

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENISCAS CON BASE A TIPOS DE ROCA INTEGRANDO RASGOS SEDIMENTOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS, EN UN SECTOR DE LOS BLOQUES PETROCARABOBO Y CARABOBO 1, EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, VENEZUELA.

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. García A., Roberto A.

Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo.

Caracas, 2013.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENISCAS CON BASE A TIPOS DE ROCA INTEGRANDO RASGOS SEDIMENTOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS, EN UN SECTOR DE LOS BLOQUES PETROCARABOBO Y CARABOBO 1, EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, VENEZUELA.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ángela Rojas.

TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Rosalía Herrera.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. García A., Roberto A.

Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo.

Caracas, 2013

AGRADECIMIENTO

Agradezco a DIOS.

A la UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, que más que una universidad, fue mi segunda casa durante mi formación como ingeniero.

A mi tutora de tesis, PROF. ÁNGELA, le agradezco los conocimientos impartidos durante toda la carrera y en la elaboración de esta investigación.

A PDVSA-INTEVEP por el financiamiento y la oportunidad para realizar la presente investigación, que ha sido de gran aporte para mi formación. En especial a mis tutores, Señora Rosalía y Señor Arnaud, por su colaboración y conocimientos transmitidos.

Agradezco a mis padres, ROBERTO Y MARTHA, son lo máximo, sin ustedes no hubiese podido culminar con éxito muchas de las cosas que he conseguido en mi formación académica. Han sido los mejores, el apoyo y la orientación a lo largo de estos años.

A mi abuela MAMI, ha sido mi gran apoyo, sin usted todo hubiese sido más difícil, gracias por todas las comidas y el amor durante estos años.

A mi hermano CHUCHÚ, por tu apoyo en todas las decisiones de mi vida sin importar cuales sean, además de hermano eres mi amigo, se que cuento contigo para todo, tanto en el ámbito profesional como personal.

A SORE y DANY, por sus incondicional apoyo para mi vida y para mi formación profesional.

A mi tía FLOR por ser contar con usted durante toda mi carrera.

A mis amigos de la universidad, KALA, PEPE, PUCHI, FRANK, SOUBLETTE, YESSY Y FERCHO, más que amigos fueron hermanos durante mi etapa de formación académica.

A los profesores que han hecho aportes importantes para mi formación como geólogo, profesores: Ricardo Alezones, Carolina Machillanda, Ruthman Hurtado, Enzo Caraballo, Henry Falcón y Mauricio Bermudez.

A mis compañeros de CPDG, Alexsay, Luis Lopez, Halis y Atilio, gracias por el intercambio de conocimientos durante estos meses.

A los Ingenieros Andrés Espeso, José Martinez, Marcio Normando y Jorge Arviaez, por sus aportes a mi trabajo especial de grado y su apoyo durante la realización del mismo.

Y por último a Enrique Bunbury y Andrés Calamaro por sus canciones.

García A. Roberto A.

**“CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENISCAS CON BASE A TIPOS DE
ROCA INTEGRANDO RASGOS SEDIMENTOLÓGICOS Y
PETROFÍSICOS, EN UN SECTOR DE LOS BLOQUES
PETROCARABOBO Y CARABOBO 1, EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO, VENEZUELA”**

**Tutor académico: M. Sc. Ángela Rojas. Tutor industrial: M. Sc. Rosalía
Herrera.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y
Geofísica.2013, 131p.**

Palabras claves: Formación Oficina, Modelo geoestadístico, Roca, Interpretación sedimentológica.

RESUMEN

Se realizó una caracterización de las areniscas en los bloques Petrocarabobo y Carabobo 1, con base en los tipos de roca, a partir de la integración de rasgos sedimentológicos y petrofísicos, como descripción de núcleo, registros petrofísicos y datos sísmicos.

Se describió el núcleo CQC-1 que se encuentra ubicado al suroeste del área de interés, también mediante el método de correlación estratigráfica se correlacionó dicha información a los 50 pozos de la zona de estudio, a partir de allí se realizaron secciones estratigráficas intentando cubrir las estructuras más importantes del área, también se generaron mapas estructurales e isopacos de arena neta.

Se realizó un modelo geoestadístico de tipo de roca en base a los datos petrofísicos con el uso del programa Easytrace, tomando las características que presentan cada pozo según ciertas propiedades petrofísicas, esto con la finalidad de comparar y

relacionar estos resultados con la interpretación sedimentológica y la correlación estratigráfica.

Sedimentológicamente se interpretó que las arenas del bloque Petrocarabobo y Carabobo 1 en la formación Oficina, se depositaron de manera general en un ambiente deltaico de aporte principalmente fluvial, donde se logró interpretar un canal distributivo que se observa en las secciones estratigráficas hacia el norte, con sus respectivas llanuras de inundación al sur de la zona.

El modelo de tipo de roca arrojó 5 tipos de rocas diferentes, para las cuales se encontró su equivalente en la interpretación sedimentológica y coincidieron en cuanto a las características de las arenas, lo cual nos permitió caracterizar de forma más eficiente las arenas de la interpretación sedimentológica.

ÍNDICE

	Página.
AGRADECIMIENTO	i
RESUMEN.....	iii
ÍNDICE	v
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	xi
CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 GENERALIDADES.....	1
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.5 OBJETIVO GENERAL	5
1.6 OBJETIVOS ESPECIFICOS	5
1.7 ALCANCE	6
1.8 ANTECEDENTES.....	6
CAPITULO 2: MARCO METODOLÓGICO.....	16
2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	16
2.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	16
2.3 DESCRIPCIÓN DEL NÚCLEO.....	17
2.4 CALIBRACIÓN NÚCLEO-PERFIL.....	17
2.5 CORRELACIÓN DE LAS UNIDADES SEDIMENTARIAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO.....	18
2.7 CONSTRUCCION DE MAPAS ESTRUCTURALES Y DE ESPESORES 19	
2.8 CONSTRUCCION DE UN MODELADO GEOESTADÍSTICO DE TIPOS DE ROCA	20
CAPITULO 3: MARCO TEÓRICO	27

3.1	CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	27
3.1.1	TIPOS DE CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	27
3.1.2	ESCALAS DE CORRELACIÓN.....	28
3.1.3	MÉTODOS DE CORRELACIÓN.....	28
3.2	REGISTROS DE POZOS.....	30
3.3	FACIES.....	38
3.4	ASOCIACIÓN DE FACIES Y SECUENCIA DE FACIES.....	38
3.5	MAPAS Y GRÁFICOS.....	39
3.6	LITOESTRATIGRAFÍA. SISTEMAS Y PROCESOS DE SEDIMENTACIÓN.....	41
3.7	MEDIOS POROSOS.....	44
3.8	POROSIDAD.....	46
3.9	PERMEABILIDAD.....	46
CAPITULO 4: GEOLOGÍA REGIONAL.....		48
4.1	EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DEL CARIBE.....	48
4.2	CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	57
4.3	EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	59
4.3	ARQUITECTURA DE LA CUENCA Y COBERTURA SEDIMENTARIA 64	
4.4	ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA.....	68
CAPITULO 5: GEOLOGÍA LOCAL.....		82
5.1	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL LOCAL.....	82
5.2	ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA LOCAL.....	84
CAPITULO 6: RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		85
6.1	DESCRIPCIÓN DEL NÚCLEO.....	85
6.2	ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA.....	95
6.2.1	CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	95
6.2.2	MAPAS ESTRUCTURALES.....	95
6.2.3	SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS.....	96
6.2.4	MAPAS DE ARENA NETA.....	103

6.3	MODELO GEOESTADÍSTICO	114
6.3.1	DETERMINACIÓN DE LAS ELECTROFACIES	115
6.3.2	GENERACIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA	116
6.3.4	DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA Y EQUIVALENCIAS EN LA INTERPRETACION ESTRATIGRÁFICA	117
6.3.5	DESCRIPCIÓN DE LAS SUPERFICIES BASADO EN EL MODELO PROBABILISTICO DE TIPO DE ROCA	118
CAPITULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		122
7.1	CONCLUSIONES.....	122
6.2	RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFÍA		126

LISTA DE FIGURAS

	Página.
Figura 1: Cuencas petrolíferas de Venezuela basada en la distribución de sus provincias sedimentarias. Tomado y modificado de Yoris y Ostos. (1997).	3
Figura 2: Tabla de Morichal.	21
Figura 3: Crossplot RHOB vs NPHI y poblaciones de muestra para la tabla de Morichal.	24
Figura 4: Probabilidad lineal y cuadrática para la tabla de Morichal.	25
Figura 5: Gráfico múltiple del pozo CQC-1.	26
Figura 6: Registros de Rayos Gamma. Respuestas típicas para diferentes litologías Tomado y modificado de Rider, 1996.	32
Figura 7: Registro de Densidad Neta. Respuestas típicas para diferentes litologías. Tomado y modificado de Rider, 1996.	35
Figura 8: Cáliper. Respuestas típicas para diferentes litologías. Tomado y modificado de Rider, 1996.	36
Figura 9: Representación de la respuesta de un registro de potencial espontáneo al presentarse una capa de arenisca porosa encajada dentro de otra lutítica impermeable. Modificado de Rider, 1996.	37
Figura 10: Registros de pozo tipo. Tomado y modificado de COFRC (1991).	43
Figura 11: Esquemización de un material poroso. Tomado de Mendoza (2000). ...	46
Figura 12: Situación limítrofe actual del Caribe. Las flechas muestran las direcciones de movimiento de las principales placas (Tomado de Giunta <i>et al.</i> , 2003).	49
Figura 13: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Jurásico Temprano. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico Modificado de Pindell y Kennan (2001).	51
Figura 14: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Apítense Temprano. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico. Modificado de Pindell y Kennan (2001).	52
Figura 15: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Paleoceno Tardío. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico. Modificado de Pindell y Kennan (2001).	53
Figura 16: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Oligoceno Temprano. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico. Modificado de Pindell y Kennan (2001).	55
Figura 17: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Mioceno Tardío. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico. Modificado de Pindell y Kennan (2001)	56
Figura 18: Corte geológico conceptual norte- sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. Tomado y modificado de Yoris y Ostos (1997).	58

Figura 19: Corte geológico conceptual noreoeste-sureste de la Subcuenca de Maturín. Tomado y modificado de Yoris y Ostos (1997).....	59
Figura 20: Sección esquemática de la evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Tomado y modificado de Summa et al., 2003).....	63
Figura 21: Mapa de Distribución de depocentros sedimentarios de la Cuenca Oriental de Venezuela y estructura del basamento. (Tomado y modificado de Summa <i>et al.</i> , 2003).	66
Figura 22: Configuración esquemática de las estructuras de La Faja Petrolífera del Orinoco. (Tomada de PDVSA, 2007).....	67
Figura 23: Estratigrafía Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tomado de PDVSA (2010).....	68
Figura 24 Tabla de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Tomado del L.E.V, 1997).....	69
Figura 25: Línea sísmica CN-81-75 mostrando la estructura del Bloque Carabobo 1 y Petrocarabobo.....	84
Figura 26: Columna estratigráfica tipo para el Bloque Carabobo. Pozo CN-151.....	86
Figura 27: Mapa estructural de la superficie TS1.	96
Figura 28: Sección estratigráfica 1.....	98
Figura 29: Mapa ubicación sección estratigráfica 1.....	98
Figura 30: Mapa ubicación sección de las secciones estratigráficas.....	99
Figura 31: Sección estratigráfica 2. SO-NE.....	100
Figura 32: Sección estratigráfica. SO-NE.....	100
Figura 33: Sección estratigráfica 4. NO-SE.....	101
Figura 34: Sección estratigráfica 5. NO-SE.....	101
Figura 35. Sección estratigráfica 6. NO-SE.....	102
Figura 36: Mapa arena neta TS14.	103
Figura 37: Mapa arena neta TS13.	104
Figura 38: Mapa arena neta TS12.	105
Figura 39: Mapa arena neta TS11.	106
Figura 40: Mapa arena neta TS10.	107
Figura 41: Mapa arena neta TS9.....	108
Figura 42: Mapa arena neta TS8.	109
Figura 43: Mapa arena neta TS7.....	110
Figura 44: Mapa arena neta TS5.....	111
Figura 45: Mapa arena neta TS4.....	112
Figura 46: Mapa arena neta TS3.....	113
Figura 47: Mapa arena neta TS2.....	114
Figura 48: Clasificación de tipo de roca para el pozo PCN-11 en Morichal.	115
Figura 49: Modelo probabilístico de tipo de roca para el pozo MA-114.....	117

Figura 50: Modelo probabilístico de tipo de roca correlacionado con la interpretación estratigráfica para el pozo MA-114..... 121

LISTA DE TABLAS

	Página.
Tabla 1: Equivalencias de los topes con estudios previos.....	19
Tabla 2: Registros presentes en cada pozo.....	23
Tabla 3: Calidad de una roca en función de su permeabilidad. Tomado y modificado de Djebbar & Donaldson (1996).	47
Tabla 4: <i>Descripción del núcleo CQC-1.</i>	94

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 GENERALIDADES

La demanda energética crece a pasos acelerados. La principal fuente de energía en Venezuela son los hidrocarburos, por lo tanto, para satisfacer las necesidades de la sociedad cada vez es más importante optimizar, mejorar y aumentar la producción de los mismos.

Las compañías de petróleo y gas se plantean constantemente el desafío de elevar y mejorar la producción, reducir los riesgos en la etapa de exploración y aprovechar al máximo el potencial del yacimiento. Para ello es necesario generar nuevas tecnologías, técnicas y métodos que permitan optimizar el proceso de extracción petrolera.

En la actualidad uno de los principales métodos para caracterizar los yacimientos es la construcción de modelos geológicos que nos permitan entender y predecir el comportamiento de los cuerpos prospectivos en subsuelo.

La Faja Petrolífera del Orinoco es uno de los reservorios de petróleo pesado y extrapesado más grande del mundo, descubierta en 1938 y con unas reservas recuperables de más de 270 billones de barriles, se localiza en el sector meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela ocupando la zona sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro de oeste a este. Abarca una extensión de 70 Km en dirección norte sur y 600 Km en dirección este oeste, lo que totaliza aproximadamente 55.314 Km² y está dividida en cuatro bloques de exploración y producción petrolera: Boyaca, Junin, Ayacucho y Carabobo, de oeste a este.

Las perforaciones se iniciaron en el año 1935, y aunque para ese tiempo ya se había demostrado que el área contenía grandes acumulaciones de crudos extrapesados y depósitos naturales de bitumen, solo 58 pozos fueron perforados durante los siguientes 30 años. Esto debido a las grandes reservas de petróleo liviano y mediano que había en Venezuela para la época.

