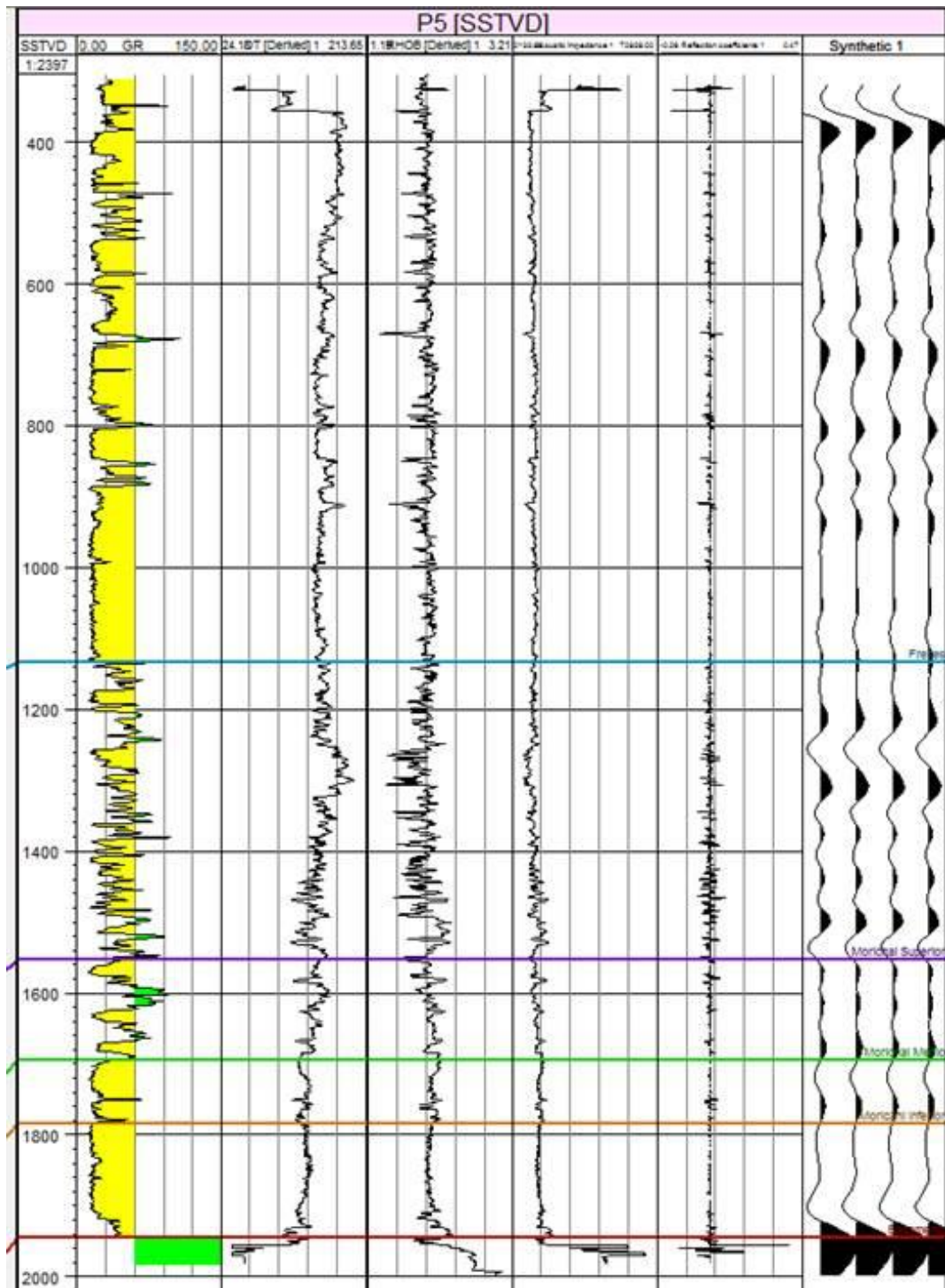


Figura 29. Sismograma sintético del pozo P5. De izquierda a derecha se muestra la escala de profundidad en pies, el registro Gamma Ray, el registro sónico, el registro densidad, la impedancia acústica, la serie de reflectividad y el sismograma sintético junto a los marcadores estratigráficos.

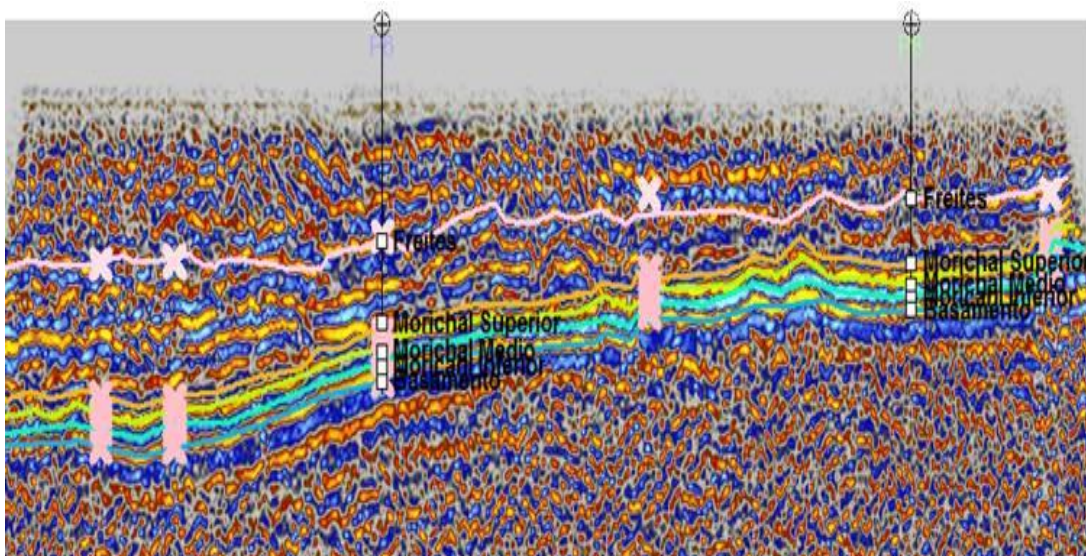


Figura 30. Visualización de los horizontes interpretados en una línea sísmica 2D.

4.6 Conversión Tiempo - Profundidad

Posteriormente, se procedió a la conversión de tiempo a profundidad para ello se utilizó los horizontes interpretados y se empleó la relación $V=V_0+KZ$, la cual para cada coordenada X e Y la velocidad cambiaba en la vertical por un factor K, donde V_0 representa la velocidad a $Z=0$, seleccionando la opción de optimizar para la estimación de K la cual calculó los coeficientes de velocidad (V_0) y K que minimiza el error en la velocidad y mantiene la relación del incremento con la profundidad y de esta manera se obtuvo un modelo de velocidad. Seguidamente se realizaron los gráficos de dispersión TWT vs TVDSS en el que se muestra en la figura 31 el análisis de tendencias de las velocidades para cada superficie.

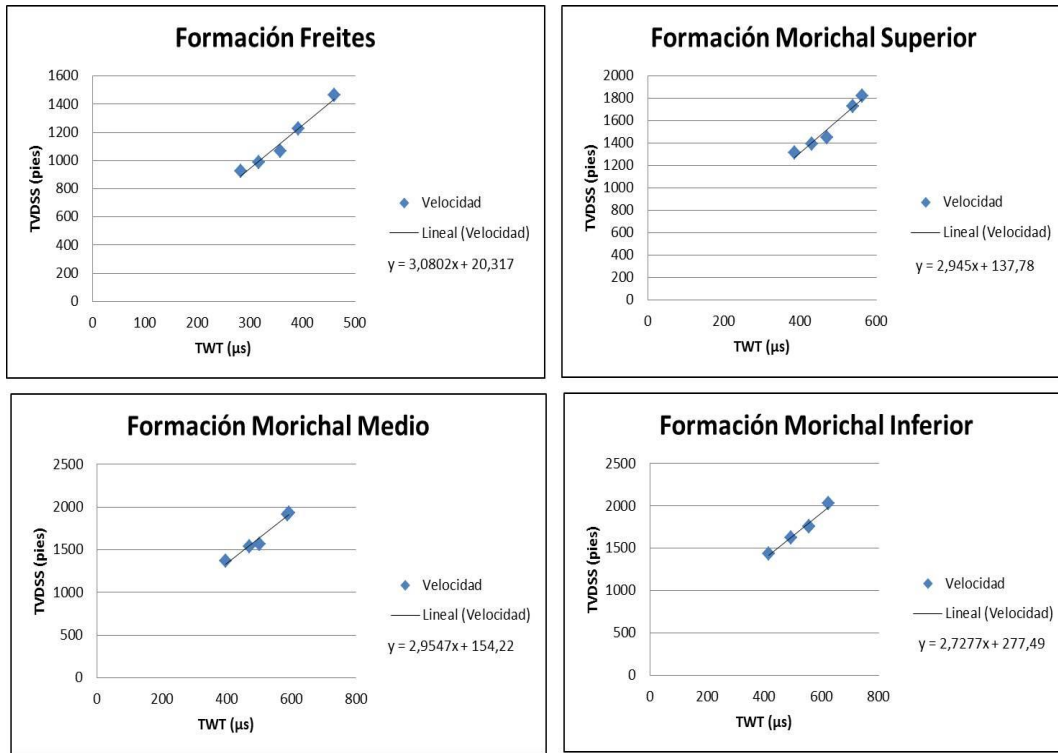


Figura 31. Gráfico de dispersión TWT vs TVDSS.

4.7 Construcción del modelo estructural y estratigráfico

Para la construcción de un modelo tridimensional tanto estructural como estratigráfico, se construyó un mallado 3D que sería de utilidad para el estudio de las propiedades petrofísicas del yacimiento. Este mallado se generó a partir de la información de las fallas interpretadas en las líneas sísmicas, en las cuales se definió la forma y la geometría de cada una de ellas. Una vez creado los planos de falla, se definió los límites de la malla y la tendencia estructural principal (dirección i) y secundario (dirección j) para generar los esqueletos que le dan sustento a la malla 3D.