La Cuenca Oriental de Venezuela y por ende la Faja Petrolífera del Orinoco es una depresión topográfica y estructural compuesta por una secuencia sedimentaria que comprende estratos que van desde el Paleozoico hasta el Cenozoico, donde más del 90% del crudo se encuentra en los sedimentos de edad Mioceno.

Por todo esto, la Faja Petrolífera del Orinoco es de gran importancia económica para la nación, y su exploración y modelado no han cesado desde su descubrimiento, y desde entonces debido a sus grandes dimensiones las exploraciones y modelado geológico se han realizado a partir de áreas mucho más pequeñas que luego se integran al macroproyecto de la Faja Petrolífera del Orinoco. Todo esto para conseguir un mayor detalle de la geología. Por esto surge la necesidad de desarrollar un proyecto de un modelado sedimentológico petrofísico en el bloque Petrocarabobo y Carabobo 1.

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la parte centro este de Venezuela, entre los 8° y 11° de latitud norte y los 61° y 66° de longitud oeste. Limita al norte con la Cordillera de la Costa y el piedemonte Las Serranías del Interior Central y Oriental, al oeste con el Arco del Baúl, al sur con El Cratón de Guayana y al este la cuenca se extiende por debajo del Golfo de Paria y se hunde en el Océano Atlántico.

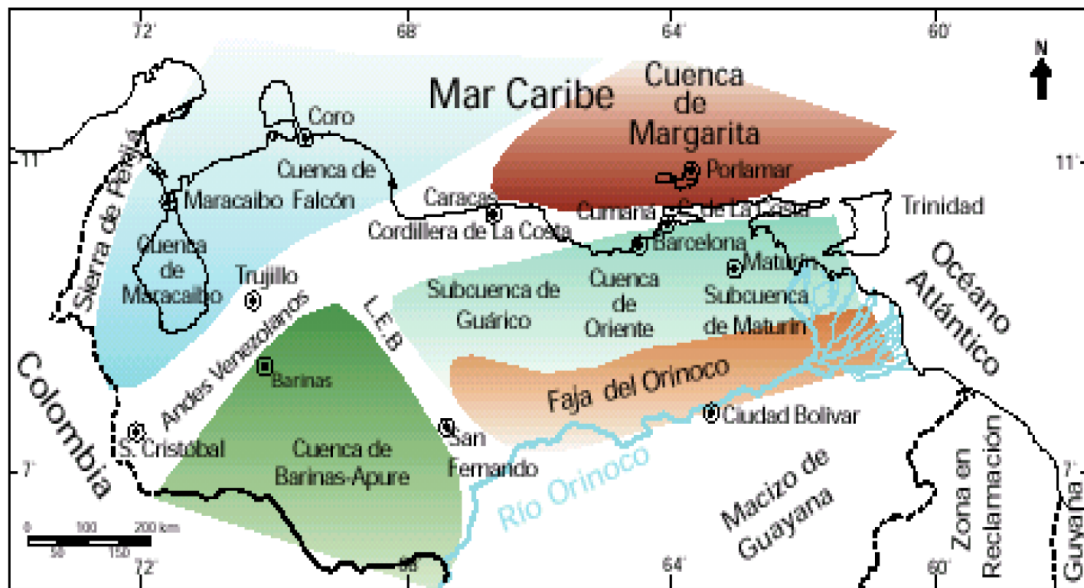


Figura 1: Cuencas petrolíferas de Venezuela basada en la distribución de sus provincias sedimentarias. Tomado y modificado de Yoris y Ostos. (1997).

Según González de Juana *et al.* (1980), esta depresión tiene una extensión aproximada de 800 Km sentido oeste-este y 200 Km norte-sur, por lo tanto, un área total aproximada de 165.000 Km². La disposición actual de la cuenca es asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos. Siendo ambos flancos productores de petróleo, bajo condiciones estratigráficas y estructurales diferentes.

La zona en la cual se encuentra enmarcado el proyecto es la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual se encuentra en la zona meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, ocupando la parte sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Ocupa los 600 Km de extensión oeste-este de la Cuenca y 70 Km en dirección norte sur, ocupando un área cercana a 55.314 Km². La Faja Petrolífera del Orinoco se divide en cuatro áreas de exploración y explotación petrolera, de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y estas a su vez se subdividen en 27 bloques de aproximadamente 500 Km², con un área de exploración de aproximadamente 11.593 Km².

La faja produce petróleo pesado y extra pesado, albergando aproximadamente 1.360 billones de barriles de petróleo probados para la fecha, los cuales se disponen de la siguiente manera: Boyacá 489.000 millones de barriles, Junín 557.000 millones de barriles, Ayacucho 87.000 millones de barriles y Carabobo con 227.000 millones de barriles.

La Cuenca Oriental se divide en dos subcuencas de oeste a este: la Subcuenca de Guárico hacia el oeste y la Subcuenca de Maturín al este, las cuales están separadas por el sistema de fallas de Anaco y sus estructuras asociadas (Di Croce *et al.*, 1999).

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Faja Petrolífera del Orinoco cubre un área de aproximadamente 55.314 Km², y contiene la mayor reserva petrolera del país en la actualidad. Aún existen zonas que no han sido estudiadas en detalle, entre ellas se encuentran los bloques Petrocarabobo y Carabobo 1, objeto de el presente estudio.

Los modelos sedimentológicos y petrofísicos del área son relativamente abundantes, pero debido a la escasez de modelos integradores de ambos rasgos geológicos surge la necesidad de generar dichos modelos para tener un mayor detalle de los acontecimientos geológicos más importantes que ocurrieron en dicha zona de gran potencial petrolero.

En la presente investigación se pretende validar la data petrofísica y sedimentológica disponible, para luego generar un modelo que nos permita caracterizar las areniscas con base a los tipos de roca.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco representa las reservas petroleras más grandes del país y uno de los yacimientos de hidrocarburos más grandes del mundo de petróleo pesado y extrapesado. Ciertas áreas están carentes de exploraciones y modelos que

puedan optimizar la producción petrolera en la faja. Por lo anteriormente expuesto la Faja Petrolífera del Orinoco es de gran importancia económica para la nación, y desde su descubrimiento y debido a sus grandes dimensiones las exploraciones y modelados geológicos se han realizado a partir de áreas mucho más pequeñas que luego se integran al macroproyecto de la Faja Petrolífera del Orinoco. Todo esto para conseguir un mayor detalle de la geología y del yacimiento. Por esto surge la necesidad de desarrollar un proyecto de una caracterización sedimentológica petrofísica en el bloque Petrocarabobo y Carabobo 1, zona que no presenta investigaciones previas vigentes de caracterización en base a tipos de roca.

Por otra parte, los datos petrofísicos son cada vez de mayor importancia dentro de la industria petrolera, y la data sedimentológica siempre ha sido de vital importancia para entender el comportamiento de las rocas yacimiento, por lo tanto, una metodología que integre ambos datos es ser de gran ayuda para la exploración petrolera en la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.5 OBJETIVO GENERAL

Correlacionar y caracterizar estratigráficamente las areniscas de la Formación Oficina con base a tipos de roca integrando los datos sedimentológicos y petrofísicos, de registro de pozo y estudio de núcleo, obtenidos en un sector los bloques Petrocarabobo y Carabobo 1, de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.6 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Construir y validar la información contenida en los registros de forma digital.
- Realizar la calibración núcleo perfil, integrando la descripción de núcleos y de los datos contenidos en los registros.
- Validar la data petrofísica y sedimentológica ya obtenida en los bloques Petrocarabobo y Carabobo 1.

- Correlacionar y generar secciones estratigráficas de alta definición de los pozos de la zona con el programa Stratworks.
- Generar geoestadísticamente un modelo de tipo de roca en base a los registros disponibles en los pozos, utilizando el programa Easytrace.
- Generar mapas de isopropiedades de las arenas del área.
- Caracterizar el área de estudio con base al tipo de roca integrando rasgos sedimentológicos y petrofísicos.

1.7 ALCANCE

A través de la presente investigación se pretende definir una caracterización sedimentológico petrofísico, con base al tipo de roca, de alta definición de la geología de los yacimientos de los bloques Petrocarabobo y Carabobo 1, por medio de la integración de rasgos sedimentológicos, petrofísicos y sísmicos para obtener una caracterización a detalle de la geología de la zona, que servirá para optimizar la planificación de proyectos para exploración.

1.8 ANTECEDENTES

QUIJADA (1983). Realiza una compilación de datos geológicos y un posterior análisis de los mismos, estableciendo en detalle la geología del área comprendida entre las trampas MFB-15 y MFB-16. Denotando características estructurales, sedimentarias y estratigráficas, donde se determino un ambiente de sedimentación fluvial para las arenas U2-U3.

CAÑAS (1983). Posterior al estudio geológico de Quijada (1983), realiza una evaluación petrofísica del área comprendida entre las trampas MFB-15 y MFB-16, para conocer la potencialidad de las arenas U2, U3 del Yacimiento MFB-15, así como también elaboro y analizo mapas de volumen de arcillas (VSH), permeabilidad (K),

densidad de hidrocarburo (ρ_H), isoporosidad (ϕ), gradiente geotérmico (GG), calidad de arena $\phi (1 - S W)$, índice de productividad (SW/SO), estructural-isópaco.

ALGOMEDA y FLORES (1985). Muestran una evaluación petrofísica de la arena U $\frac{3}{4}$ del yacimiento MFB-24, realizando la revisión de la correlación estratigráfica en cincuenta y dos pozos (52), determinación de las propiedades petrofísicas (ϕ_e , Sw, B, Rw, VsH, Rt, etc) de la arena reservorio, mediante la aplicación del programa de computación "Eval Wily", construyeron de mapas de isoporosidad (ϕ_e); isoarcillosidad (VsH); relación de movilidad (Sw/sxo); isópaco de arena neta petrolífera ($\phi_e (1-Sw)E$) con el objeto de utilizarlo como soporte técnico en los futuros proyectos de recuperación térmica.

CHIRINOS Y MACÍAS (1988). Estudiaron los parámetros petrofísicos en la base de la Formación Oficina y tope de la Formación Merecure, analizaron la información contenida en los registros eléctricos; para efectuar: correlaciones litoestratigráficas, obtuvieron valores de parámetros petrofísicos y con las curvas de los diferentes registros establecieron el ambiente sedimentario de los diferentes cuerpos de arenas, con los datos obtenidos en su investigación elaboraron mapas isópacos para las arenas U1 y U2 y el mapa estructural para la arena U1, además de las correlaciones estratigráficas.

MARCADAN (1996). Realizó la caracterización geológica y petrofísica de la arena TL en la trampa 15, cuadrángulo Bare en el área de Hamaca, se llevó a cabo gracias a la integración e interpretación de la información geológica, estructural, estratigráfica y sedimentológica disponible de la zona en estudio, con el fin de generar un modelo geológico actualizado que sirva de apoyo para futuras perforaciones.

COLMENARES (1996). Su estudio está basado en la caracterización petrofísica de las facies arenosas equivalentes a la Formación Oficina; también llamada arenas del Mioceno Inferior en el campo Las Piedritas ubicado al sur de la ciudad de Maturín en el estado Monagas. El área de estudio es un área exploratoria, en el que se han perforado cinco (5) pozos de los cuales dos resultaron exitosos (MC-I y MC-2). Se

obtuvieron los parámetros petrofísicos como son: arcillosidad, arena neta, arena neta petrolífera, porosidad, saturación de agua y permeabilidad, los cuales son considerados para identificar el intervalo de arena más favorable. Para ello se utilizaron los siguientes registros: gamma ray, resistividad, densidad-neutrón y conductividad. Como resultado del trabajo realizado se determinó que la zona de interés, desde el punto de vista de roca yacimiento, presenta buena porosidad y permeabilidad. Se generaron seis (6) mapas de isopropiedades al tope de las arenas del Mioceno Inferior, en los cuales se plasma la tendencia de cada uno de los parámetros petrofísicos obtenidos.

CANTISANO (1996). Este estudio comprende el análisis sedimentológico y petrofísico de la Formación Lagunillas (Mbros. Bachaquero) en el área periférica del Campo Bachaquero, con el objeto de establecer la orientación, distribución vertical y horizontal y calidad física del yacimiento. Para ello se examinaron 402 pies de núcleos recuperados en los pozos LB 2075, LB 2076 y LB 2080. Como resultado se identificaron cuatro facies de areniscas (S11, S12, S13 y S15), una heterolítica (H) y cuatro lutíticas (L, L1, Lc, P). Las facies S11 se caracterizan por ser de la mejor calidad en cuanto a las propiedades petrofísicas, siendo las más prospectivas. Los intervalos areno/arcillosos de baja resistividad conformadas por facies S12, S13 y S15 presentan moderada impregnación de hidrocarburos y adicionalmente su capacidad de producción no ha sido probada en estos intervalos.

SANCHEZ, QUIJADA y OROPEZA (1997). Realizaron la evaluación geológica del yacimiento MFB-53 para las Arenas Basales U1 y U2/3, en Trampa 15, Campo Bare, utilizando datos petrofísicos de 148 pozos, información de pozos horizontales, líneas sísmicas e informes técnicos del área. Definieron dos unidades sedimentarias, la unidad U2/3 inferior donde las arenas se depositaron en un ambiente de alta energía de ríos con canales entrelazados durante un periodo de bajo nivel del mar (L.S.T) y la unidad U1 donde las arenas se depositaron en un ambiente transicional con influencia marina en el inicio de un periodo transgresivo (T.S.T).

ACOSTA (1997). Evaluó propiedades petrofísicas de pozos horizontales en el área sísmica 3D Bare - Arecuna 97, realizó un modelo geológico posterior a la perforación de tres pozos horizontales (MFB - 427, MFB - 449, MFB - 444), ubicados en el Campo Bare, donde observo que los cambios bruscos de Gamma Ray y Resistividad que se encuentran a medida que se observa un perfil de pozos, son debido a la navegación de la herramienta, ya que a medida que se realiza la perforación ésta puede estar ubicada muy cerca de los contactos Base-Topo de las arenas productoras con formaciones altamente arcillosas o también debido a intercalaciones lutíticas dentro de las arenas. Posteriormente se realizó la evaluación petrofísica de estos pozos como complemento a la información obtenida del modelo geológico.

PICO Y GARCÍA (1997). Su estudio se centró en aplicar los conceptos de la Estratigrafía Secuencial utilizando primordialmente curvas de perfiles de pozos, con el fin de detectar buenos desarrollos arenosos, principalmente aquellos asociados a posibles rellenos de Valles Incisos; los cuales son potenciales yacimientos de hidrocarburos, donde identificaron dos posibles rellenos de Valles Incisos, el primero ubicado en la Formación Merecure en la Arena $U_{2/3}$ y la Arena U_1 ubicado en la Formación Oficina y el segundo relleno de Valle Inciso se ubicó en la Formación Oficina en las Arenas M.

GÓMEZ (1998). En su trabajo aplica los principios de la estratigrafía secuencial, con la finalidad de identificar posibles rellenos de valles incisos (VIF), en las arenas superiores de la Formación Oficina; específicamente la arena B4, que es la unidad sedimentaria más importante como posible prospecto para la inyección de aguas efluentes, en una zona inscrita en el área cubierta por la sísmica tridimensional Bare-96, en el cuadrángulo Bare, área de Hamaca, arenas en las cuales se busca tengan dimensiones aptas para la explotación, ya que para la fecha no había interés en estas. Concluyendo que la arena es de prospección moderada debido a su escaso espesor 30' y a la poca amplitud de sus canales y denotando que los depósitos correspondientes a la arena B4 se ubican a finales del Mioceno Medio, en un ciclo sedimentario transgresivo (TST), formando un valle inciso maduro.

TEXEIRA (1999). Caracterizó sedimentológicamente las arenas de la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano, las cuales se caracterizan por el desarrollo de barras litorales hacia el norte y una zona fluvio-deltaica hacia el sur, la cual tiende a retrogradar. Lograron definir e identificar 14 facies (las cuales se designaron de una manera informal con letras y números): A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, A9 (facies arenosas), C (nivel de clastos), HB (heterolita), J (caliza), K (carbón) y L (lutita); su asociación vertical, datos bioestratigráficos, icnogéneros presentes y estructuras sedimentarias permitieron caracterizar el Cretácico y Mioceno Inferior-Medio. Un aporte muy importante e innovador en el área, fue la definición de la discordancia Cretácico-Mioceno Inferior a través del estudio de registros sísmicos (patrones de compactación) e integración de numerosos datos de otras disciplinas como la bioestratigrafía, geoquímica (pruebas de reflectancia de vitrinita), petrofísica y otras.

RODRIGUEZ (2000). Desarrolló un modelo geológico del yacimiento MFB-54, arena L3-4 perteneciente a la Formación Oficina y enmarcada dentro de la trampa MFB-15, mediante la aplicación de las disciplinas de geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos, observando que en este yacimiento hay una gran discrepancia entre las correlaciones anteriores y las que realizó su trabajo, debido a que las correlaciones recibidas presentaban confusiones entre la arena L3-4 con la arena M1-3, a tal punto que en el pozo que le da nombre al yacimiento no existe desarrollo de la arena L3-4, y el espesor que es cartografiado es el de la arena M1-3, cambiando por completo el antiguo Modelo Geológico del yacimiento. Debido a la problemática plantea el cambio de nombre del yacimiento por el de MFB-471, en correspondencia con el primer pozo completado en esta arena.

IRIARTE (2000). Este estudio presenta la interpretación geológica de la arena R3, perteneciente a la formación Oficina en el Campo Acema 200, estableciendo el Modelo Geológico Sedimentario de dicha arena, a partir de la integración del análisis sedimentológico de los procesos que rigieron los depósitos en el momento de su sedimentación e integrándolo a un análisis de perfiles de pozos existentes. El estudio sedimentológico se basó en la descripción de 162 pies de núcleos de los pozos

11M219A y 11M232, ubicado en el campo acema 200, en el área Mayor de Oficina, al suroeste del estado Monagas. De dicho estudio se interpretó a la arena R-3 como depósitos de canal distributivo. Mediante la correlación detallada de 38 pozos, se elaboraron 5 secciones estratigráficas y 4 secciones estructurales en dirección noroeste-sureste y suroeste-noreste, en las cuales se observó que la arena se presenta bien desarrollada, presentando sus mejores depocentros hacia el noroeste-noreste y al suroeste del área. El análisis sedimentológico del intervalo estudiado indica que la arena R3 fue depositada en un ambiente deltaico (preferentemente facies de relleno de canales relacionados a depósitos de la llanura deltaica).

LOPEZ (2001). El trabajo tiene como objetivo determinar el ambiente sedimentario bajo el cual se depósito el miembro Colorado (Informal) en el intervalo (7058'-7382'), con la finalidad de establecer un modelo sedimentológico del mismo, los resultados aquí obtenidos serán integrados a otros resultados similares del miembro Colorado. La investigación se basó en la descripción sedimentológica detallada del núcleo correspondiente al pozo RG-231 que perforó al miembro Colorado (Informal). La descripción comprende la identificación de litofacies (asociaciones de facies), unidades sedimentarias y tipos de depósitos. Posteriormente, la interpretación sedimentológica (una vez realizada la calibración del núcleo del pozo RG-231, con los registros disponibles de los 104 pozos, los cuales incluyen registro de Gamma Ray, Resistividad y Potencial Espontaneo) es extrapolada a partir de las correlaciones estratigráficas de las asociaciones de facies interpretadas en el registro del pozo RG-231, estas correlaciones permitieron definir la geometría de las arenas evaluadas, así como también de las asociaciones de facies que la conforman. Se definieron 25 litofacies para el miembro Colorado, integrándolas en 4 asociaciones de facies (barra de desembocadura, bahía interdistributaria, abanico de rotura y lutitas del prodelta). Luego fueron definidas 5 parasecuencias (PS) designadas de base a tope por PS-E, PS-C, PS-B4, PS-B2 y PS-A1, las cuales representan sistemas deltáicos.

SILVA (2002). Reinterpreta el modelo geológico del yacimiento MFB-90, Arena R2 del Campo Bare, perteneciente a la Formación Oficina, el cual se encuentra ubicado

en la Faja Petrolífera del Orinoco, el estudio se realizó por etapas, la primera consiste en la recopilación bibliográfica, revisión y validación de la información suministrada a través de las carpetas de pozos, registros: eléctricos, rayos gamma y densidad-neutrón, informes técnicos e históricos de producción, a desarrollarse en la segunda etapa con la elaboración de los mapas de calidad de arena, con el objeto de calcular los espesores de la arena de interés para delimitar el cuerpo arenoso. Además, presentó como producto la unificación de los yacimientos MFB-142 y MFB-90 incrementándose el POES de 32,28 a 149,542 MMBN.

LAREZ (2002). El estudio consistió en caracterizar las arenas L2M, L2L, O2U y O2L del Campo Trico - Yopales, mediante la realización de un modelo petrofísico donde se integra la calibración núcleo - perfil con los datos de producción, para incrementar la certidumbre del modelo roca - fluido y que sirva de soporte técnico a los planes de explotación de las reservas remanentes. Se realizó la caracterización del tipo de roca a partir de los datos de núcleo (permeabilidad, porosidad y presión capilar por inyección de mercurio), determinándose que el radio de garganta de poro que domina el flujo corresponde a una saturación de mercurio de 35 % del espacio poroso, esto permitió definir las diferentes petrofacies. Se efectuó un escalamiento núcleo - perfil, donde se obtuvo una correlación que permitió extrapolar esta información a otros pozos del área que no poseen registros de porosidad ni información de núcleo. Se generaron mapas de distribución de petrofacies y diagramas panel que representan la distribución areal y lateral respectivamente, donde se observó que la mejor calidad de roca en las arenas L2M y O2L se encuentran en la dirección suroeste-noreste y en la arena L2L en la dirección noroeste-sureste. Finalmente se caracterizaron las diferentes unidades de flujo a partir de los diagramas de Lorenz y Miller, basándose en su capacidad de flujo y almacenamiento, comparando los resultados obtenidos de la evaluación con la data de producción, donde se obtuvo la validación del modelo petrofísico.

ROMHAIN y SILVA (2003). Realizaron un modelo estático del yacimiento MFB-3, Campo Bare, trampa MFB-24, Arena J3. En el estudio se realizó, una sección

estratigráfica y una sección estructural, para observar la continuidad lateral, espesores, estructuras predominantes, límites del yacimiento y distribución de los fluidos en la arena de estudio y la identificación del ambiente sedimentario en el yacimiento se realizó, mediante el análisis de electrofacies, también elaboraron mapas de electrofacies e isopacos-estructural. Además realizaron el cálculo del POES y se estimaron las reservas del yacimiento, éstas aumentaron en un 7%. Los sedimentos que conforman la arena J3 son típicos de ambiente deltaico; la depositación de estos sedimentos se pueden observar en algunos registros como canales con acreción lateral, típicos de canales tributarios y propios de planicie deltaica.

MORENO (2003). Su trabajo consistió en una evaluación de arenas limpias para establecer una correlación que permita obtener valores de resistividad del agua de formación "Rw," en función de la profundidad, temperatura y salinidad; enmarcado dentro del Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, estado Anzoátegui. El objetivo del estudio es realizar una caracterización del agua de formación presente en los intervalos estratigráficos de la Formación Oficina. Los análisis permitieron definir que el agua de formación presente es de tipo intersticial o también llamada agua connata, ajustándose a la profundidad de los pozos evaluados.

ZAMORA (2003). Mostró la evolución geológica de la Cuenca Oriental durante el Paleozoico, que dio origen a la sedimentación de las formaciones Hato Viejo y Carrizal de edad Cámbrico, y la denominada informalmente formación Espino, de edad Carbonífero. Mediante correlación con registros, análisis bioestratigráficos recopilados, y análisis sedimentológico de núcleos, tomando en cuenta la textura y estructuras sedimentarias de las rocas de estas unidades, se considera que: La Formación Hato Viejo fue depositada en un ambiente próximo-costero, y debido a la sedimentología presente se propone un ambiente de llanuras de marea, lo que difiere de antiguas interpretaciones paleoambientales. La progresiva profundización de la cuenca, producto de sistemas de fallas normales en una cuenca graben, dio como resultado la depositación concordante de sedimentos más finos, que conforman la Formación Carrizal en un ambiente marino- transicional. La continua activación y

desactivación de la cuenca graben durante el Paleozoico, así como un cambio continuo del nivel del mar, como consecuencia de la tectónica global, dieron como resultado la erosión del tope de la secuencia del Cámbrico y la posterior depositación de una unidad no muy bien definida de edad Carbonífero (formación Espino).

GONZÁLEZ y VÁSQUEZ (2005). Definieron un modelo sedimentológico y estratigráfico de las arenas U (formaciones Merecure y Oficina), y de las arenas H y I (Formación Oficina), en el Campo Socororo Área Mayor de Socororo, en el estado Anzoátegui. Determinaron la arquitectura de las arenas prospectivas por medio de la correlación entre registros de potencial espontáneo (curva "SP"), rayos gamma (curva "GR"), resistividad (curva "RD") y densidad (curva "RHOB") y de la representación espacial de las facies para cada unidad. Elaboraron mapas de facies, de arena neta y de relaciones "net to gross" y arena/lutita determinando el ambiente sedimentario. Propusieron que las unidades estudiadas se desarrollan en un ambiente fluvio-deltáico pasando por ambientes de transición a costero, limitada por una superficie de máxima inundación. Entre las unidades L1 y H4 se reconoció una tendencia progradante por la transición de canales distributarios a sistemas fluviales meandriiformes. Concluyendo con la interpretación de la arquitectura de las arenas prospectivas del Campo Socororo Oeste.

BRACHO (2007). Determinó la geometría, distribución espacial y potencialidad productora de hidrocarburos de los cuerpos de arena de los miembros C-6-X y C-7-X en el lado deprimido de la falla CLD0050 del Campo Bloque VIII, a través de la elaboración de un modelo sedimentológico- petrofísico. La investigación comprendió el análisis de núcleos, definición de las unidades sedimentarias, interpretación del sistema depositacional, análisis de electrofacies, análisis de facies sísmicas, elaboración de mapas de facies, cálculo de la resistividad del agua de formación, cálculo de parámetros petrofísicos, determinación de los modelos de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad, y elaboración de mapas de isopropiedades. Reconocieron cinco unidades sedimentarias; canales distributarios, barras de meandro, abanico de rotura, llanuras de marea y barras de mareas. Las

unidades se depositaron sobre planicies deltaicas y observaron una sucesión retrogradacional.

PISANI (2007). El propósito fundamental de este trabajo consistió en caracterizar las propiedades petrofísicas de la arena F5, yacimiento NS-402, Campo Nieblas perteneciente a la U.E.Y. Liviano-Mediano Dación San Tomé, Distrito San Tomé con el fin de definir la tendencia areal de las propiedades petrofísicas a partir de mapas de isopropiedades, de arena neta petrolífera, de prospectividad y de radio de drenaje, a manera de establecer cuáles son las mejores zonas de calidad de arena del yacimiento estudiado y así recomendar intervalos prospectivos de cañoneo. Se estimaron las propiedades petrofísicas de todos los pozos involucrados en el área de estudio, es decir, de un grupo de pozos con perfil de Densidad-Neutrón y otros carentes de estos, a los cuales se les generó una curva de porosidad basada en el volumen de arcilla y el grado de compactación de la roca contenido en el intervalo de arena. La evaluación se inició integrando la información del modelo geológico, en el que se determinó que la arena F5 no tiene continuidad lateral hacia el yacimiento NZ-419 vecino al yacimiento NS-402. Del estudio realizado se determinó que las mejores zonas de acuerdo a sus condiciones de flujo y radio de drenaje son las ubicadas en el centro del canal, luego de esto se recomendaron intervalos prospectivos de cañoneo para un futuro plan de explotación del área, siendo las propiedades promedio del yacimiento las siguientes: Porosidad de 20 %, permeabilidad de 400 md, saturación de agua de 26 % y volumen de arcilla de 15 % con un espesor de arena neta petrolífera de 20 pies.

CAPITULO 2: MARCO METODOLÓGICO

2.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Representa la primera etapa en el desarrollo del trabajo y se baso en la ubicación de todas las fuentes de información disponibles y la revisión de los trabajos previos pertenecientes al área estudiada y en áreas vecinas. A través de la realización de esta fase se documentó la geología general de la Faja Petrolífera del Orinoco y en particular la del área Carabobo, con el objeto de obtener una visión general del área de estudio y así alcanzar los objetivos propuestos.

Esta etapa se basó en la recolección de trabajos de grado, informes técnicos y cualquier otro tipo de estudios previos del área de interés, revisión de manuales de aplicaciones que serán utilizadas durante la realización del proyecto y todo el material bibliográfico que ayude al óptimo desarrollo del proyecto. El material bibliográfico utilizado fue tomado de la base de datos de PDVSA, “RIPPET”, de donde se obtuvieron los informes de estudios realizados en el campo y fundamentos teóricos

2.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

La segunda etapa del trabajo consistió en la recopilación de la información existente y disponible relacionada con la geología del área de estudio. Esta es la información original recopilada con la que se trabajó durante la validación.

En esta etapa se recopilaron los datos disponibles de los 50 pozos que comprende la zona de estudio y consistió en la búsqueda de información documental, la información comprende:

- Carpetas de pozos “well file” y carpetas de registro de los pozos.

- Análisis convencionales y especiales de los núcleos presentes en la zona.
- Informes técnicos, mapas geológicos y tesis de grado.

Posterior a la recopilación de información se procedió a una fase de depuración de los datos, seleccionando solo los datos que se encuentran en el intervalo de estudio.