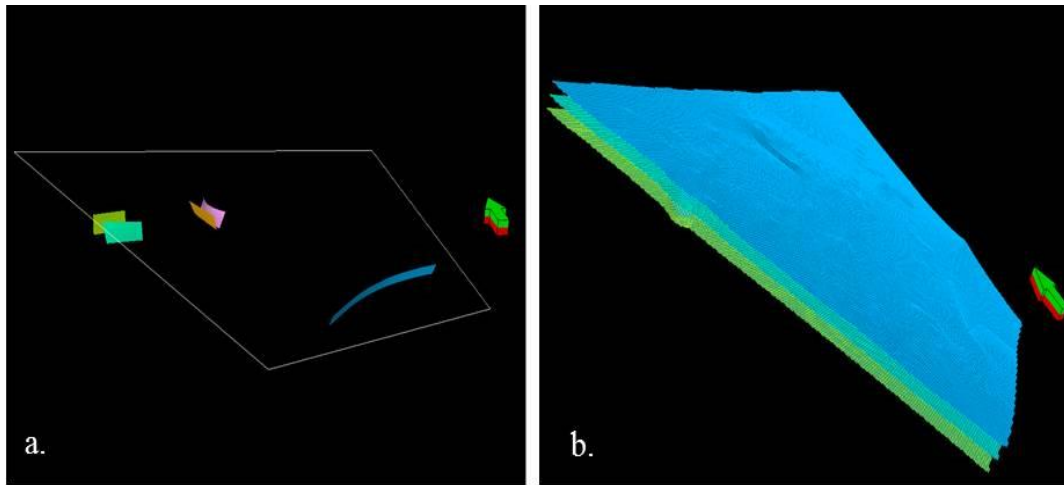


Figura 32. a) Planos de fallas b) Esqueleto superior, medio e inferior del mallado 3D.

Seguidamente se generó los horizontes de cada tope a partir de los mapas estructurales en profundidad estando ajustados con los toques estructurales y estratigráficos previamente interpretados en cada pozo del área de estudio, utilizando el algoritmo de interpolación por convergencia.

Luego se dividió el yacimiento verticalmente en zonas de acuerdo a las unidades estratigráficas y estructurales interpretadas. Y finalmente con la integración de todo este procedimiento, se generó un modelo estructural y un modelo estratigráfico cuya descripción de la geometría del modelo 3D creado se observa en la figura 33.

| Description | Value |
|-----------------------------------|---------------|
| Cells (nI x nJ x nK) | 288 x 220 x 4 |
| Nodes (nI x nJ x nK) | 289 x 221 x 5 |
| Total number of 3D cells: | 253440 |
| Total number of 3D nodes: | 319345 |
| Number of real horizons: | 5 |
| Number of real layers: | 4 |
| Total number of 2D cells: | 63360 |
| Total number of 2D nodes: | 63869 |
| Total number of defined 2D nodes: | 43904 |
| Average Xinc: | 102.91743305 |
| Average Yinc: | 104.01446500 |
| Average Zinc (along pillar) | 204.47200102 |
| Rotation angle: | 0.98111634 |

Figura 33. Descripción de la geometría del Modelo 3D.

4.8 Generación de registros y construcción de mapas

Antes de generar los mapas, primeramente se crearon los registros de volumen de arcilla (Vsh), arena neta (AN), arena neta petrolífera (ANP) y porosidad efectiva (Φ_e) las cuales se realizaron los siguientes cálculos:

Para el cálculo de arcillosidad que se obtiene a través del registro de rayos gamma de los pozos, se utilizó el cálculo del índice de GR (IGR) pero es válido en las pruebas previas del campo para definir arcillosidad directamente:

$$Vsh = (GR - GRmin)/(GRmax - Gmin) \quad (\text{Ecuación 3})$$

Dónde:

Vsh=Volumen de arcilla (%)

GR=Valor del registro de rayos gamma (API)

GRmax=Valor máximo del registro de rayos gamma, representa la línea de lutitas (API)

GRmín=Valor mínimo del registro de Gamma Ray, representa la línea de las arenas (API)

Seguidamente para el cálculo de arena neta se basó en la condición de que los valores del registro de rayos gamma fueran menores a 60 °API ($GR < 60$) y que los valores de densidad estuvieran entre 2.1 y 2.6 g/cm³, mientras que para el cálculo de arena neta petrolífera se basó en la condición de que los valores del registro de rayos gamma fueran menores a 60 °API, que los valores de densidad estuvieran entre 2.1 y 2.6 g/cm³ y los valores del registro de resistividad fueran mayores a 100 Ω m para cada pozo (garantizando definir arenas con hidrocarburos). Y para el cálculo de porosidad efectiva se tuvo que generar un registro de porosidad estimado a partir del registro densidad para cada pozo, con la finalidad de obtener la interconexión de los poros. La fórmula que se utilizó para el cálculo de porosidad efectiva fue la siguiente:

$$Porosidad\ efectiva = Porosidad\ total\ estimada \times (1 - Vsh) \quad (\text{Ecuación 4})$$

Dónde: Vsh = Volumen de arcilla (%)

Posteriormente se generó los atributos continuos para cada registro creado y se seleccionaron 4 zonas geológicas delimitadas por cada superficie estratigráfica, la primera zona delimitada entre Freites y Morichal Superior, la segunda zona delimitada entre Morichal Superior y Medio, la tercera zona delimitada entre Morichal Medio e Inferior y la cuarta zona delimitada entre Morichal Inferior y el basamento para finalmente generar los mapas de isopropiedades utilizando el algoritmo de interpolación por convergencia.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 Definición del marco estructural

Partiendo de la interpretación estructural en los registros radioactivos de rayos gamma, se observa en la figura 34 a. que al trazar un perfil norte-sur que pasa por el área de estudio el basamento va profundizando hacia el norte desde los 1.566,34 pies registrado por el pozo P10 (el más ubicado al Sur) hasta los 2.525,83 pies registrado por el pozo P1 (el más ubicado al norte) y a partir de estos pozos extremos también se visualiza una caída de los topes de la Formación Oficina y Freites así como también que ambas formaciones van aumentando su espesor a medida que la estructura profundiza hacia el norte. Mientras que al trazar un perfil oeste-este ubicado hacia el norte del área, se observa en la figura 34 b. una suave subsidencia del basamento hacia el oeste la cual profundiza desde los 1.900,41 pies registrado por el pozo P18 (el más ubicado al este) hasta los 2.708,56 pies registrado por el Pozo PCN11 (el más ubicado hacia el oeste). Entonces se puede decir que la mayor profundización de la estructura se encuentra hacia el noroeste del área de estudio junto con sus mayores espesores.

Para la interpretación estructural en las líneas sísmicas 2D, se observa en la figura 35 a. que las capas se van adelgazando hacia el sur y con un engrosamiento hacia el norte de las mismas, concordando con la interpretación de registros y con la estructura monoclinial que presenta la Cuenca Oriental. Mientras que en la figura 35 b. se observa un tectonismo muy suave y un adelgazamiento de las capas hacia el noreste. Para esta zona, no se aprecia cambios abruptos en el ángulo de buzamiento de los horizontes, ya que se mantienen relativamente paralelos.

También se presencia fallamientos de tipo normal e inversa con un salto de falla de aproximadamente 1 pies que llegan a afectar levemente a las estructuras y podrían considerarse un factor de entrapamiento para la acumulación de hidrocarburos, sin embargo el factor estratigráfico sigue siendo el componente de mayor importancia al

momento de definir las posibles trampas en el yacimiento. En general se observó que las capas de la cuenca se acuñan hacia el sur y se van siendo más someras, mientras que el sistema de fallas interpretadas en la zona en su mayoría son normales y buzan hacia el norte y hacia el sur.

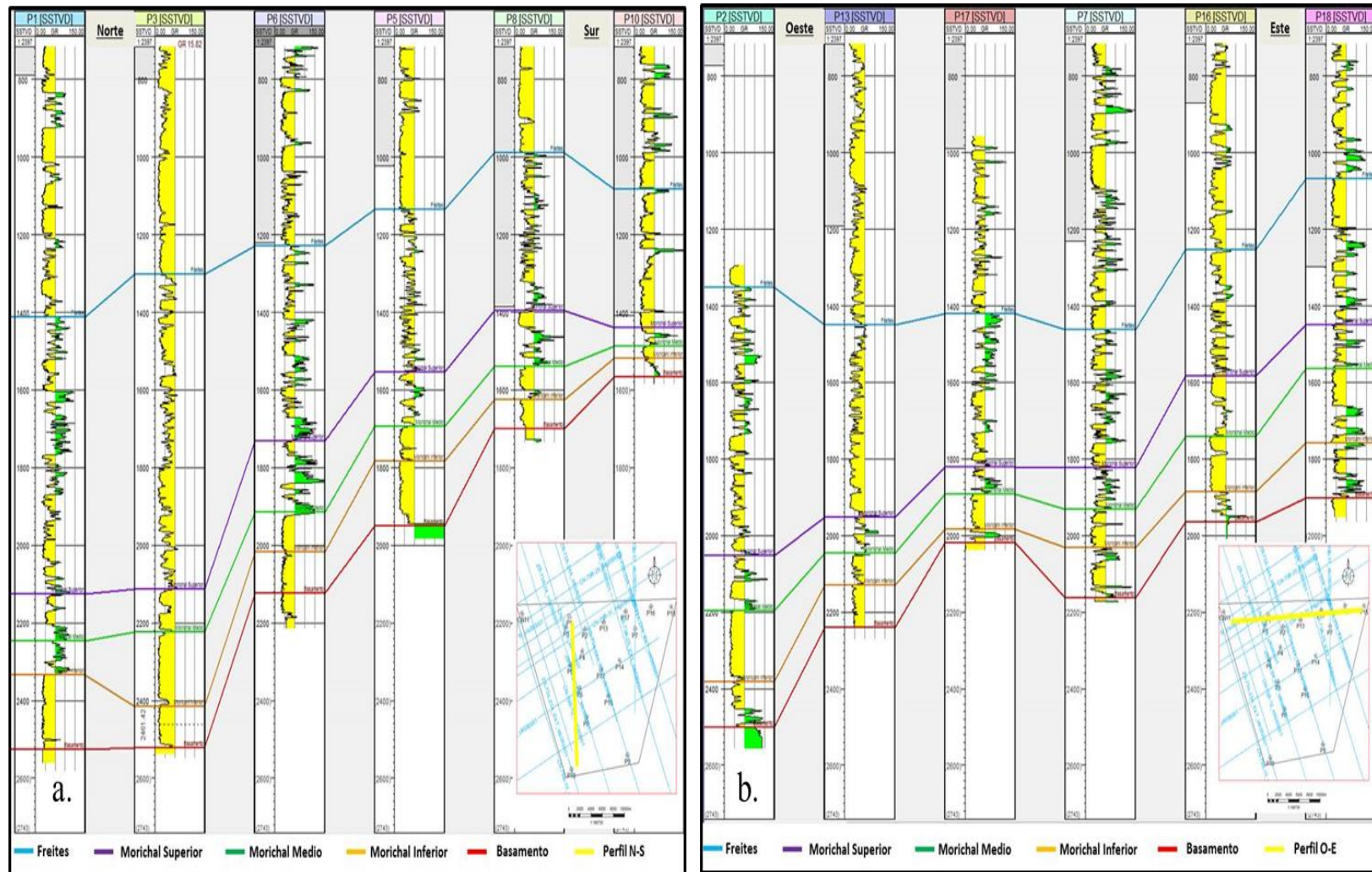


Figura 34. a) Perfil N-S para topes de Formación. b) Perfil O-E para topes de Formación.

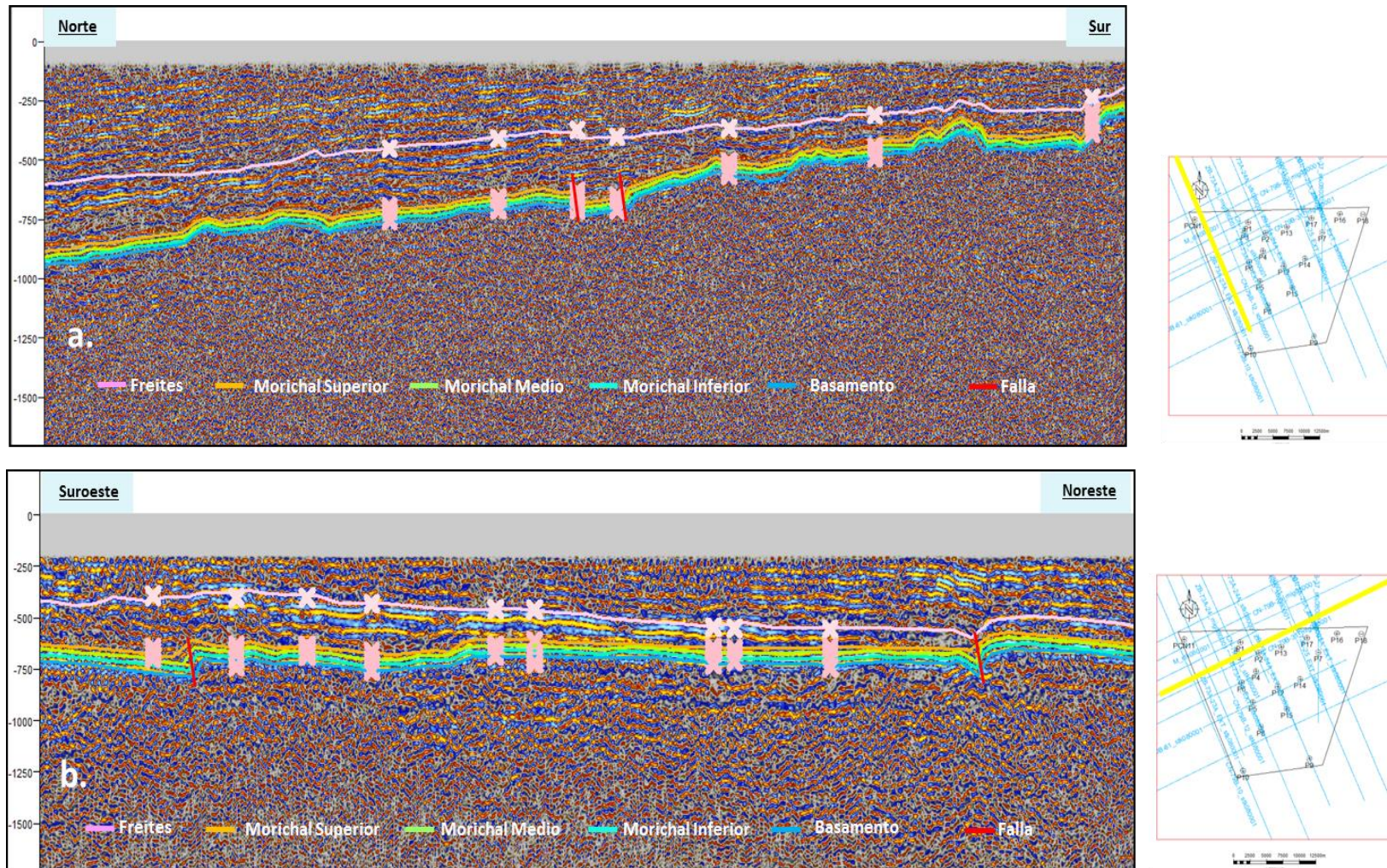


Figura 35. a) Interpretación estructural de la línea sísmica CN-79B-11 b) Interpretación estructural de la línea sísmica N.

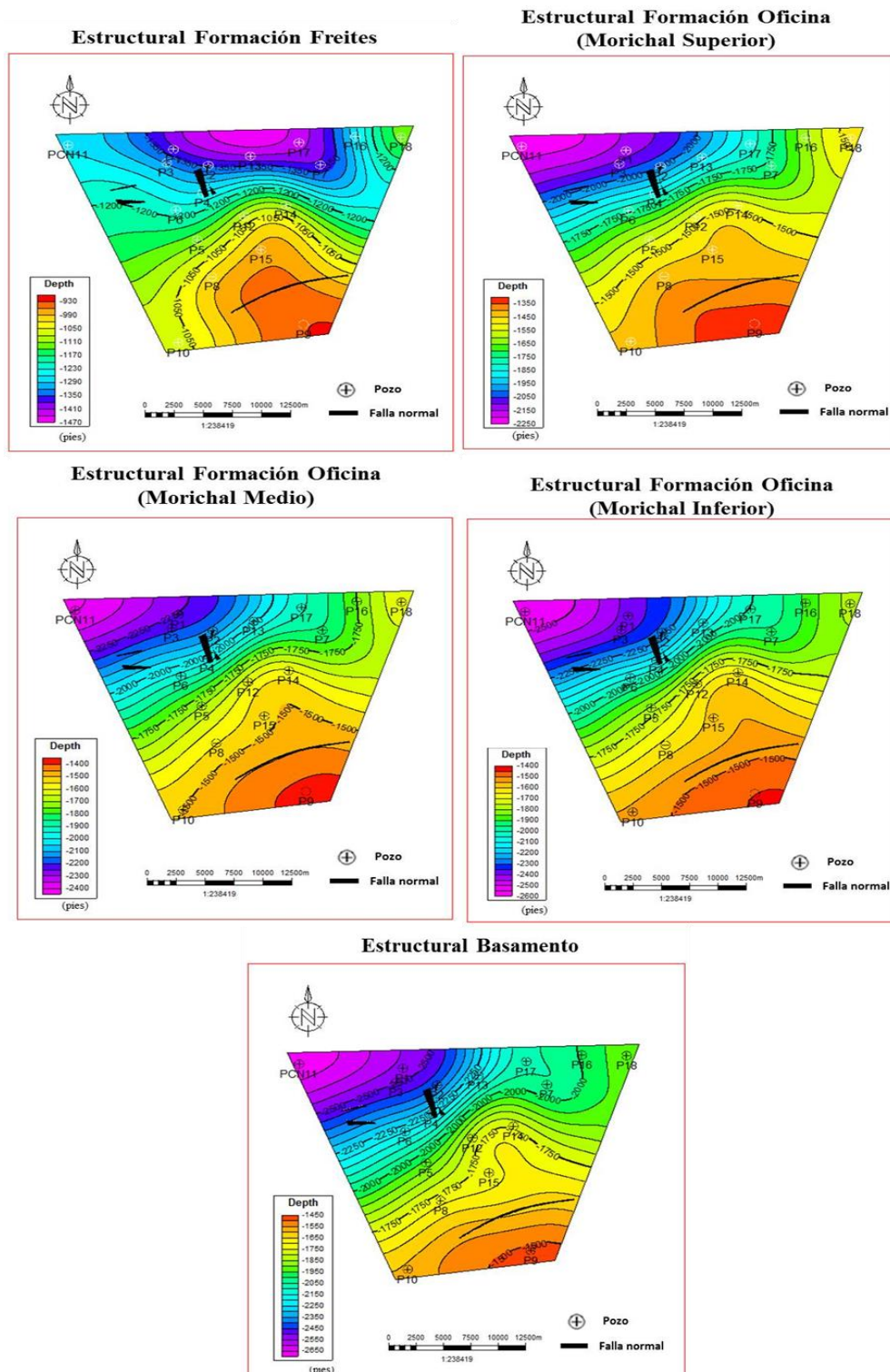


Figura 36. Mapas estructurales de la Formación Freites, Oficina (Morichal Superior, Medio e Inferior) y el basamento del área de estudio.

En los mapas estructurales es importante destacar que las superficies interpretadas tanto la Formación Oficina como el basamento poseen un buzamiento pronunciado hacia el noroeste mientras que la Formación Freites su buzamiento corresponde hacia el norte de la zona de estudio lo cual se asemeja perfectamente con la configuración estructural de la cuenta que es un homoclinal con buzamiento al norte – noroeste.

Al analizar el sistemas de fallas en la zona de estudio, se observa en la figura 36 cinco fallas normales principales que cortan el basamento ígneo-metamórfico perteneciente al cratón de Guayana hasta la Formación Freites, llegando a afectar hasta la parte inferior de las secuencias estratigráficas del Terciario. Estas fallas principales generan un efecto deformante mínimo en la orientación de la estructura. Por lo cual en general se define para el área de estudio un sistema completamente extensivo que concuerda con el régimen tectónico que afecto la columna estratigráfica del mioceno durante la evolución de la cuenca del Orinoco.