En esta fase se verificó la información contenida en las carpetas de pozos del área, como: datos básicos de ubicación de pozos, cantidad y tipos de muestras, intervalos cañoneados, profundidad final, etc. También se compilaron todos los datos de los diversos análisis y estudios realizados, así como los diversos mapas de la zona de interés para el proyecto, para posteriormente realizar una revisión de los mismos y así validar o corregir la información aportada por estos.

2.3 DESCRIPCIÓN DEL NÚCLEO

Se realizó la descripción sedimentológica del núcleo CQC-1, con la cual se generó la hoja sedimentológica en el programa Siris y luego se editó en el programa Canvas 9.0.3. Esta etapa consistió, en describir litología, textura, estructuras sedimentarias, contenido fósil, fracturas, grado de impregnación, bioturbación, tipo de contacto, etc. Esta etapa fue desarrollada en la nucleoteca de Quiriquire, ubicada en el estado Monagas, perteneciente a PDVSA. La realización de esta fase, permitió la identificación de unidades litoestratigráficas, calidad de roca, validar interpretaciones previas de los ambientes de depositación, patrones de sedimentación, heterogeneidad y características locales. El núcleo CQC-1, fue tomado entre las profundidades de 1861 y 2275 pies, el cual presenta un espesor 414 pies.

2.4 CALIBRACIÓN NÚCLEO-PERFIL

A partir de la descripción sedimentológica del núcleo y la validación de las descripciones existentes, se procedió a la calibración núcleo-perfil para observar las características y el comportamiento de las diferentes litologías descritas en el núcleo, con las respuestas en los registros de pozo, a fin de identificar las facies que permitan

la definición de unidades sedimentarias y cuerpos sedimentarios característicos del ambiente de depositación. Esto se realizó para el núcleo del pozo CQC-1.

Para el núcleo del pozo CQC-1 no se tiene el registro Core Gamma, el cual es usado para calibrar el núcleo con los registros de pozo. Para ello se realizó un ajuste interpretado en la hoja sedimentológica, ya bien sea porque los espacios no recuperados no son los reportados o porque los grupos litológicos limosos y lutíticos se reportaban en estratos más numerosas de las que verdaderamente correspondían.

2.5 CORRELACIÓN DE LAS UNIDADES SEDIMENTARIAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZO

Durante esta etapa se correlacionó el intervalo estratigráfico de interés, es decir, la Formación Oficina en su totalidad, a través de los registros de pozo ya verificados anteriormente, esto con el fin de definir e identificar horizontes estratigráficos y estructurales. La correlación se realizó utilizando el software Stratworks de la plataforma openworks, donde se cargaron todos los pozos de la zona, así como los respectivos registros ya validados.

Para realizar la correlación se utilizaron los registros de inducción, Gamma Ray (GR), Potencial Espontáneo (SP), Resistividad (IL) y Conductividad (CRD) de los pozos en TVD a escala 1:500. Se trazaron secciones en sentido SO-NE y NE-SO, con el fin de abarcar todo el campo.

Se correlacionaron 16 superficies oficiales en los 50 pozos del área de estudio, las cuales van desde la TS1 a la TS16 y sus equivalencias se muestran en la tabla 1. Para la correlación se utilizó como registro tipo el pozo CQC-1.

POMR 2012	TORO 2001-2002	OFICIAL	INTEVEP (ACTUAL)
	MFS_PRINCIPAL		TS1
PILON	MFS11		TS2
JOBO SUP.		MFS13.6	TS3
JOBO INF.			TS4
		MFS13.0	TS5
YABO			TS6
MORICHAL SUP.	MFS3	UNIT-A	TS7
	MFS		TS8
	MFS5	UNIT-C	TS9
	MFS17	MFS(V)/ UNIT-D	TS10
MORICHAL MED.	MFS6	UNIT-E/ CERCA MFS16.0	TS11
	MFS16	UNIT-F/ CERCA MFS17.0	TS12
	MFS8	UNIT-G	TS13
MORICHAL INF.	MFS7		TS14
	MFS12	UNIT-H/ DISCORDANCIA	TS15
K			TS16
BASAMENTO/ BASAMENTO METEORIZADO			BASAMENTO

Tabla 1: Equivalencias de los topes con estudios previos.

2.7 CONSTRUCCION DE MAPAS ESTRUCTURALES Y DE ESPESORES

Una vez definidas y correlacionadas las unidades sedimentarias y mediante las electrofacies, se construyeron los mapas estructurales y de espesor de los 16 topes oficiales correlacionados, con el objetivo de establecer la distribución areal, continuidad lateral y geometría de las diferentes unidades sedimentarias y así validar los posibles ambientes sedimentarios bajo los cuales fueron depositadas que se obtuvieron en estudios previos.

2.8 CONSTRUCCION DE UN MODELADO GEOESTADÍSTICO DE TIPOS DE ROCA

Se procedió a generar la caracterización petrofísica con el software Easytrace, el cual se utilizó para establecer el de tipo de roca, utilizando registros petrofísicos tales como gamma ray (GR), potencial espontaneo (SP), neutrones (NPHI), densidad (RHOB) y factor fotoeléctrico (PEF), caliper (CAL).

La generación del tipo de roca se realizó a través de un método geoestadístico, combinando el comportamiento de los registros y siguiendo los pasos a presentados a continuación.

Revisión de los registros: En el software Easytrace se cargaron todos registros de pozo de la zona en formato .las, y se procedió a la revisión de las curvas. Se realizó el ajuste en las curvas que no presentaban un salto de 0.05 pies.

Generación de las tablas: Se generaron las tablas con los registros que serian utilizados para establecer los tipos de roca; los cuales fueron potencial espontaneo (SP), neutrones (NPHI), densidad (RHOB) y factor fotoeléctrico (PEF); por ser los registros más exactos para utilizar en el método geoestadístico.

	GR	NPHI	PEF	PERM	POR	RHOB	TRP	RD	RS	SP
CGC-001 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	3113	3113	0	0	0	3113	0	3113	3113	0
CN 0034 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1633	1633	0	0	0	1633	0	1633	0	1633
CN 0037 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1623	1623	0	0	0	1623	0	1623	0	1623
CN 0040 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1483	1483	0	0	0	1483	0	1483	0	1483
CN 0043 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1409	1409	0	0	0	1409	0	1409	0	1409
CN 0045 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1605	1605	0	0	0	1605	0	1605	1605	1605
CN 0051 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1295	1295	0	0	0	1295	0	1295	1295	1295
CN 0054 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1289	1289	0	0	0	1289	0	1289	1289	1289
CN 0059 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)										
CN 0104 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	671	671	0	0	0	671	0	671	0	671
CN 0105 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	855	855	0	0	0	855	0	855	0	855
CN 0109 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1089	1089	0	0	0	1089	0	0	0	1089
CN 0131 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	0	0	0	0	0	1445	0	0	0	0
CN 0141 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1697	0	0	0	0	1697	0	1697	0	1697
CN 0143 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1647	0	0	0	0	1647	0	1647	0	0
CN 0145 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1762	1773	0	0	0	1773	0	1762	0	1773
CN 0147 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	2141	0	0	0	0	1822	0	2141	2141	2141
CN 0151 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1757	0	0	0	0	1757	0	1757	0	1757
CN 0155 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	0	1755	0	0	0	1755	0	1755	0	0
CN 0181 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1675	1675	0	0	0	1675	0	1675	0	1675
CN 0183 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1105	1101	0	0	0	1105	0	1105	0	1105
CN 0184 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1733	1733	0	0	0	1733	0	1733	1733	1733
CN 0186 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	799	799	0	0	0	799	0	799	0	799
CN 0187 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1007	1007	0	0	0	1007	0	1007	0	1007
CN 0196 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1719	1719	0	0	0	1719	0	1719	0	1719
CNX0013 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1243	1243	0	0	0	1243	0	1243	1243	1243
CNX0017 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	4345	4345	0	0	0	4345	0	4345	4345	0
CNX0018 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1217	1217	0	0	0	1217	0	1217	0	1217
CNX0019 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1139	1139	0	0	0	1139	0	1139	0	1139
CNX0020 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1817	1817	0	0	0	1817	0	1817	0	1817
CNX0030 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	1673	1673	0	0	0	1673	0	1673	0	1673
CQC-1 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	691	691	691	0	0	691	0	0	0	691
MA 101 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	599	0	0	0	0	582	0	599	0	599
MA 114 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	547	547	0	0	0	547	0	547	0	547
MA 179 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	878	879	0	0	0	879	0	0	0	879
MA 182 (MORICAL-SUPERIOR, BASAMENTO)	783	0	0	0	0	783	0	783	783	783

Figura 2: Tabla de Morichal.

Verificación de los registros: Se revisaron todos los pozos con sus respectivos registros, con la finalidad separar en grupos los pozos que no tenían alguno de los registros mencionados en el paso anterior (Tabla 2).

POZO	NPHI	RHOB	SP	PEF
CGC-301	X	X	X	X
CQC-1	X	X	X	X
MA0014	X	X	X	X
MFK-06E	X	X	X	X
MFK-09E	X	X	X	X
CN0037	X	X	X	
CN0040	X	X	X	
CN0043	X	X	X	
CN0046	X	X	X	
CN0051	X	X	X	
CN0054	X	X	X	
CN0104	X	X	X	

CN0105	X	X	X	
CN0109	X	X	X	
CN0145	X	X	X	
CN0181	X	X	X	
CN0183	X	X	X	
CN0184	X	X	X	
CN0186	X	X	X	
CN0187	X	X	X	
CN0196	X	X	X	
CNX0013	X	X	X	
CNX0018	X	X	X	
CNX0019	X	X	X	
CNX0026	X	X	X	
CNX0030	X	X	X	
MA114	X	X	X	
MA179	X	X	X	
MF0004	X	X	X	
MF0006	X	X	X	
MF0007	X	X	X	
MF0008	X	X	X	
MF0010	X	X	X	
MF0011	X	X	X	
CGC-001	X	X		
CGC-009	X	X		
CN0155	X	X		
CNX0017	X	X		
CN0141		X	X	
CN0147		X	X	
CN0151		X	X	

MA101		X	X	
MA182		X	X	
CN0143		X		
CN0059				
CN0131				

Tabla 2: Registros presentes en cada pozo.

Generación de electrofacies no supervisadas: Se tomó un pozo de muestra para cada grupo de pozos con registros similares. Los pozos que se usaron para generar el método no supervisado fueron:

CH-43: para los pozos que poseían RHOB, NPHI, SP y PEF.

PCN11: para los pozos que poseían RHOB, NPHI y SP.

CGC-001: para los pozos que poseían RHOB y NPHI.

CH-43: para los pozos que poseían RHOB y SP.

Se tomó cada uno de estos pozos y se generaron Crossplots (RHOB vs NPHI), en los cuales se tomaron diferentes poblaciones de muestra (cluster) con comportamientos similares, cada una de estas poblaciones es considerado un tipo de roca diferente.

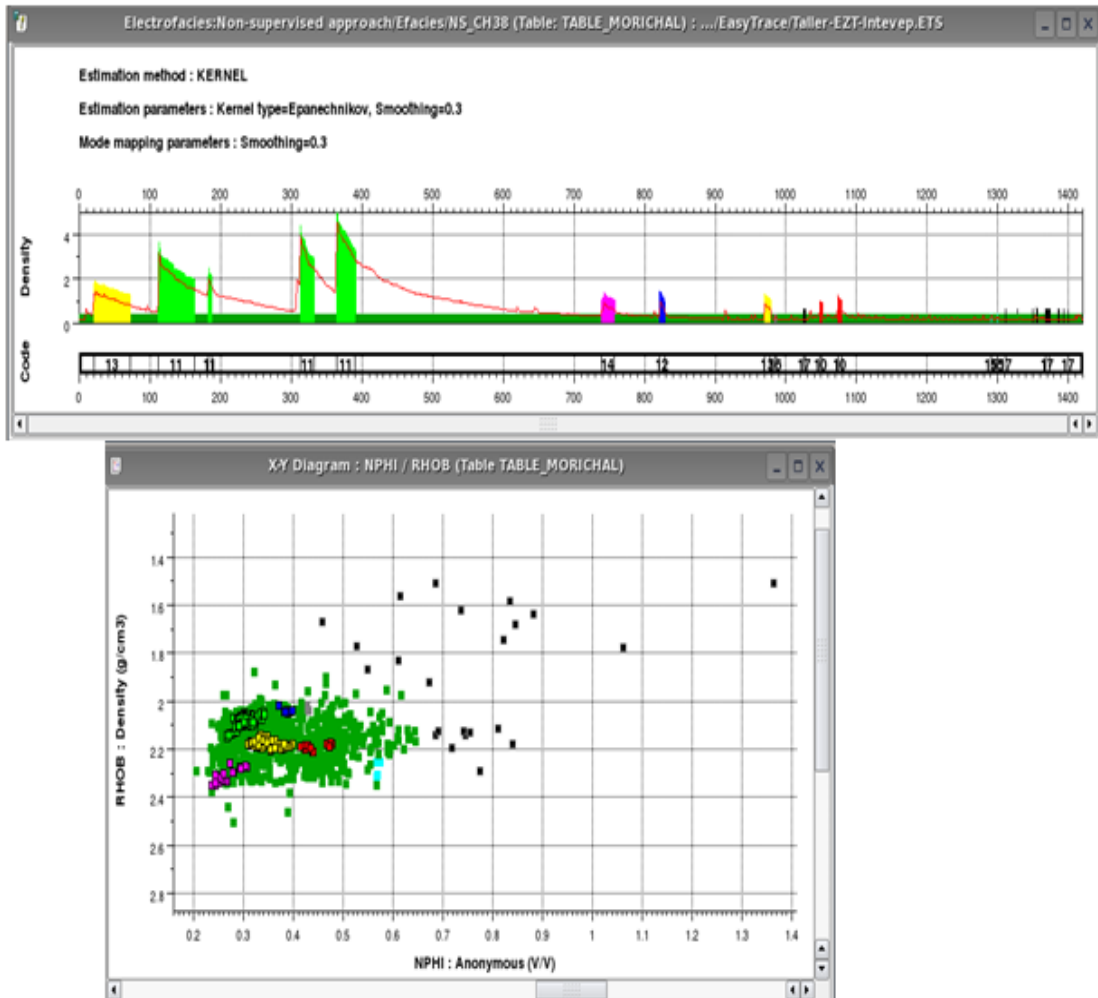


Figura 3: Crossplot RHOB vs NPHI y poblaciones de muestra para la tabla de Morichal.

Cabe destacar que los pozos CN0143, CN0059 y CN0131 no fueron incluidos en la generación del tipo de roca por falta de registros y los pozos PCN11 y CH-43 no se encuentran dentro de la zona de estudio.

Generación de electrofacies supervisadas: Se tomaron los pozos pertenecientes a cada grupo y se generó un modelo probabilístico para cada grupo, basado en las electrofacies supervisadas que se obtuvieron en el paso anterior.

Para cada grupo de pozos se obtuvieron dos probabilidades, una cuadrática y otra lineal, se eligió la mejor probabilidad posible (figura 2.3) para tener resultados con mayor exactitud.

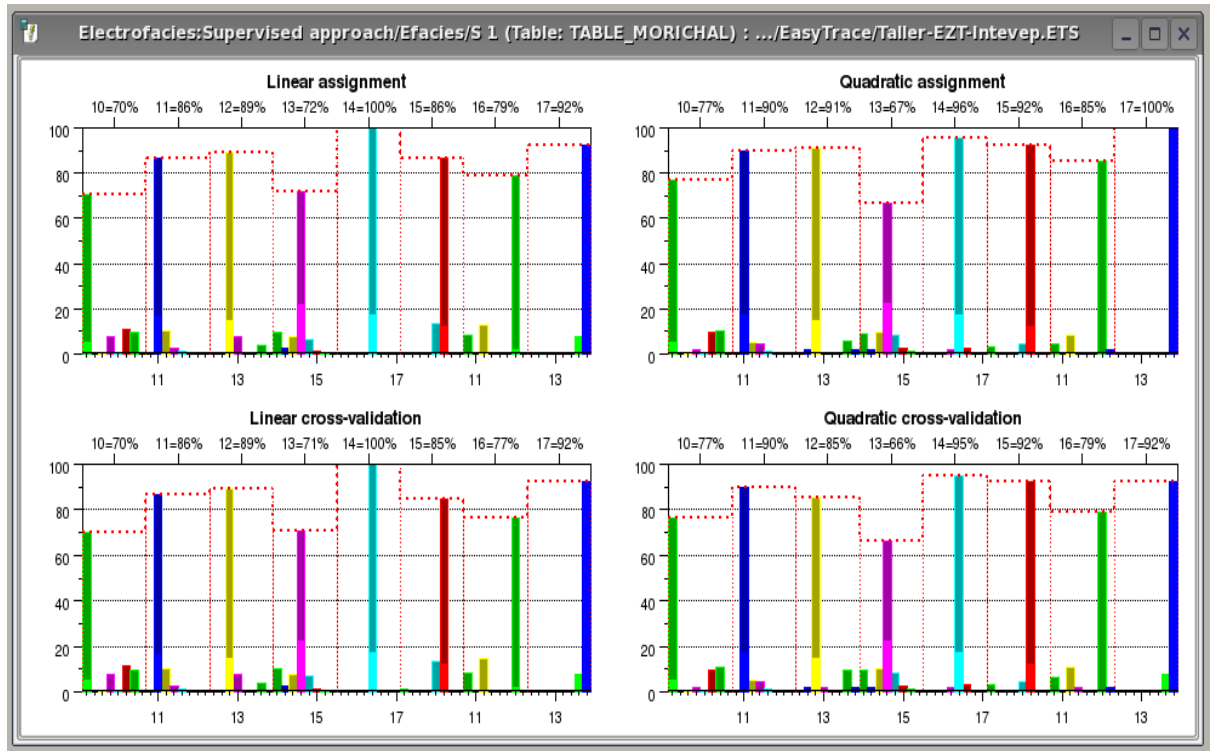


Figura 4: Probabilidad lineal y cuadrática para la tabla de Morichal.

Modelo de tipos de roca: Se procedió a generar los tipos de roca juntando los métodos probabilísticos aplicados para cada tipo de pozo, esto se realizó generando curvas de probabilidades de las electrofacies para cada pozo a través de una aplicación que se llama Multi-graph (figura 5), la cual nos permite generar estas curvas y ver su comportamiento, así como compararlo con el resto de los registros.

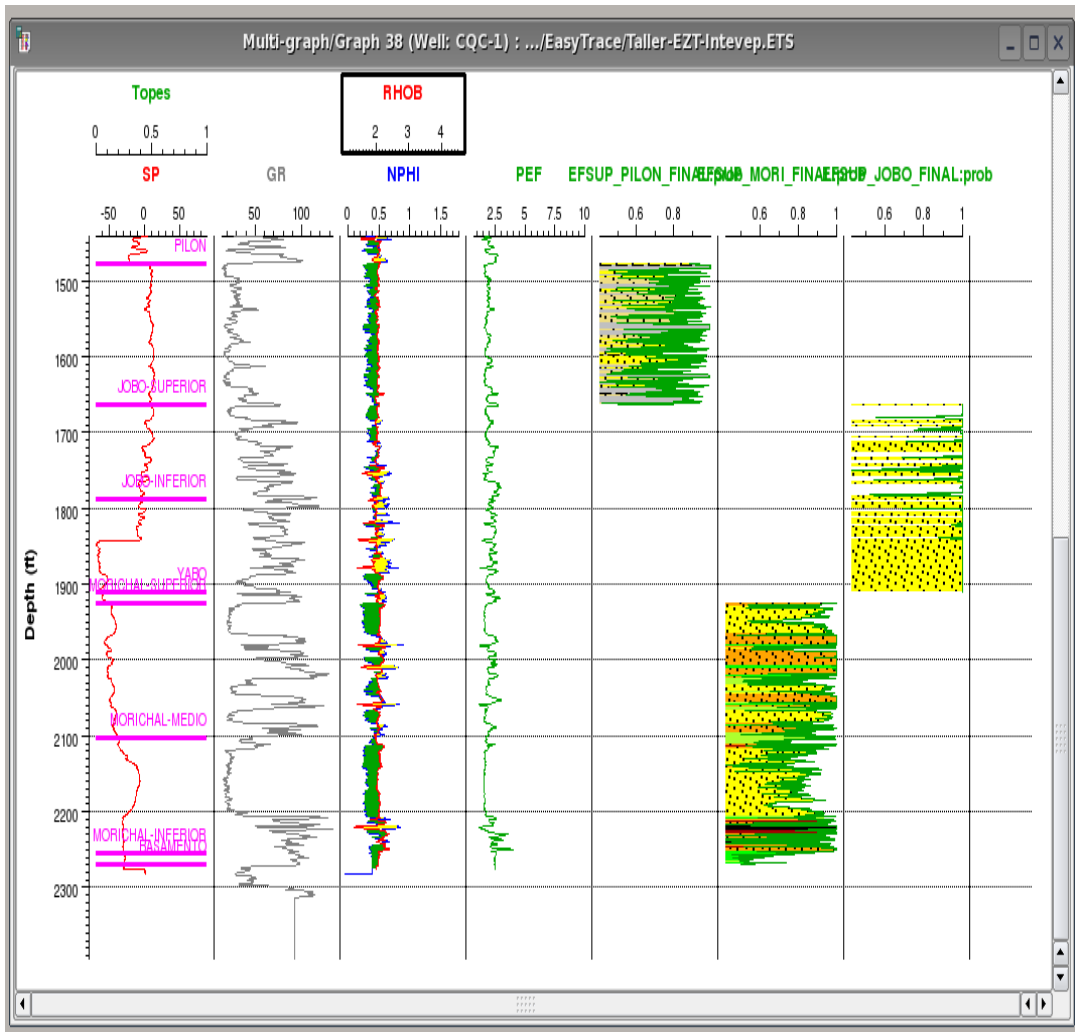


Figura 5: Gráfico múltiple del pozo CQC-1.

CAPITULO 3: MARCO TEÓRICO

3.1 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

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

La correlación estratigráfica es una de las técnicas de mayor interés en la estratigrafía y consiste en comparar dos o más secciones estratigráficas, de un intervalo de tiempo semejante, estableciendo la equivalencia entre los niveles o superficies de estratificación reconocibles en cada una de ellas. (Modificado de Vera, 1994). Según Vera (1994) las correlaciones pueden ser de varios tipos, según el aspecto o propiedad que se compare, así como de distintas escalas.

3.1.1 TIPOS DE CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

- **Correlación litoestratigráfica o litocorrelación:** Pretende demostrar la correspondencia en cuanto a carácter litológico y la posición litoestratigráfica.
- **Correlación biológica o biocorrelación:** Pretende demostrar la correspondencia entre dos niveles fosilíferos, basándose en la presencia de ciertos fósiles y su posición bioestratigráfica.

- **Correlación cronológica o cronocorrelación:** Tiene como finalidad el establecimiento de la correspondencia de superficies isócronas y el reconocimiento de su posición cronoestratigráfica.

3.1.2 ESCALAS DE CORRELACIÓN

- **Correlación local:** Es la correlación estratigráfica entre dos o más secciones estratigráficas relativamente cercanas entre sí.
- **Correlación regional:** Es la correlación entre secciones estratigráficas más distantes entre sí, pero dentro de la misma cuenca sedimentaria, esta constituye el elemento esencial para realizar el análisis estratigráfico de la cuenca, incluido el estudio paleogeográfico de la misma.
- **Correlación global:** Es la correlación entre secciones de áreas geográficas muy distantes entre sí, y tiene una doble finalidad, una contribuyen como datos necesarios para elaborar la sección estratigráfica ideal del conjunto de la Tierra, a la que se ha llamado “Registro Estratigráfico”, y por otra parte, permite valorar si los rasgos estratigráficos reconocidos en una sección estratigráfica concreta, son debido a fenómenos alocíclicos o autocíclicos (incluidos los globales).

3.1.3 MÉTODOS DE CORRELACIÓN

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

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

- **Método de autocorrelación:** El cual se basa en la continuidad de las superficies de estratificación (o determinados reflectores) y aplicables tanto en campo como en perfiles sísmicos.
- **Método litológico:** Propiamente corresponde a la litocorrelación o correlación litológica y se basan en los cambios litológicos bruscos y en la presencia de algunos niveles de litologías especiales detectados a simple vista en el campo (niveles guías), o reconocidos instrumentalmente, entre ellos los destacados mediante estudios de laboratorio (como los componentes mayoritarios y minoritarios).

Métodos basados en propiedades físicas: Estos agrupan las técnicas en las que los datos que se comparan son leídos por medidas instrumentales de diferentes propiedades físicas de los materiales. Entre estos métodos tenemos.

- **Métodos magnetoestratigráficos:** El cual implica el reconocimiento en cada una de las secciones estratigráficas de la zonación magnetoestratigráfica, es decir, los diferentes intervalos con polaridad normal o inversa presentes.
- **Método de los registros de pozo:** Este método constituye un excelente criterio de correlación entre secciones estratigráficas, levantadas a partir de perforación de pozos relativamente cercanos, y en todo caso dentro de una misma cuenca sedimentaria. Normalmente se utilizan como criterio de correlación, combinándolos con la información litológica obtenida durante la perforación de los pozos (ripios y núcleos). Este método corresponde a una correlación litológica ya que los datos obtenidos mediante los registros (electrofacies) reflejan esencialmente la litología de los materiales atravesados en la perforación. Los cambios litológicos quedan reflejados en cambios de electrofacies y pueden ser el reflejo de cambios bruscos simultáneos en una cuenca o sector de la misma, por lo que también pueden ser criterios de cronocorrelación.

3.2 REGISTROS DE POZOS

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

Existe una gran variedad de registros de pozo hoy en día que pueden hacer mediciones sofisticadas en el pozo. Estos pueden ser medidas de fenómenos espontáneos, como la radioactividad natural (registro de Rayos Gamma) que requiere de una herramienta simple con un detector muy sensible a la radiación. Otras herramientas pueden inducir la radiación como la herramienta de velocidad (registro sónico), en la cual la herramienta emite sonido dentro de la formación y graba el tiempo que toma éste en regresar al receptor que se encuentra a una distancia fija (Rider, 1996). Otra herramienta de radiación inducida es la herramienta de densidad (registro de densidad) que genera su propia radioactividad y es usada para estimar densidad y porosidad de la formación. También existe la herramienta de neutrones (registro de neutrones), la cual permite estimar directamente la porosidad de la formación que reacciona al bombardeo de neutrones y determina la cantidad de hidrógeno almacenado en los poros de las rocas.

Los registros de pozos son necesarios porque las muestras geológicas que se obtienen durante la perforación nos dan información muy imprecisa acerca de los límites de las formaciones encontradas. Estas muestras pueden ser traídas a la superficie por procedimientos mecánicos, pero esto es bastante lento y muy costoso. Los resultados de los estudios de muestras o núcleos son exactos, sin embargo, los registros de pozo son bastantes precisos, pero su confiabilidad depende en gran medida de la experiencia geológica y petrofísica de los intérpretes (Rider, 1996).

Registro Rayos Gamma: Walker *et al.* (1992) lo define como un registro que mide la emisión de rayos gamma de los diferentes estratos penetrados en el pozo, que es una propiedad relacionada a su contenido de isótopos radiogénicos de Potasio, Uranio y Torio. Estos elementos (en particular el potasio) son comunes en minerales arcillosos y algunas evaporitas. En sucesiones de clásticos terrígenos, el registro refleja la “limpieza” o ausencia de arcilla (alta radioactividad en la escala API, de la roca, promediado sobre un intervalo de alrededor de dos metros). Se debe hacer énfasis en que la lectura del registro de rayos gamma no es en función del tamaño de grano o del contenido carbonático, sólo de la proporción de elementos radioactivos, lo cual puede estar relacionado debido a la proporción de lutita. Por ejemplo, areniscas y conglomerados libres de arcilla con cualquier mezcla de clastos tamaños arena y cantos o guijarros, generalmente dan respuestas similares.

Calibrando uno o más registros con núcleos y/o ripios se puede distinguir entre litologías limpias como areniscas, conglomerados, dolomitas y calizas. Una vez conocidas las litologías principales, el registro de rayos gamma puede ser calibrado a litología por el establecimiento de lecturas máximas y mínimas correspondiendo a carbonatos y areniscas puras versus lutitas y miembros puros. La concentración de elementos radioactivos en lutitas aumentan con la compactación, por lo tanto la “línea de lutita” debe ser reajustada si está siendo estudiado un estrato delgado. Existen 3 problemas principales de interpretación con los registros de rayos gamma:

- La respuesta del registro puede ser afectada por la diagénesis, arcillas radioactivas en poros.
- Lutitas ricas en illita (potasio alto) son más radioactivas que aquellas ricas en montmorillonita o clorita.
- Areniscas Arcosas (feldespato potásico alto) son más radioactivas que aquellas carentes de feldespatos.