Finalmente se muestra en la figura 37 el modelo estructural del área de estudio, en la que se conjuga toda la interpretación hecha tanto en los registros de pozos como en la sísmica, mostrando como la estructura buza hacia el noroeste donde se localiza los mayores espesores de las unidades lito-estratigráficas en conjunto con sus fallas.

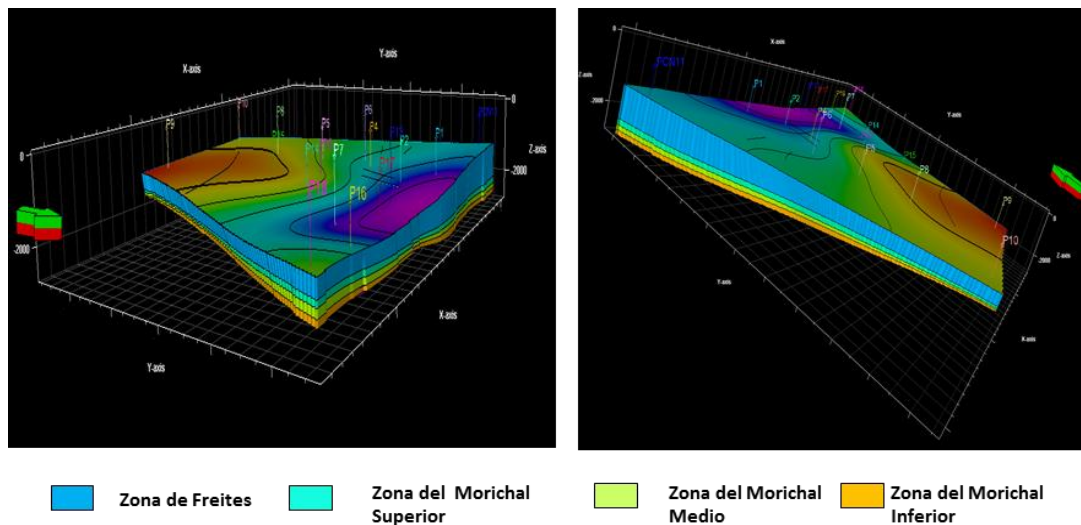


Figura 37. Modelo estructural del área de estudio

5.2 Definición del marco estratigráfico

Para el área de estudio, se identificó la presencia de un ambiente deltaico con dominio fluvial, partiendo de la correlación de los registros de rayos gamma de los pozos en la que se identificaron las configuraciones de embudo y campana como se muestra en la figura 38 donde estas configuraciones respectivamente corresponden a canales distributarios y barras de desembocaduras que caracterizan a un sistema depositacional deltaico. También se determina que el área de estudio se encuentra en el frente deltaico debido a la gran cantidad de depósitos lutitas presentes. Este sistema deltaico posee un dominio fluvial ya que en los registros de rayos gamma se identificaron secuencias grano-crecientes con intercalaciones de intervalos de grano fino debido a que los canales distributarios del delta que depositaron los sedimentos hacia el mar no fueron re-trabajados ya que el volumen de estos sedimentos excedieron el límite de la cuenca.

Tanto para la interpretación estratigráfica en los registros de rayos gamma como en las líneas sísmicas 2D, se identificaron cuatro secuencias depositacionales, dos superficies de máxima inundación principales (MSF) y dos superficies de regresión máxima (MRS). Iniciando con un evento transgresivo en el que se deposita la formación Oficina durante el Mioceno llegando a una superficie de máxima inundación que coincide con el tope de la unidad litoestratigráfica del Miembro Morichal Superior como se observa en la figura 39 a. Previo a este evento, posiblemente hubo una erosión parcial de los sedimentos ya que no se identificó una transgresión y regresión correspondientes al Morichal Medio e Inferior respectivamente como lo indican Mederos (2014) y Crespo (2008) que ocurrió hacia el Oeste del bloque Carabobo.

Luego comienza un evento regresivo el cual finaliza en el límite de superficie de máxima regresión que se encuentra por encima del tope de la Formación Freites, es decir dentro de la Formación Las Piedras. Posterior a éste, inicia otro evento transgresivo cuya superficie de máxima inundación se encuentra en la Formación Las Piedras y finalmente culmina con un segundo evento regresivo donde su límite de

superficie de máxima regresión posiblemente se siga encontrando en la Formación las Piedras. Este último evento no se pudo identificar en las líneas sísmica 2D debido a la falta de información pero si en los registros.

En la figura 39 b. se muestra un ejemplo de cómo se confirma mediante los patrones de reflexión sísmica la identificación de los eventos estratigráficos, ya que en esta figura se observa downlaps indicando una progradación correspondiente a la zona de la primera regresión.

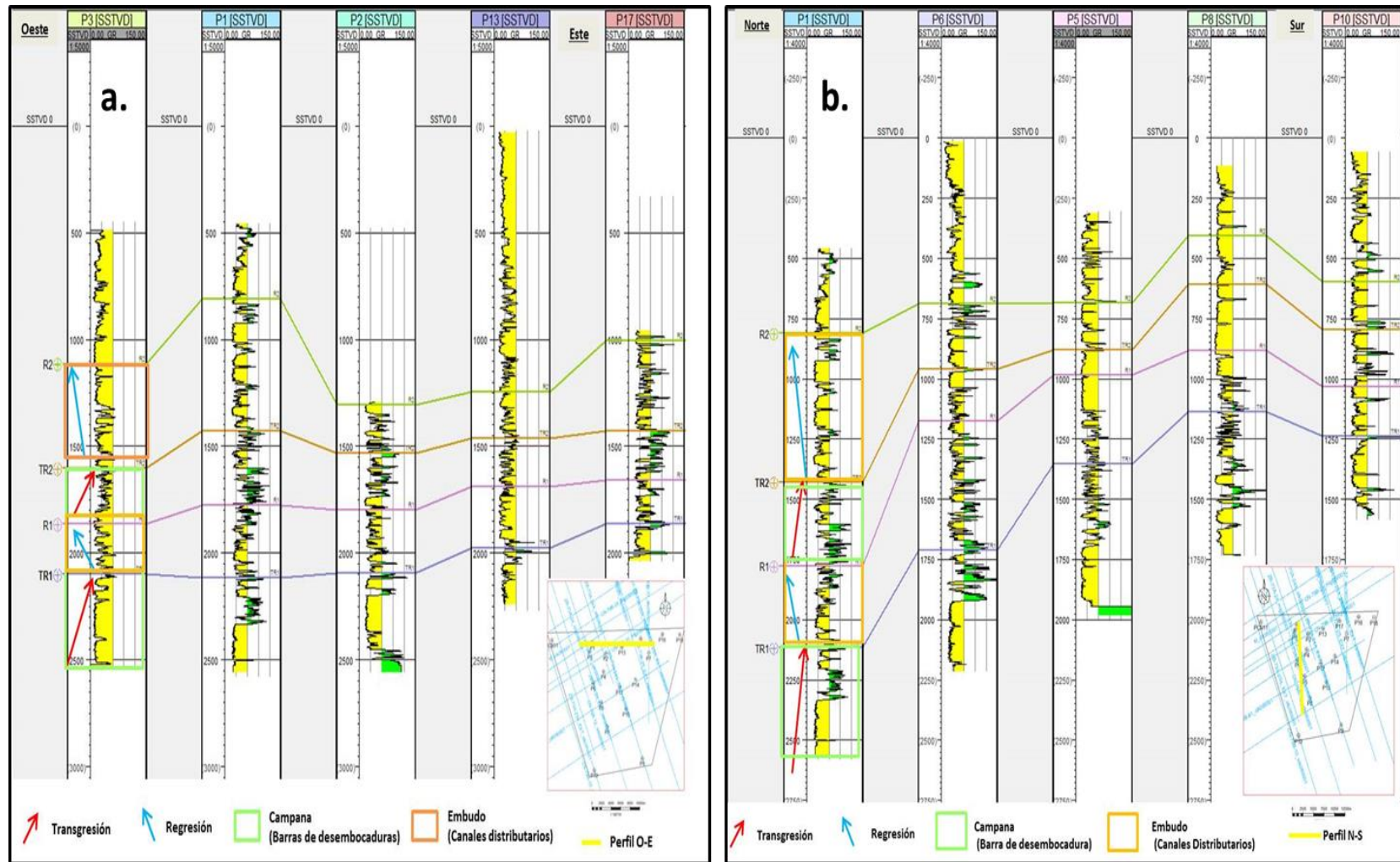


Figura 38. a) Perfil O-E para eventos estratigráficos. b) Perfil N-S para eventos estratigráficos.