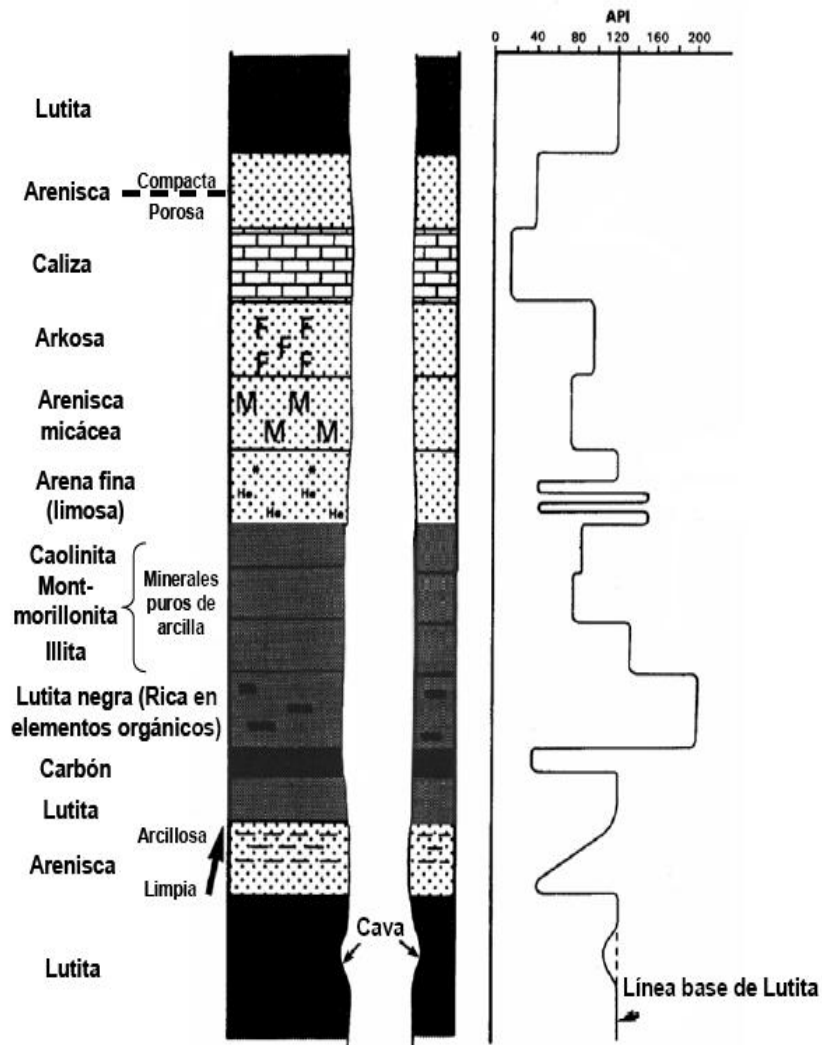


Figura 6: Registros de Rayos Gamma. Respuestas típicas para diferentes litologías Tomado y modificado de Rider, 1996.

Registros de resistividad: Walker *et al.* (1992) lo define como un registro mide la resistencia del fluido intersticial a una corriente eléctrica, ya sea transmitida directamente a la roca por un electrodo o inducida magnéticamente en lo más profundo de la formación desde el hoyo, aquí el término “profundo” se refiere a distancia horizontal desde las paredes del pozo. Estos registros son utilizados para evaluación de fluidos dentro de las formaciones. También pueden ser usados para identificación de carbón (alta resistencia), delgadas capas de calizas en lutitas (alta resistencia) y bentonita (baja resistencia).

Dentro de los Registros de Resistividad Laterales tenemos:

- MSFL = **Microspheric Laterolog**. Para las proximidades (1.0 y 6.0’). Lee la resistividad de la zona lavada (Rxo).
- MLL = LLM = **Micro Laterolog**. Para las proximidades (1.0 y 6.0’).
- SLL = LLS = **Someric Laterolog**. Para profundidades someras (0.5 y 1.5’).
- DLL = LLD = **Deep Laterolog**. Para profundidades de más de 3.0’. Miden resistividad de la formación (Rt).

Dentro de los Perfiles de Resistividad de Inducción tenemos:

- SFL = **Spherical Induction Log**. Para profundidades someras (0.5 – 1.5’). Este registro de resistividad mide la resistividad de la zona lavada (Rxo).
- MIL = LIM = **Medium Induction Log**. Para distancias medias (1.5 – 3.0’).
- DIL = ILD = **Deep Induction Log**. Para profundidades de más de 3.0’. Este registro de resistividad mide la resistividad de la formación (Rt).

Registros de porosidad: Walker (1992) menciona que estos registros pueden mostrarse como estimados de porosidad.

Registro de porosidad de neutrón: El registro de neutrones provee una grabación continua de la reacción de la formación al bombardeo de neutrones. Se mide la porosidad, en términos de unidades de porosidad neutrón, el cual está referido al índice de hidrógeno y es principalmente una medida del contenido de agua en la formación (Rider, 1996). El funcionamiento de la herramienta consiste en que neutrones rápidos (~5 MeV) son continuamente emitidos por una fuente radioactiva y viajan hacia fuera en todas las direcciones dentro de la formación, hasta alcanzar energías muy bajas o termales (~0.025 MeV), momento en el cual son detectados por dos detectores termales que se encuentran sobre la fuente, los cuales miden las ratas de pulsaciones emitidas. La relación entre éstas es medida ($n f N / N$) y relacionada a

la porosidad de la formación, que varía de forma inversa a la rata de pulsaciones, ya que todo el hidrógeno (en formaciones limpias) se encuentra contenido en el espacio poroso. Mientras la relación $n f N / N$ depende principalmente de la porosidad, existe también una dependencia significativa con la litología, debido a que la matriz de la formación contribuye en la desaceleración y captura de los neutrones. (García, 2005).

Cuando la herramienta de neutrones es corrida, la relación $n f N / N$ no es registrada sino transformada a porosidad. Para que la transformación se lleve a lugar, se debe introducir una matriz, la cual puede ser caliza o arenisca, según sea lo más apropiado para el área. Esta escogencia debe ser mostrada en el cabezal del registro y usualmente es mantenida ζ constante durante todo el perfilaje, aún sabiendo que la matriz puede cambiar en ciertos intervalos (García, 2005).

Dentro de los principales usos cuantitativos del registro de neutrones, se encuentra la medida de la porosidad. Cualitativamente, es un excelente discriminador entre gas y petróleo. También puede ser usado para identificar litologías, evaporitas, minerales hidratados y rocas volcánicas. Cuando se combina con el registro de densidad (en escalas compatibles) es uno de los mejores indicadores de litologías (Rider, 1996).

Registro de Densidad: El registro de densidad es una medida de la densidad neta de la formación. Este valor densidad incluye la densidad de la matriz y del fluido que se encuentra en los poros (Rider, 1996). La herramienta percibe la densidad de la formación al medir la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un detector (García, 2005).

Uno de los principales usos cuantitativos del registro de densidad es el cálculo de la porosidad, pero también es usado para calcular indirectamente la densidad de hidrocarburos y la impedancia acústica. Cualitativamente es un útil indicador de litologías, que puede ser usado para identificar ciertos minerales. Sin embargo, combinado con la herramienta de neutrones en escalas compatibles, se pueden identificar litologías con mayor precisión (Rider, 1996).

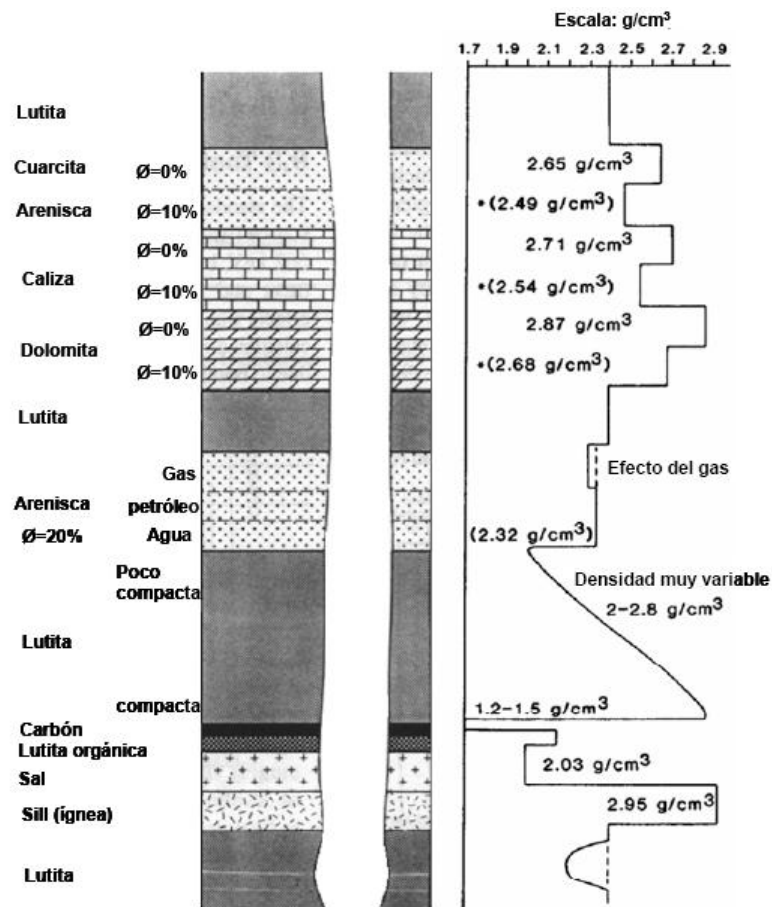


Figura 7: Registro de Densidad Neta. Respuestas típicas para diferentes litologías. Tomado y modificado de Rider, 1996.

Registro Cáliper: Registro que mide el diámetro del hoyo y da una indicación de su condición, y por lo tanto, la fiabilidad de otros registros. Un hoyo muy ancho indica que ha ocurrido la disolución, derrumbe o caída de las paredes de la roca, lo cual puede conducir a errores en las respuestas de los perfiles. Un hoyo más pequeño que el tamaño de la mecha de perforación, tal vez se deba a que una fracción del fluido de perforación invadió zonas permeables dejando salir la fracción sólida (lodo de perforación o lechada de revestimiento) dentro del hoyo (Walker, 1992).

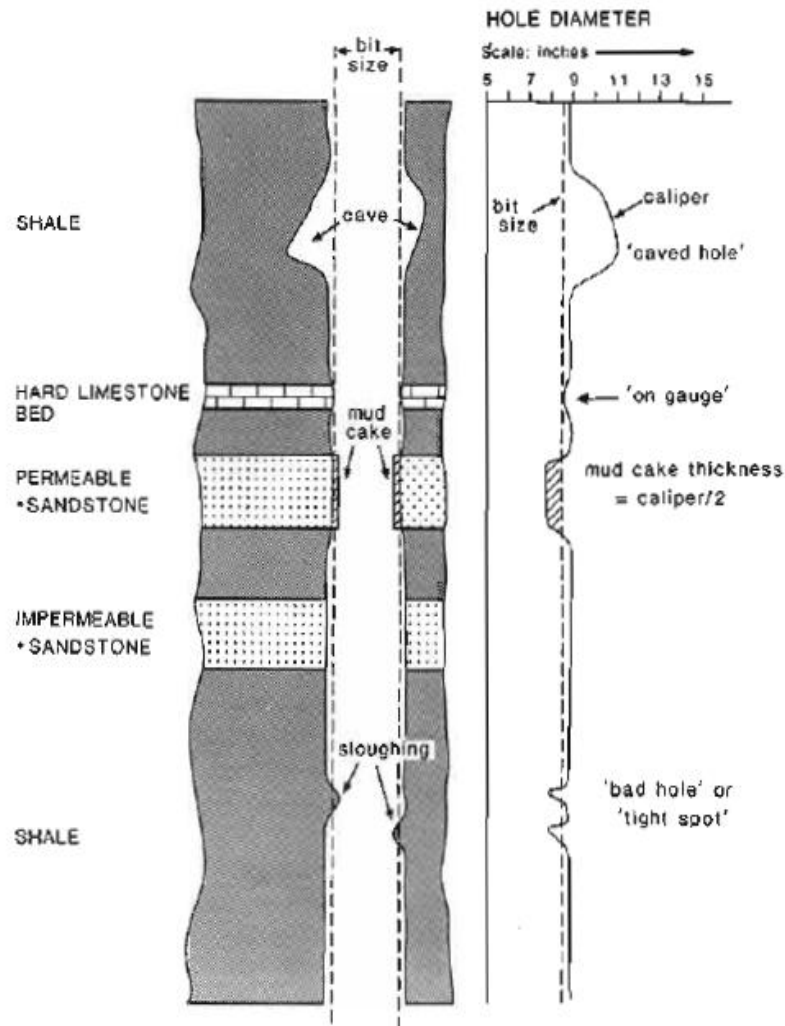


Figura 8: Cáliper. Respuestas típicas para diferentes litologías. Tomado y modificado de Rider, 1996.

Registro de Potencial Espontáneo: El registro SP, es una medida de las diferencias del potencial natural entre un electrodo en el hoyo perforado previamente y un electrodo de referencia en la superficie. Estas diferencias son creadas por el desequilibrio eléctrico que genera la herramienta sobre la formación (Rider, 1996).

Los principales usos de este registro son calcular la resistividad del agua de formación e indicar la permeabilidad, además puede ser usado para estimar el volumen de arcilla, indicar facies y en algunos casos para correlación. Para provocar una corriente SP son necesarios tres factores: un fluido conductivo dentro del hoyo,

una capa porosa y permeable rodeada de una formación impermeable, y una diferencia de salinidad entre el fluido del hoyo y el fluido de formación, que son representados por el lodo filtrado y el agua de formación. Las corrientes SP son generadas cuando dos soluciones de diferente concentración de sal están en contacto y ocurren dos efectos electroquímicos: potencial de difusión y potencial de las arcillas (Rider, 1996).

Para las medidas de SP, si una capa es impermeable, los iones no se moverán por tanto no habrá flujo de corriente ni diferencia de potencial, lo que significa que la curva del registro no tendrá ninguna deflexión. Por el contrario, al tener una mínima cantidad de permeabilidad, esta permitirá flujo de corriente y se podrá registrar un cambio SP (Rider, 1996).

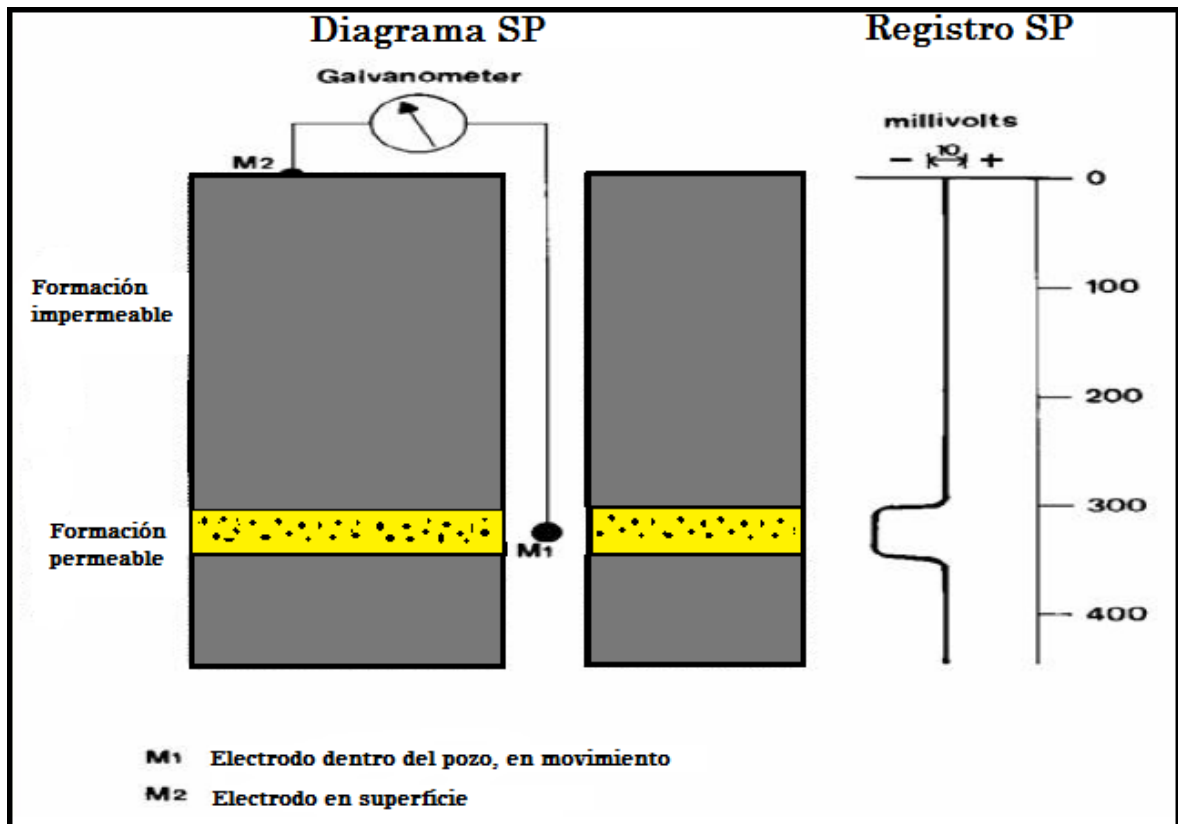


Figura 9: Representación de la respuesta de un registro de potencial espontáneo al presentarse una capa de arenisca porosa encajada dentro de otra lutítica impermeable. Modificado de Rider, 1996.

Registro de Factor Fotoeléctrico o Registro de Litodensidad: Este registro es utilizado para reproducir información sobre tipos de átomos presentes en una formación, por medio de la determinación de un parámetro físico conocido como factor de absorción fotoeléctrico. Esta herramienta no discrimina litología, pero según los tipos de átomos de la formación se puede inferir el tipo de litología presente.

3.3 FACIES

Cuerpo de roca caracterizado por una combinación particular de litología, estructuras físicas y biológicas que le otorgan un aspecto (“facies”) diferente a los otros cuerpos de roca adyacentes, por encima, por debajo e incluso lateralmente (Walker, 1992).

Por su parte, Arche (1992) en acuerdo con Selley (1970), define una facies como un conjunto de rocas sedimentarias que puede ser definido y separado de otros, por su geometría, litología, estructuras sedimentarias, distribución de paleocorrientes y fósiles. En el registro geológico solo aparece un numero finito de facies que se repiten en el tiempo y el espacio, aunque no hay dos idénticas, presentan transiciones rápidas o graduales, tanto en la vertical como en la horizontal. De aquí se deduce el principio básico del análisis de facies: los parámetros de las facies antiguas de origen desconocido pueden compararse con los depósitos actuales de los que conocemos el medio sedimentario y los procesos que lo originaron y, de aquí, deducir los que actuaron entonces.

3.4 ASOCIACIÓN DE FACIES Y SECUENCIA DE FACIES

Vera (1994) define que el rango inmediatamente superior a la facies es la “asociación de facies” y consiste en la combinación de dos o más facies genéticamente relacionadas. A la expresión vertical de esta asociación de facies se le llama “secuencia de facies”. Una secuencia de facies suele tener espesores del orden de algunos metros y es la expresión de la sedimentación en una parte muy concreta de un medio sedimentario (por ejemplo, barra de desembocadura, en un medio deltaico).

3.5 MAPAS Y GRÁFICOS

Mapa estructural: es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. Este tipo de mapa muestra la relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y en él se indica la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

Mapa Isópaco: también llamado de espesores, es una representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos, unidades estratigráficas o entidades en el subsuelo. (PDVSA. CIED, op.cit).

Los mapas de espesores se clasifican en tres clases: a) mapas isópacos de arena neta total, b) mapas isópacos de arena neta y c) mapas isópacos de arena petrolífera.

a) Mapa Isópaco de Arena Neta Total: Es la representación en el plano vertical del espesor total de un cuerpo de arena medido a partir de los perfiles de pozos. La interpretación de este mapa informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en el área.

b) Mapa Isópaco de Arena Neta: Se construye de igual manera que el anterior, solo que el espesor de arena se determina estableciendo un límite de arena permeable. Es decir, es una representación en un plano horizontal del espesor permeable de un cuerpo de arena.

c) Mapa Isópaco de Arena Neta Petrolífera: Este corresponde a la geometría de la arena neta saturada de hidrocarburo, se elabora a partir del mapa de arena neta considerando en espesor saturado de hidrocarburos, integrando los límites del yacimiento, que generalmente son los siguientes:

1. Falla normal sellante buzamiento arriba.
2. Contacto Agua-Petróleo original buzamiento abajo (CAPO).
3. Para precisar mejor el volumen de arena neta con hidrocarburos se diseña la

cuña de agua en el área ubicada entre las dos trazas del CAPO (tope y base de la arena).

4. La traza del CAPO en el tope de la arena corresponde al valor cero de arena neta petrolífera.

Mapas de facies: Es una representación gráfica, referida a un intervalo de tiempo específico, en la que se indica con colores, o tramas diferentes, la distribución areal de cada uno de los tipos de facies. Los mapas de facies tienen una especial aplicación en el análisis de cuencas, ya que constituyen una representación gráfica muy expresiva y de fácil interpretación. Los mapas de facies se construyen para un área con límites geográficos definidos y para un intervalo de tiempo específico definido por dos isócronas, incluyendo la actualidad con lo que se obtendría una representación areal de los sedimentos en la actualidad.

Gráficos cruzados (Crossplots): Cuando dos valores son graficados, el resultado es una serie de puntos que pueden ser usados para definir la relación entre ambas variables o definir campos usando los valores de los ejes, dados los límites superiores e inferiores de las dos variables. Para el estudio de respuestas derivadas de los registros de pozo, ambos métodos son usados (Rider, 1996). Existen tres tipos de gráficos cruzados de registros de pozo:

- Gráficos cruzados de registros compatibles (miden el mismo parámetro).
- Gráficos cruzados de registros incompatibles (miden parámetros diferentes).
- Gráficos cruzados de laboratorio (valores de muestras versus valores de registros).

Los gráficos cruzados usados más comúnmente en la identificación de litologías por medio de registros de pozo son los de porosidad neutrón versus porosidad por densidad. A continuación se presenta una breve descripción de los mismos.

Secciones estratigráficas: Las secciones estratigráficas son esencialmente secciones de correlación, éstas muestran en el plano vertical las características litológicas de

facies y espesores de la arena. El objetivo principal de las secciones estratigráficas es reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de la deposición o en un tiempo corto posterior a ella, pudiéndose así obtener información acerca de las discordancias, barrera de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, límites estratigráficos y variaciones de facies. Esta información luego podrá ser utilizada en propuestas de nuevas localizaciones, en respuesta a posibles problemas de producción. (Gomez, J, op.cit.).

3.6 LITOESTRATIGRAFÍA. SISTEMAS Y PROCESOS DE SEDIMENTACIÓN.

Litoestratigrafía: Estratigrafía física, basada únicamente en el tipo de roca, no en los fósiles (bioestratigrafía) o en el paleomagnetismo (magnetoestratigrafía), ni en ningún intento de identificar la edad verdadera (cronoestratigrafía). Como casi todos los tipos de roca son diacrónicos, a escala regional; las correlaciones litoestratigráficas, son comúnmente discordantes con las correlaciones bioestratigráficas y/o cronoestratigráficas (COFRC, 1991).

Facies en litoestratigrafía: Es el aspecto completo de una roca sedimentaria, basada en características específicas (Por ejemplo: tipo de roca, contenido mineral, estructuras sedimentarias, estratificación, fósiles, contenido orgánico), que caracterizan a la roca y la distinguen de las otras. Así, las litofacies están basadas en la litología, las biofacies en la fauna y flora, las facies orgánicas en el querógeno sedimentario y el betún y las facies sísmicas, en los atributos y configuración sísmica (COFRC, 1991).

Ritmo de acumulación: Es la velocidad de depositación del sedimento a largo plazo, (Por ejemplo: centímetros/1000 años). Como consecuencia de periodos de erosión o de no-depositación, una velocidad de acumulación neta, a largo plazo, usualmente, es más pequeña que el ritmo de acumulación a corto plazo (COFRC, 1991).

Sección expandida: Intervalo de sedimentos entre dos marcadores de tiempo, que es mucho más grueso que los sedimentos, representando el mismo intervalo de tiempo, en una localidad diferente. Las secciones expandidas, son comúnmente encontradas en los bloques bajos de las fallas de crecimiento (COFRC, 1991).

Secuencia de engrosamiento ascendente: Un incremento estratigráficamente ascendente en el promedio del tamaño de granos dentro de una serie de estratos, en términos de metros o decenas de metros, generalmente indica un incremento gradual en la energía depositacional. Las secuencias de engrosamiento ascendente, están comúnmente asociadas con un engrosamiento ascendente de los estratos. El engrosamiento ascendente dentro de un solo estrato, generalmente es mencionado como una gradación inversa. Este tipo de “secuencia”, no está relacionada con una secuencia depositacional (COFRC, 1991).

Secuencia de afinamiento ascendente: Un decremento estratigráficamente ascendente en el promedio del tamaño de los granos dentro de una serie de estratos, generalmente, del orden de metros o decenas de metros, indica un decremento también, en la energía depositacional. Las secuencias con afinamiento ascendente, se asocian, comúnmente, con un adelgazamiento también ascendente en el espesor de los estratos. El afinamiento ascendente, dentro de un mismo estrato, es referido como gradación normal (Por ejemplo: una turbidita). Este tipo de “secuencia” no está relacionada con una secuencia depositacional (COFRC, 1991).

Patrones en el registro: Los patrones típicamente reflejan cambios en la energía depositacional, que van desde alta (arena), hasta baja (lutita). Durante la interpretación geológica, usualmente se da un salto a partir de la energía depositacional a ambiente depositacional, vía proceso depositacional; aunque este proceso involucra gran ambigüedad, debe ser documentado siempre por otras evidencias tales como: espesor de la unidad, tipos de roca asociada y en general, por las condiciones de depósito. Los patrones son comúnmente observados en registros de rayos gamma y potencial natural, pero se pueden obtener conclusiones similares con el neutrón-densidad y en

algunos casos, con registros de resistividad. La identificación e interpretación de patrones, son la base de la estratigrafía de secuencias, con base a registros (COFRC, 1991).

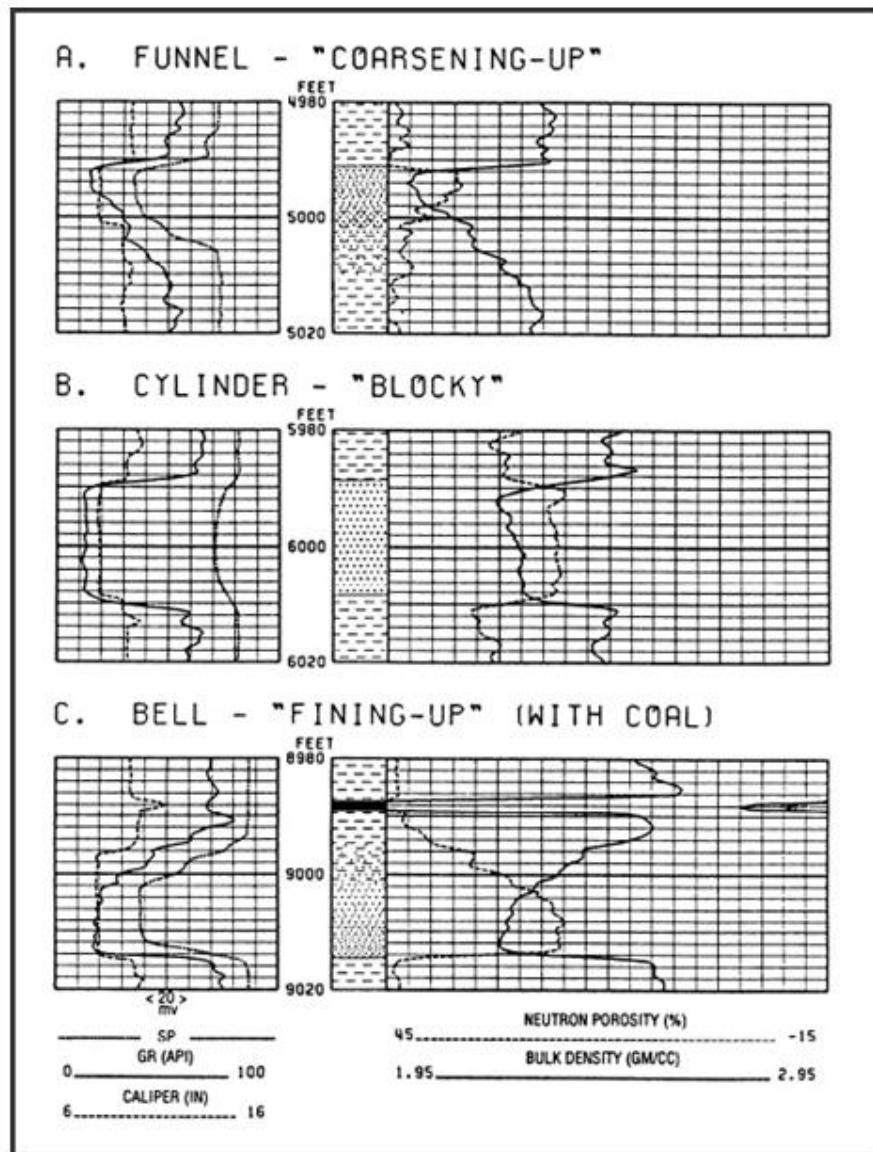


Figura 10: Registros de pozo tipo. Tomado y modificado de COFRC (1991).

- **Patrón de engrosamiento ascendente en forma de embudo (figura 10):**
Las formas de embudo representan energía depositacional con incremento ascendente. Un ejemplo típico, son las barras en la boca de los distributarios;

cuando hay buena resolución en ambientes sedimentarios de plataforma; cada parasecuencia, debe ser evidenciada por un patrón de embudo (COFRC, 1991).