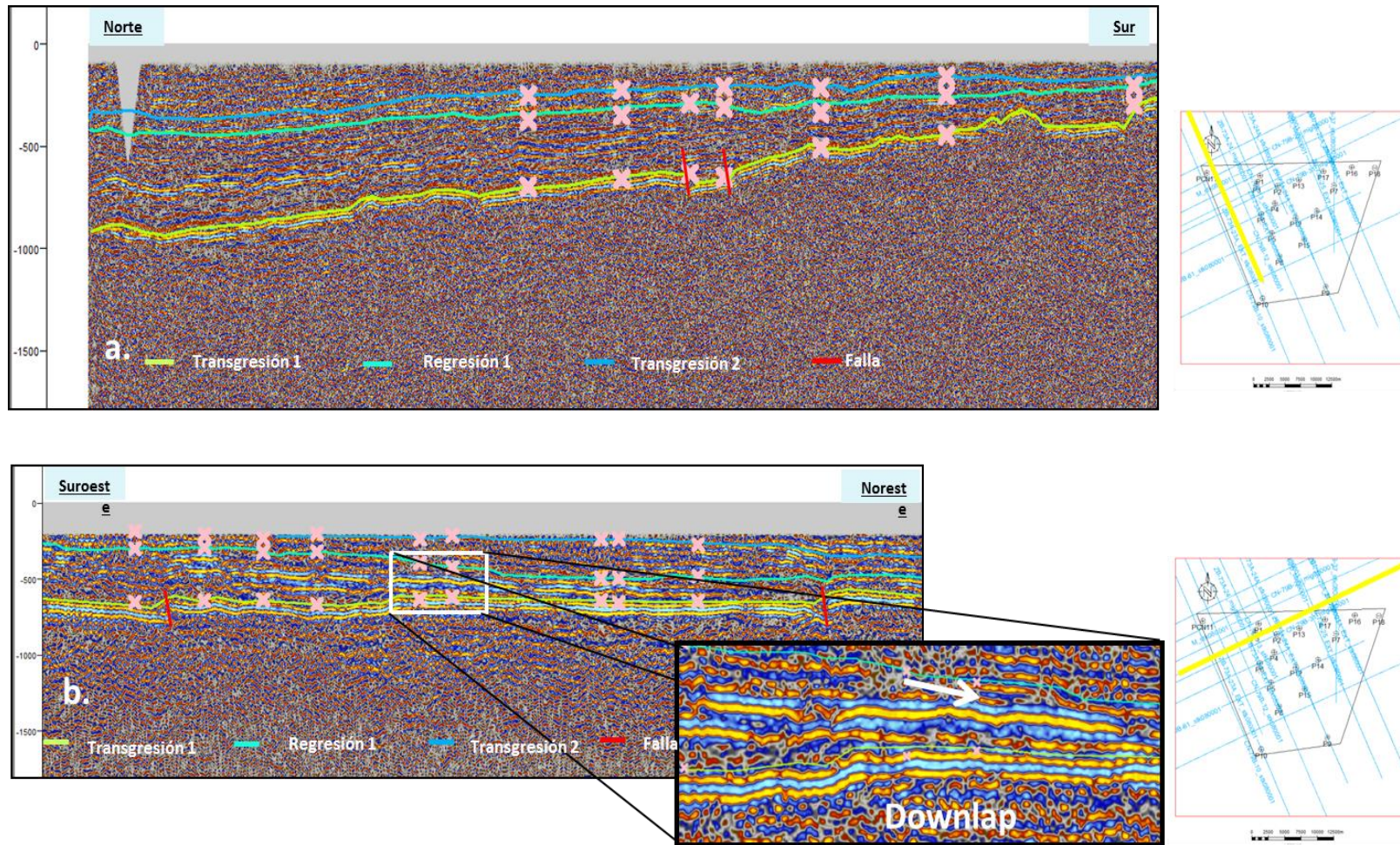


Figura 39. a) Interpretación estructural de la línea sísmica CN-79B-11 b) Interpretación estructural de la línea sísmica N.

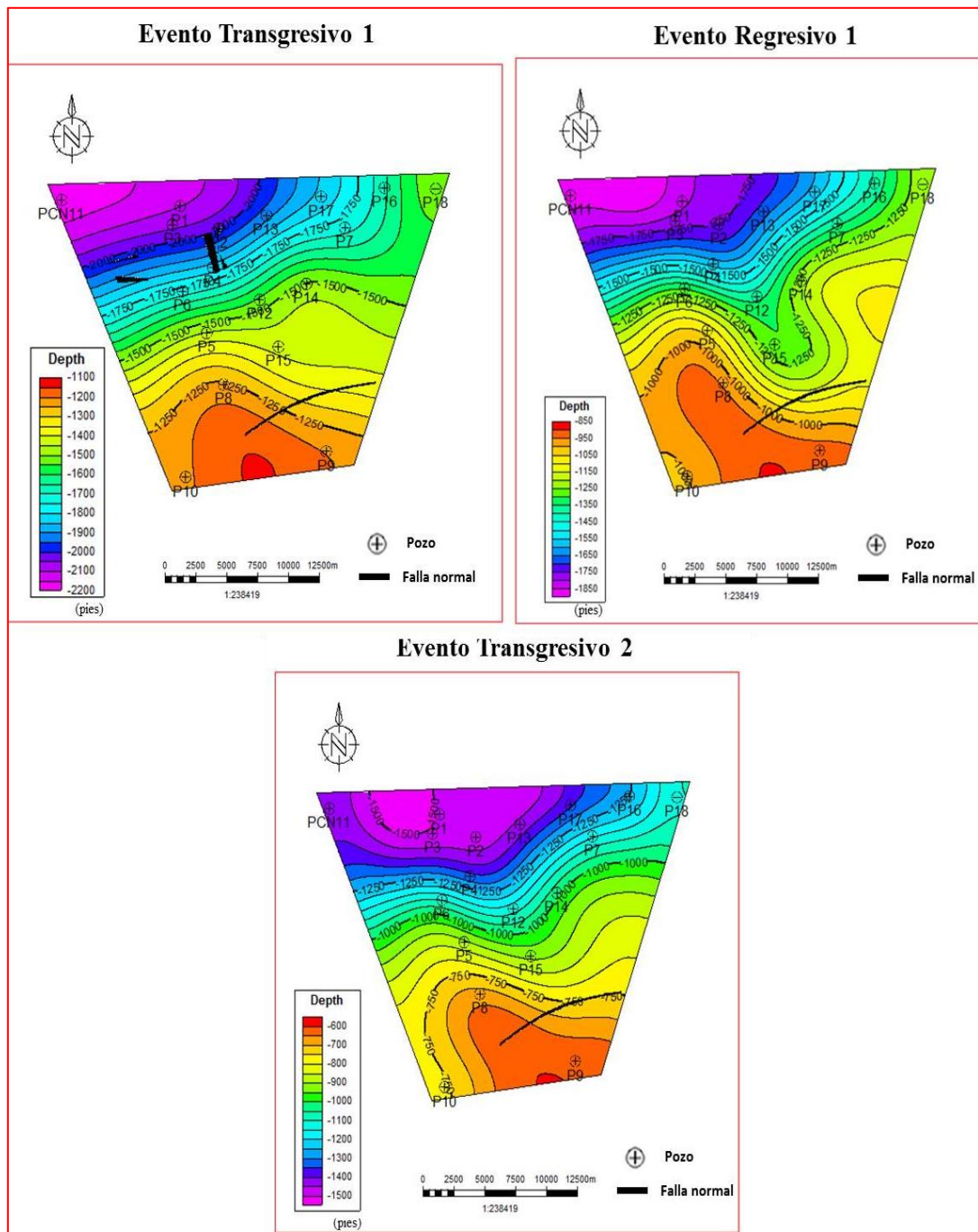


Figura 40. Mapa estructural de los eventos transgresivos y regresivos de la zona de estudio.

La Formación Freites y Oficina en el área de Carabobo se depositaron el segundo de los tres ciclos sedimentarios de trasgresión - regresión que constituye la columna estratigráfica del Terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco. Se identificó un ambiente depositacional deltaico de dominio fluvial donde el aporte de los sedimentos provenía del Cratón de Guayana con un sentido de la sedimentación sureste al noroeste.

En los mapas estructurales de los eventos transgresivos y regresivos mostrados en la figura 40 que se identificaron en la zona, se observa como estos eventos profundizan hacia el noroeste y se acuñan hacia el sureste del área al igual que la estructura de los topes de formación. Con respecto al sistema de fallas, se observa como las cinco fallas normales principales llegan afectar al primer evento transgresivo mientras que la falla normal ubicada al sur del área sigue afectando al primer evento regresivo y al segundo transgresivo sugiriendo que esta falla debió haberse formado durante el Plioceno.

Finalmente se muestra en la figura 41 el modelo estratigráfico del área de estudio, en la que se conjuga toda la interpretación hecha tanto en los registros de pozos como en la sísmica, mostrando como estos eventos buzanan hacia el noroeste donde se localiza los mayores espesores de los eventos estratigráficos donde el modelo concuerda con el buzamiento de la estructura de los topes de formación en el modelo estructural.

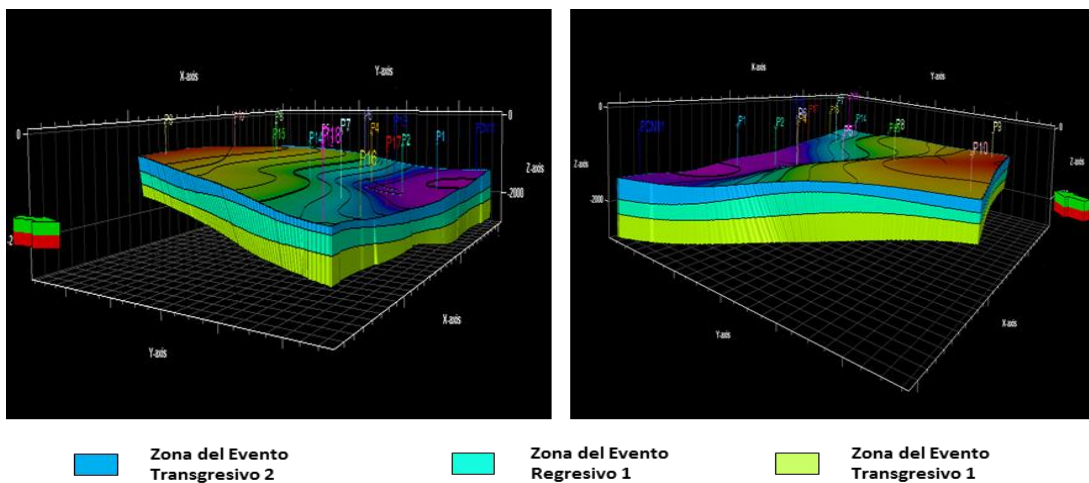


Figura 41. Modelo estratigráfico del área de estudio.

5.3 Análisis de propiedades petrofísicas

Porosidad efectiva

Los mapas de porosidad efectiva muestran la conexión y porcentaje poral que hay en el área de estudio que permitirá la compresión del movimiento de los fluidos dentro de las arenas de interés. En la figura 42 se observa valores de porosidad que van desde un 8% hasta un 44% donde en forma general se podría decir que las mejores porosidades en el área de estudio se encuentran registrados por los pozos ubicados en el centro del mapa (concordando con los depósitos regresivos mostrados anteriormente) mientras que las bajas porosidades se encuentran registrados por los pozos ubicados hacia el norte del área de estudio. Al comparar el mapa de porosidad para las cuatro unidades litoestratigráficas, se detalla que el pozo P5 registra las mejores porosidades para la zona con un rango de alta porosidad efectiva que va desde un 44% para la zona del Morichal Medio hasta un 36% para la zona de Freites.

Para la Formación Freites, se observa que este tiene un rango de porosidad efectiva que va desde un 36% hasta un 14% donde las altas porosidades se encuentran en la región sur y centro de la zona y las bajas hacia el norte. La Formación informal del Morichal Superior posee un rango de porosidad efectiva que va desde un 40% hasta un 8% donde en la zona central del mapa posee una alta conexión de poros mientras que en la parte sur y norte del mapa posee bajas porosidades. Seguidamente para la Formación informal del Morichal Medio ese observa un rango de porosidades que va desde un 44% hasta 12% siendo ésta formación una de las mejores unidades litoestratigráficas que presenta una alta conexión de poros alrededor de la zona de estudio (siguiendo el comportamiento de la red fluvio- deltaica). Por último, la Formación informal del Morichal Inferior presenta un rango de porosidad efectiva que va desde un 39% hasta un 15% donde la mayor conexión entre los poros se encuentran en la parte central de la zona y en la parte norte del mapa presenta una baja conexión entre los poros.

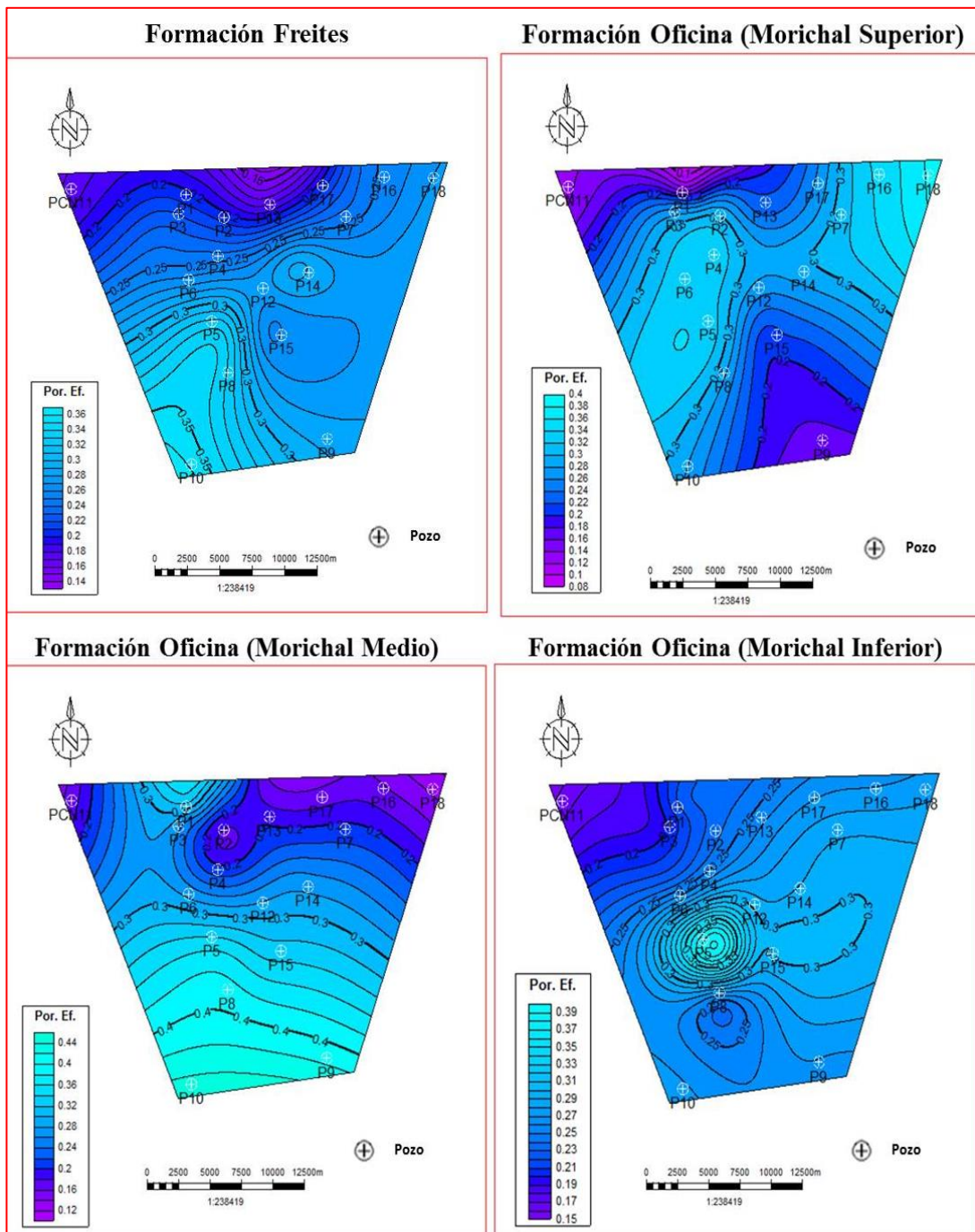


Figura 42. Mapas de porosidad efectiva para las unidades litoestratigráficas.

Arcillosidad (Vsh)

Los mapas de arcillosidad revelan una condición inversa a la propiedad de porosidad efectiva, donde ciertamente al comparar los mapas de porosidad efectiva con los mapas de arcillosidad (ver figura 43) se puede distinguir baja arcillosidad en aquellas zonas que presentan altas porosidades, es decir que se aprecia un alto contenido de arcilla en la región norte y un bajo contenido de arcilla en la parte central del área de estudio donde el pozo P5 registra los valores más bajos de arcillosidad. El área de estudio se ve representado con un rango de arcillosidad que va desde un 75% hasta un 0% donde este contenido de arcilla podría actuar fácilmente como roca sello. También en estos mapas se identifica un patrón de canales fluviales y configuración de prodelta muy marcado en la zona de estudio.

Para la Formación Freites se puede distinguir una zona de baja arcillosidad que se encuentra en el sur y va aumentando su volumen gradualmente hacia el norte. En la Formación del Morichal se identifica dos zonas puntuales con baja arcillosidad en la zona central del mapa que va aumentando su cantidad de arcilla de forma gradual hacia el norte del mapa. Seguidamente para la Formación del Morichal Medio se puede observar dos zonas con muy baja arcillosidad; una ubicada al suroeste y otra en el noreste así como también se identifica un patrón en forma de canal con alta arcillosidad que proviene del sur señalando el traslado de sedimentos de grano fino y corrientes muy bajas. Comparando con el mapa suprayacente perteneciente a la formación del Morichal Superior, se observa un cambio de zona con alta arcillosidad a una zona más arenosa. Por último, para la formación Morichal Inferior se distinguen dos zonas puntuales con baja arcillosidad, una ubicada en la parte central del mapa y la otra hacia el norte y tu mayor contenido de arcilla se encuentra hacia el noroeste.

Estas configuraciones nos indican la intercalación de base a tope de regímenes transgresivo-regresivo-transgresivo-regresivo, identificando el primer evento regresivo como el de mayor presencia de sedimentos arcillosos.

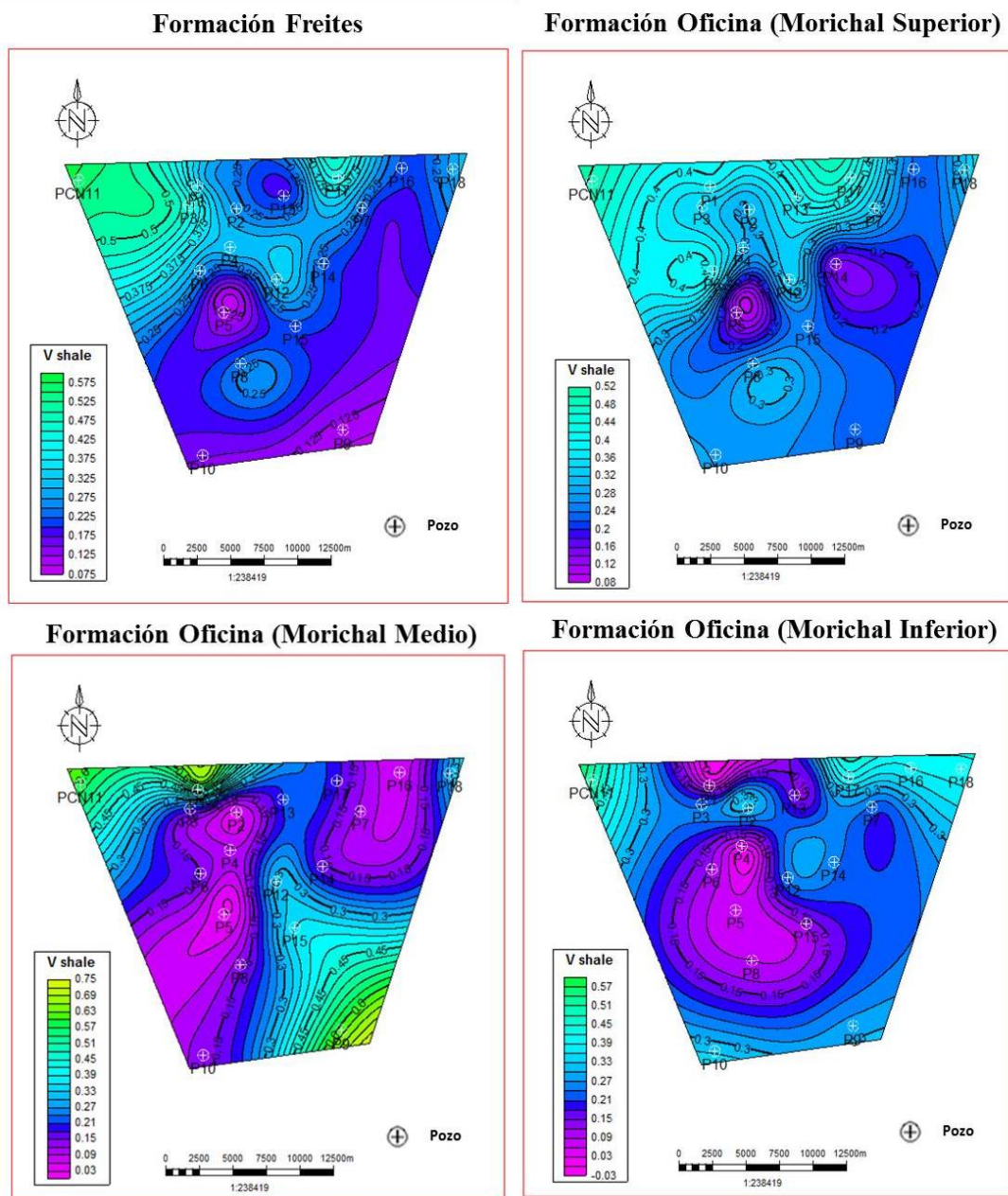


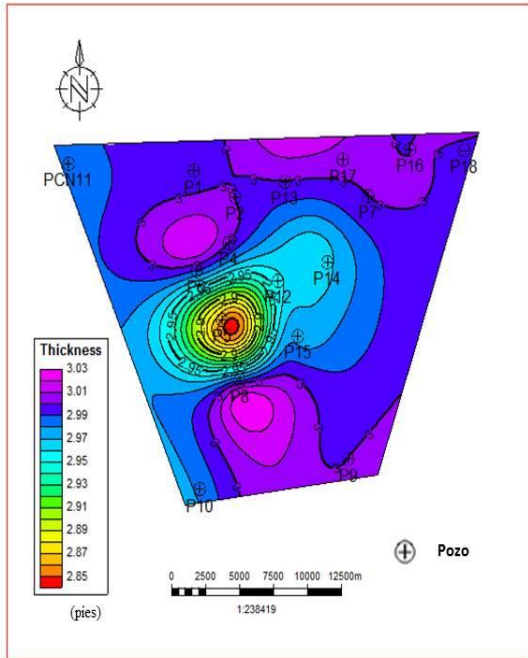
Figura 43. Mapas de arcillosidad de las unidades litoestratigráficas.

Arena Neta

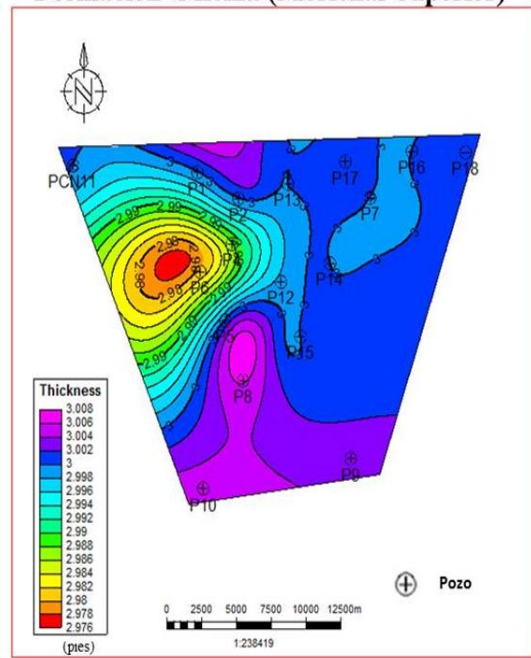
Seguidamente se analizó las arenas netas de la Formación Freites y Formación Oficina donde las arenas pertenecientes a esta última formación constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la Cuenca Oriental del Orinoco. En la figura 44 se observa que los mayores espesores de arena tanto para la Formación Oficina como la de Freites se encuentran hacia el Norte del área de estudio. Debido a que el área centro-este del bloque Carabobo esta estructuralmente controlado hacia el norte por el alto de Uverito, hacia el sur por el río Orinoco y que la estructura del basamento se encuentra a bajas profundidades, los espesores de arenas para esta área llegan a ser muy pequeños con un valor aproximado de 3 pies por lo que los espesores de las arenas no varían mucho ya que los eventos estratigráficos ocurridos se depositaron de manera uniforme.

Para la Formación Freites se visualiza que los mayores paquetes de arena se encuentran tanto en el sur como en el norte y en la parte central del área se observa una pequeña disminución de ellas. Para la Formación Morichal Superior se observa el mismo comportamiento que en Freites, solo que las arenas disminuyeron un poco su espesor hacia el norte. Esto representaría que el evento transgresivo llegó a su máxima transgresión provocando que disminuyera gradualmente los paquetes de arena hacia el norte. A medida que se profundiza hacia la Formación Morichal Medio y la Formación Morichal Inferior se observa menos cantidad de arena en la parte sur del área sin embargo los paquetes de arenas ubicados en el centro y noreste aumentan su espesor a 3 pies siendo estos los de mayor espesor, concordando con el modelo estructural establecido y con el patrón de depositación que se dirige hacia el noroeste.

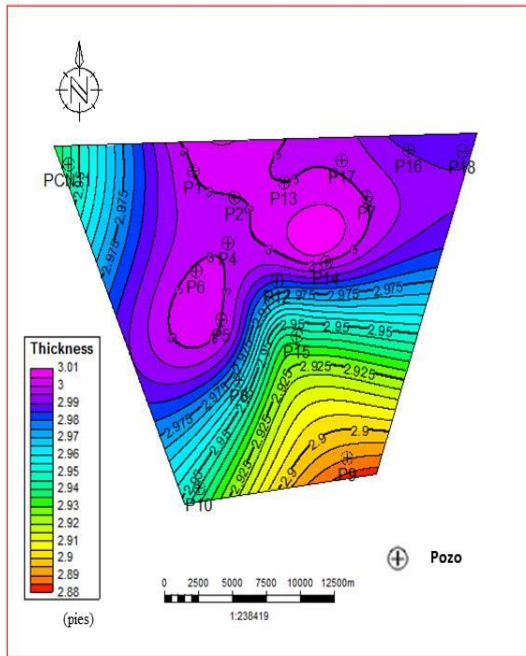
Formación Freites



Formación Oficina (Morichal Superior)



Formación Oficina (Morichal Medio)



Formación Oficina (Morichal Inferior)

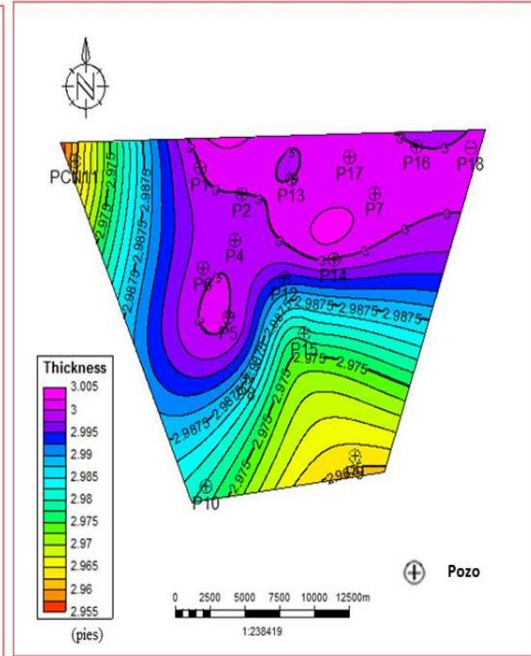


Figura 44. Mapas de arena neta de la Formación Oficina.

Arena Neta Petrolífera

Los mapas de arena neta petrolífera se generaron con el objetivo de distinguir aquellas arenas con contenido de hidrocarburo. En la figura 45 se muestra en la Formación Freites que los mayores espesores de arena con contenido de hidrocarburos se encuentra en el norte del área de estudio llegando a obtener un espesor máximo de 2.2 pies y al compararla con las Formaciones que se encuentra por debajo de ella, se observa que la Formación Freites posee el menor valor de arena neta petrolífera. La Formación Morichal Superior presenta un aumento de espesores hacia la parte norte del área de estudio. En esta zona del mapa se encuentran los mayores espesores de arena neta petrolífera entre 1.8 a 2,4 pies de espesor. Tomando en cuenta las propiedades petrofísicas descritas anteriormente en el área, se podría considerar al pozo P5 como un posible pozo productor para esta zona perteneciente a la Formación Oficina ya que posee una porosidad efectiva de 38% y un bajo contenido de arcilla de 10% sin embargo debido al pequeño espesor que presentan los paquetes de arena ya observados en el centro-este del bloque Carabobo no representa un prospecto rentable para su producción, debido a que el costo supera el recobro posible de hidrocarburo.

Para la Formación informal Morichal Medio se identifica un paquete de arena con hidrocarburo al noroeste del mapa llegando a tener un espesor máximo de 2.7 pies perteneciente al pozo P1 con un gradiente que se hace pronunciado alrededor de este depocentro sin embargo este pozo no se consideraría productivo debido a la alta cantidad de arcillosidad que es de 60% para esta zona de la Formación Oficina. En la Formación Morichal Inferior se puede observar que el mayor depocentro se encuentra ubicado al noreste del área de estudio con un valor de 2.8 pies que corresponde a los pozos P17 y P18 que representan el mayor valor de arena neta petrolífera al ser comparado con las formaciones suprayacentes, pero debido a las descripciones petrofísicas hechas previamente hacia el norte del área de estudio, las arenas ubicadas en ese sector no se podrían considerar como arenas productivas ya que posee altas arcillosidad (40%).

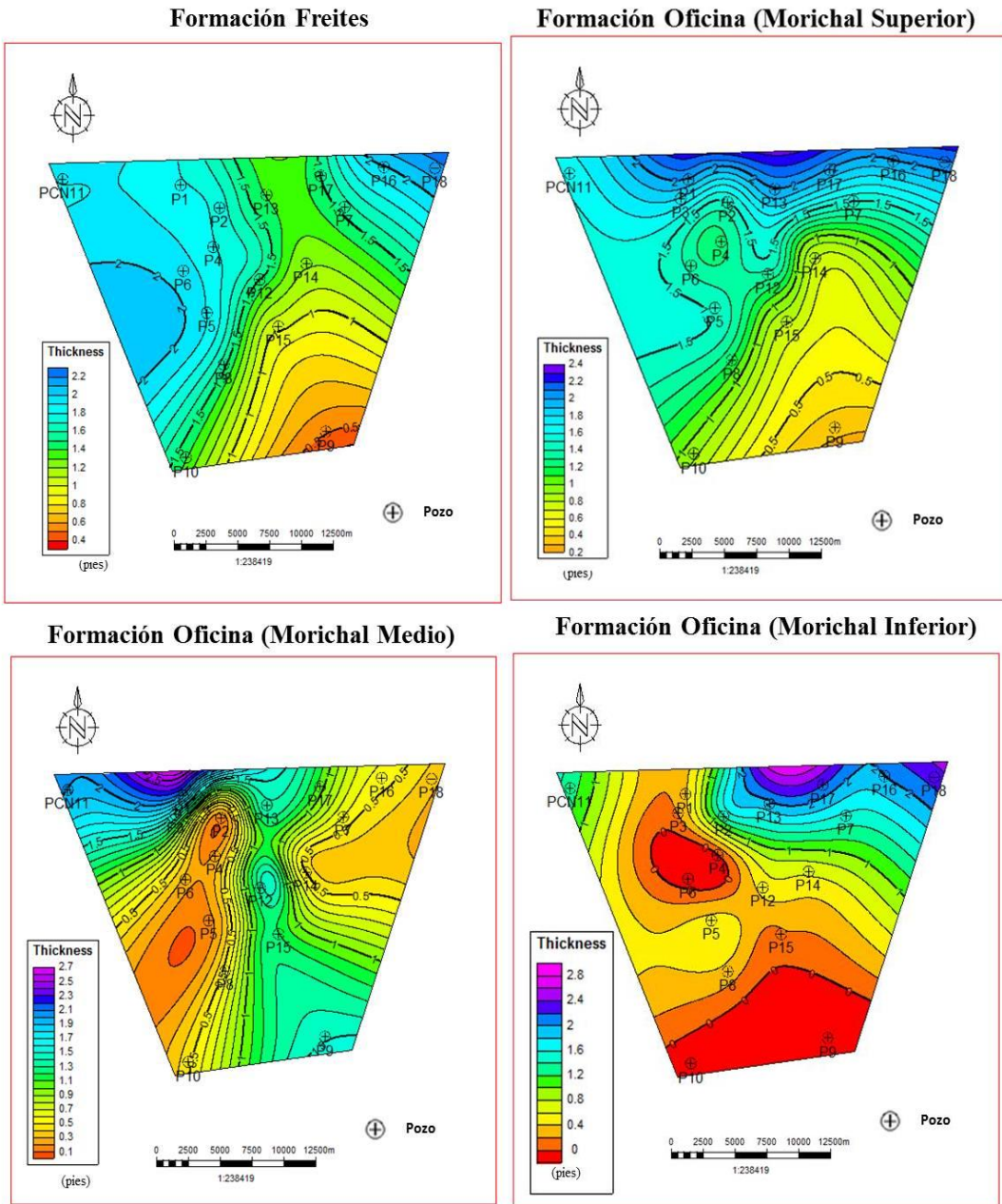


Figura 45. Mapas de arena de petrolífera para la Formación Oficina.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Mediante la interpretación sísmica tanto estructural como estratigráfico en las líneas sísmicas 2D, se distinguió una estructura perteneciente un monoclinal con un buzamiento al noroeste llegando los sedimentos a acuñarse hacia el sureste. También se identificó que el área de estudio se encontraba en un régimen extensivo en donde se identificaron fallas normales no sellantes con buzamiento hacia el norte y hacia el sur de poca extensión.
- Se recomienda realizar nuevos levantamientos sísmicos con objetivo estratigráfico que cubran la parte sur del área de estudio con la finalidad obtener más información y mejorar la interpretación en esa zona.
- Mediante la interpretación estratigráfica, se determinó que la formación Oficina se depositó en el primer evento transgresivo durante el Mioceno cuya superficie de máxima inundación que coincide con el tope de la unidad litoestratigráfica del Miembro Morichal Superior. Anterior a éste, posiblemente el área sufrió una erosión parcial que no permitió la identificación de los eventos estratigráficos correspondientes al Morichal Medio e Inferior. Seguidamente se identificó un evento regresivo que inicia en la Formación Freites y termina dentro de la Formación Las Piedras. Posterior a éste, inicia otro evento transgresivo cuya superficie de máxima inundación se encuentra en la Formación Las Piedras y finalmente culmina con un segundo evento regresivo donde su límite de superficie de máxima regresión posiblemente se siga encontrando en la Formación las Piedras.
- La generación de un modelo tridimensional tanto estructural como estratigráfico, permitió identificar la orientación y geometría de las fallas, de las superficies estructurales y eventos estratigráficos que exitosamente

correspondieron a las interpretaciones realizadas en las líneas sísmicas 2D y en los registros de pozos.

- Se comprobó la presencia de arenas más limpias al sur y arenas más arcillosas al norte, posiblemente debido a la dirección de aporte sedimentario al ser hacia el noroeste y a que el área de estudio se encuentra en un ambiente fluvio-deltaico, los sedimentos de tamaños de grano más fino se fueron depositando hacia la cuenca. Por lo cual se propone que hacia el sur del área de estudio se encontraba dominado por un ambiente de alta energía y hacia el norte se encontraba dominado por un ambiente de menor energía.
- El miembro Morichal Inferior contiene la mayor acumulación de hidrocarburos en el centro-este del bloque Carabobo debido a la mayor interconexión que hay entre los poros a lo largo del área.
- Se sugiere la perforación de nuevos pozos que contengan todos los registros con el fin de minimizar la incertidumbre en aquellas zonas que presentan falta de información, con el fin de mejorar la representación de los mapas de isopropiedades.
- La secuencia depositacional en el centro-este del bloque Carabobo se encuentra controlado estructuralmente por el Alto de Uverito al oeste y al sur por el río Orinoco, los cuales causan un acuñaamiento de las secuencias sedimentarias en una estructura de baja profundidad por lo que los paquetes de arenas de interés identificados en la zona del Morichal Superior no son propicios para proponer una perforación ya que el espesor de estas arenas son muy pequeñas con un valor de 3 pies aproximadamente, para obtener un recobro rentable de hidrocarburos.

- Se recomienda realizar una adquisición sísmica 3D que permita realizar los atributos sísmicos que permita mejorar la visualización de los canales distributarios de la cuenca deltaica y mejorar la ubicación y extensión de los prospectos.
- Se recomienda la adquisición de núcleos en el Bloque Carabobo para aportar información y para poder realizar una correlación más precisa mediante el amarre de pozos cercanos a estos núcleos.

BIBLIOGRAFÍA

- Albertini, Z., & Cadena, E. (2014). *Análisis Estratigráfico secuencial de la Formación Oficina ubicada en la división Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tesis Especial de Grado.* Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Chramcow, D. (2008). *Interpretación Sismo-estratigráfica del área de Pichincha perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco. Informe final de cursos en cooperación.* Universidad Simón Bolívar, Caracas.
- Crespo, J. (2008). *Modelo sedimentológico-estratigráfico, bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado.* Universidad Central de Venezuela.
- Fiorillo, G. (1983). *Evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco.* Caracas: PDVSA.
- González de Juana, C. I. (1980). *Cuenca Petrolífera de Falcón. Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Tomo II.* Caracas: FONINVES.
- Halliburton. (s.f.). *Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos.*
- Hedberg, H. (1947). *Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela.* Bulletin American Association of Petroleum Geologist V.13 No.12.
- Liner, C. (2004). *Elements of 3D seismology.* PennWell Segunda Edición.
- Marín, C. (2003). *Caracterización petrofísica del área Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco. Tesis Especial de Grado.* Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Mederos, I. (2014). *Estudio integrado para la identificación de prospectos en el bloque Carabobo 1 y 2, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. Trabajo Especial de Grado.* Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Mitchum, R. (1977). *Seismic stratigraphy and global changes of sea level; Part 6, Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences.* AAPG Memoir.
- Parnaud, F., Gou, Y., Pascual, J., Truskowski, I., Gallando, O., & Passalacqua, H. (1995). *Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin.* Petroleum Basins of South America Memoir 62 AAPG.

- PDVSA-INTEVEP. (s.f.). *Formación Oficina, Léxico Estratigráfico Venezolano*. Recuperado el 12 de Julio de 2016, de <http://www.pdv.com/lexico/o2w.htm>
- PerfoBlogger*. (2012). Recuperado el 3 de Julio de 2016, de <http://perfob.blogspot.com/2012/01/registros-de-pozos.html>
- Pinto, J. (2011). *Estratigrafía Secuencial: Esquemas alternativos de un paradigma en evolución*. Los Teques: PDVSA-INTEVEP.
- Salazar, E. (2014). *Modelado estructural 3D del campo Cerro Negro (Bloque Carabobo) Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Anzoátegui, Venezuela. Tesis Especial de Grado*. Universidad Central de Venezuela.
- Sánchez, F. (1999). *Medición de variación de amplitud con la distancia en datos sísmicos terrestres*. Universidad Central de Venezuela: Trabajo Especial de Grado.
- Santos, A., & Jam, P. (1987). *Cambios de facies de la Formación Freites en el sector Cerro Negro, Faja Petrolífera del Orinoco*. Caracas: Bol.SGV.
- Schlumberger. (1983). *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*. Schlumberger Educational Services, p-198.
- Schlumberger. (1997). *Evaluación de Pozos*. Caracas, Venezuela.: Schlumberger, Sureco C.A.
- Strata Terminolog*. (s.f.). Recuperado el 2 de septiembre de 2016, de <http://www.sepmstrata.org>.
- Summa, L., Goodman, E., Richardson, M., Norton, I., & Green, A. (2003). Hydrocarbon systems of Northeastern Venezuela: plate through molecular scale-analysis of the genesis and evolution of the Eastern Venezuela Basin. *Elsevier*, 333-335.
- Vera, T. (1994). *Estratigrafía Principios y Métodos*. Madrid: Rueda.
- Walker, R., & James, N. (1992). *Facies Model. Response to Sea Level Change*. St. John's, Newfoundland, Canada: Geological Association of Canada.
- Yoris, F., & Ostos, M. (1997). *Geología de Venezuela: Geología general y cuencas petrolíferas*. Texas: Jolley Printing.