- **Patrón de bloque o forma cilíndrica (figura 10):** Las formas cilíndricas implican un nivel de energía relativamente constante durante el periodo de depósito. Algunos ejemplos típicos, incluyen dunas eólicas, rellenos de valles cortados, canales distributarios de baja sinuosidad y playas (COFRC, 1991).
- **Patrón de adelgazamiento ascendente o forma de campana (figura 10):** Las formas de campana, reflejan un decremento ascendente de la energía depositacional, dentro de un cuerpo arenoso único, está implícita una secuencia de corriente menguante, como la que se encuentra en las barras aluviales, distributarios deltáicos, o turbiditas distales, delgadas. En una escala mayor, de varios cuerpos arenosos, un patrón de adelgazamiento ascendente, representa un conjunto de parasecuencias de escalonamiento reverso, el cual es la expresión típica de un medio de sistemas transgresivos, en ambientes de plataforma (COFRC, 1991).
- **Patrón creciente:** Un patrón creciente en el registro, implica un engrosamiento ascendente inicial, seguido eventualmente, por un afinamiento. Si bien este puede ser dividido en subpatrones de embudo, sobreyacido por campana, el reconocimiento del patrón completo, es casi siempre útil en sedimentos de aguas profundas, donde al parecer, representa un ciclo de desarrollo de abanico submarino. Ese patrón es típico de abanicos de talud del “lowstand”; varían de cientos y a veces de miles de pies (COFRC, 1991).

3.7 MEDIOS POROSOS

Las rocas son agregados de minerales que tienen propiedades diferentes a las de cualquier mineral individual, ya que sus propiedades físicas, químicas y geométricas dependen de las propiedades físicas, químicas y geométricas de los minerales

individuales que las componen, de sus fracciones de volumen y de su distribución dentro de las mismas.

Además, las rocas poseen geometrías internas complejas, conocidas como microestructuras, que exhiben una gran variedad de heterogeneidades, tales como el desorden en los arreglos de minerales, la variabilidad en su composición mineralógica, el grado de fracturamiento, el tamaño de los granos, el número de poros y su tamaño entre otras cosas, que dependen de la escala de medición. Con una escala de medición suficientemente grande todas las partes de una roca presentarían propiedades físicas similares, pero con una escala de medición pequeña (como la escala de tamaño de grano) esta misma roca exhibiría heterogeneidades particulares (Guéguen & Palciauskas, 1994).

Debido al proceso de formación de las rocas sedimentarias y a la distribución de esfuerzos locales, los granos individuales no están en contacto continuo unos con otros, dejando espacios vacíos (poros) significativos dentro de las mismas. Este espacio poroso en las rocas terrígenas es un sistema irregular complejo, que algunas veces está interconectado pero que otras veces no y cuyos tamaños varían entre micrómetros y decenas de micrómetros (Barenblatt *et al.*, 1990). Pero el espacio poroso económicamente importante dentro de la roca es aquel en donde ocurre el flujo de fluidos y está representado por poros que se comunican continuamente entre sí.

Prácticamente, todas las propiedades físicas macroscópicas de las rocas están influenciadas por la microestructura de los poros. Sin embargo esta información microscópica tan detallada no puede ser medida, de ahí la importancia de ciertos parámetros macroscópicos medibles, tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión capilar entre otros, que proveen información esencial de la estructura porosa (Guéguen & Palciauskas, 1994).

3.8 POROSIDAD

La porosidad es una de las propiedades petrofísicas más importantes de las rocas yacimiento, ya que es la que le da su capacidad de almacenamiento de fluidos, incluyendo los hidrocarburos comercialmente explotables (García, 2000). La misma se define como la fracción de volumen de roca que no está ocupado por materia sólida (Guéguen & Palciauskas, 1994).

Cabe destacar que la ecuación anterior no proporciona ninguna información sobre el tamaño de los poros, su forma, su distribución o sobre el grado de interconectividad de los mismos. De hecho, rocas con la misma porosidad pueden tener propiedades físicas bastante diferentes como la permeabilidad (Mendoza, 1998).

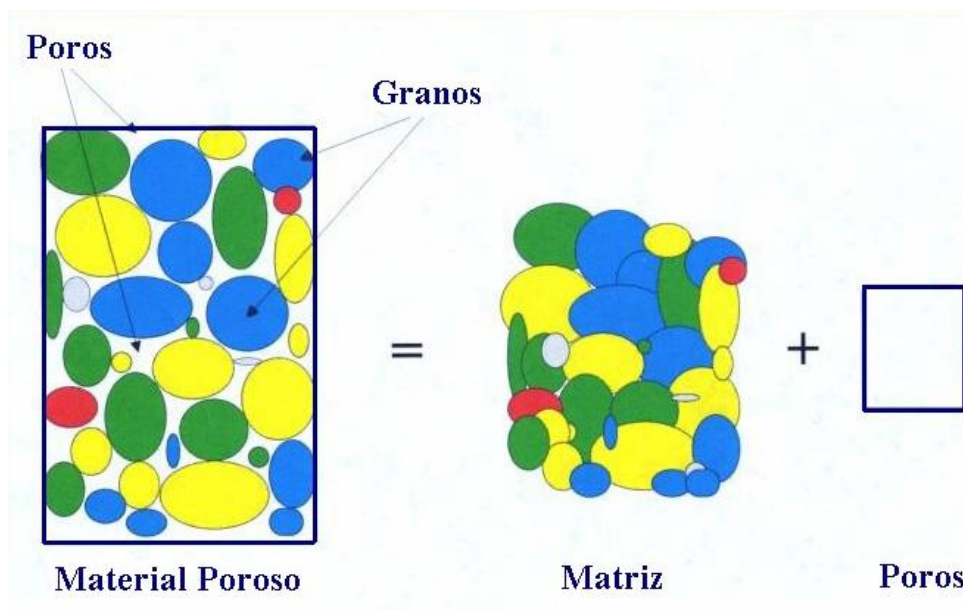


Figura 11: Esquematización de un material poroso. Tomado de Mendoza (2000).

3.9 PERMEABILIDAD

La permeabilidad de una roca puede definirse como la facilidad con la que un fluido fluye a través de la misma (Guéguen & Palciauskas, 1994) o simplemente como la capacidad que tiene para dejar pasar un fluido a través de ella (Mendoza, 1998).

Para que sea permeable, la roca debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto, hay una relación de tipo general entre la porosidad y la permeabilidad. Una mayor permeabilidad generalmente corresponde con una mayor porosidad, aunque esto no siempre constituye una regla absoluta. Las lutitas y algunas arenas tienen una alta porosidad, pero los granos son tan pequeños que los conductos aprovechables para el movimiento de fluidos son muy restringidos y tortuosos. Por tal motivo, la permeabilidad puede ser muy baja en tales casos. Otras formaciones con litologías tales como calizas, pueden estar compuestas de roca dura ininterrumpida por fisuras muy pequeñas o por fracturas de gran extensión. La porosidad de estas formaciones puede ser baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande. En consecuencia, las calizas fracturadas presentan una porosidad baja conjuntamente con una permeabilidad extremadamente alta.

El volumen total del espacio poroso interconectado se llama “porosidad efectiva”. En las rocas clásticas, ésta generalmente, es igual a la porosidad total o absoluta. Es obvio, que si los poros de una roca no estuvieran interconectados, no existiría permeabilidad alguna:

La permeabilidad de las rocas sedimentarias varía en un amplio rango y representa un factor físico tan importante que la calidad de un reservorio de hidrocarburos puede determinarse en función de la misma (ver tabla 3).

Calidad de la Roca	Permeabilidad (mD)
Pobre	$k < 1$
Regular	$1 < k < 10$
Moderada	$10 < k < 50$
Buena	$50 < k < 250$
Muy buena	$k > 250$

Tabla 3: Calidad de una roca en función de su permeabilidad. Tomado y modificado de Djebbar & Donaldson (1996).

CAPITULO 4: GEOLOGÍA REGIONAL

4.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DEL CARIBE

La Placa Caribe limita al norte con la Placa Norteamericana, al oeste con Centro América, y tanto al sur como al este con la Placa Suramericana. Los límites occidental y oriental consisten de sistemas colisionales con arcos magmáticos diferentemente evolucionados (Istmo de América Central, Antillas Menores, respectivamente) mientras que los límites del norte y sur están representados por importantes zonas de sutura (Cinturón de Motagua en Guatemala, Antillas Mayores, Sistema Montañoso del norte de Venezuela) (Giunta *et al.*, 2003).

Actualmente, la Placa del Caribe se mueve en dirección este, a razón de 2-4 cm por año, con relación a las Placas de Norteamérica y Suramérica, (Mann *et al.*, 1990; Pindell & Barrett, 1990; Pindell, 1994). Respecto a las placas de Nazca y Cocos la tasa es mayor y se ubica en el orden de 5-7 cm anuales (Mann, 1999). Mann (*op. cit.*), refiere que el movimiento de la Placa Caribe está determinado por movimientos transcurrentes dextrales y sinestrales en sus límites con las placas de Suramérica y Norteamérica, respectivamente.



Figura 12: Situación limítrofe actual del Caribe. Las flechas muestran las direcciones de movimiento de las principales placas (Tomado de Giunta *et al.*, 2003).

La historia geológica Cenozoica de la Cuenca Oriental de Venezuela está íntimamente ligada a la interacción entre la Placa Caribe y la Placa Suramericana, implicando un movimiento y emplazamiento de bloques alóctonos (Pindell & Dewey, 1991; Di Croce, 1995 y Hung, 1997), acortamiento y subsidencia de la corteza (Jácome *et al.*, 2003). A continuación se explica la evolución tectónica tanto de la placa del Caribe como de Venezuela oriental y sus respectivas implicaciones en la estructura litosférica.

Se han propuesto fundamentalmente dos modelos tectónicos que explican la evolución de la Placa Caribe:

- ***Origen in situ:*** plantea que la Placa Caribe se formó hacia el oeste de su actual localización, pero aún entre Norte y Sudamérica (Meschede y Frisch, 1998).
- ***Origen Pacífico:*** postula que la Placa Caribe fue generada en el Pacífico Norte (Placa Farallón) y migró hacia el este, entre Norteamérica y Sudamérica desde el Cretácico Tardío (Pindell *et. al.*,1988; Pindell y Kennan, 2001a).

A continuación se contemplan algunos procesos globales ocurridos desde el Jurásico hasta el reciente con la finalidad de explicar la formación y desplazamiento de la Placa Caribe, tomando en cuenta solo la teoría de *origen Pacífico*.

En el Triásico Superior se da inicio a la ruptura de Pangea. La Placa Suramericana comienza a separarse de la Placa Africana, esta separación avanza desde el sur hacia el norte en un proceso diacrónico de “rifting” continental, generando a su vez el margen norte de América del Sur al separar la Placa de Norteamérica de la de Suramérica al final del Jurásico (Pindell, 1993). La figura 13 muestra una reconstrucción del oeste de Pangea, en el Jurásico Temprano, no mucho después del comienzo de la ruptura continental, justo antes del inicio de la formación de corteza oceánica en el Atlántico Central.

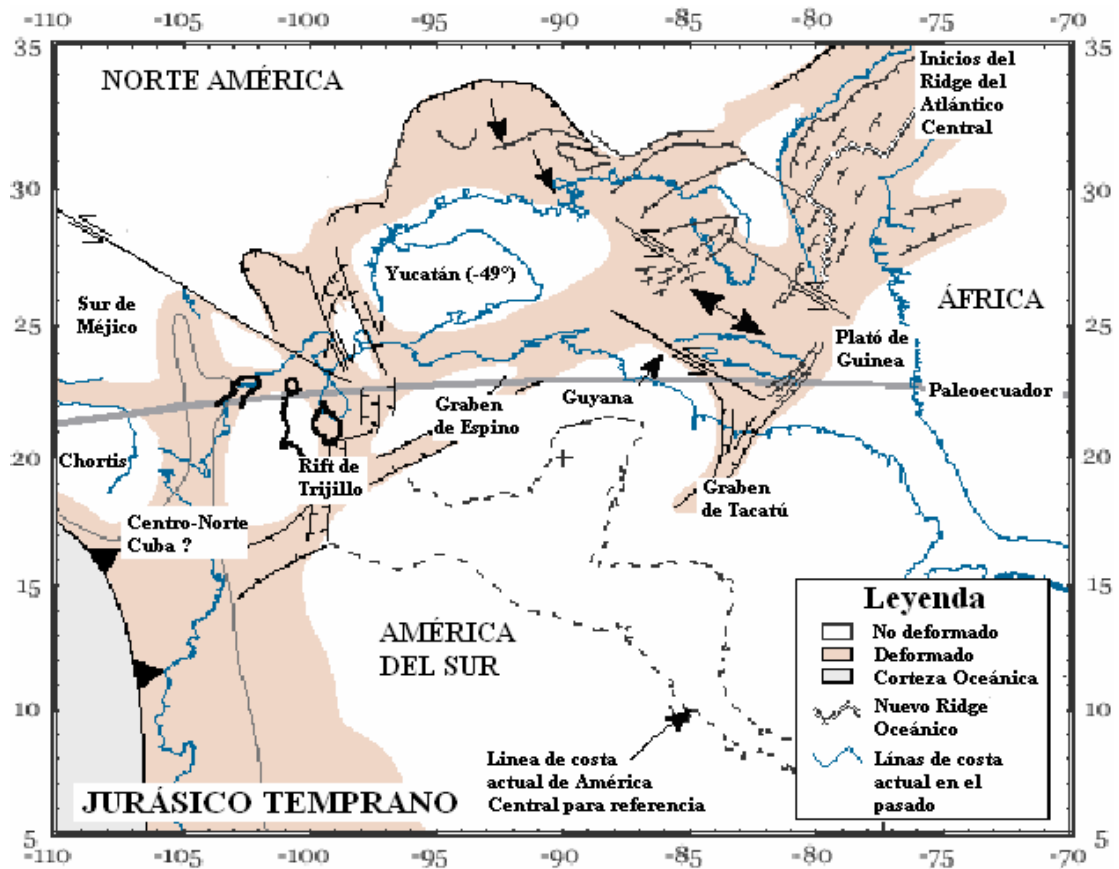


Figura 13: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Jurásico Temprano. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico Modificado de Pindell y Kennan (2001).

Suramérica y África constituyeron una sola placa hasta el Aptiense, y la subsecuente apertura del Atlántico Ecuatorial aparentemente tuvo poco efecto en la dirección del movimiento relativo entre Norte y Sudamérica (Pindell *et al.*, 1988; Pindell y Kennan, 2001). En la figura 14 se muestra por primera vez la región del Caribe dentro del Pacífico.

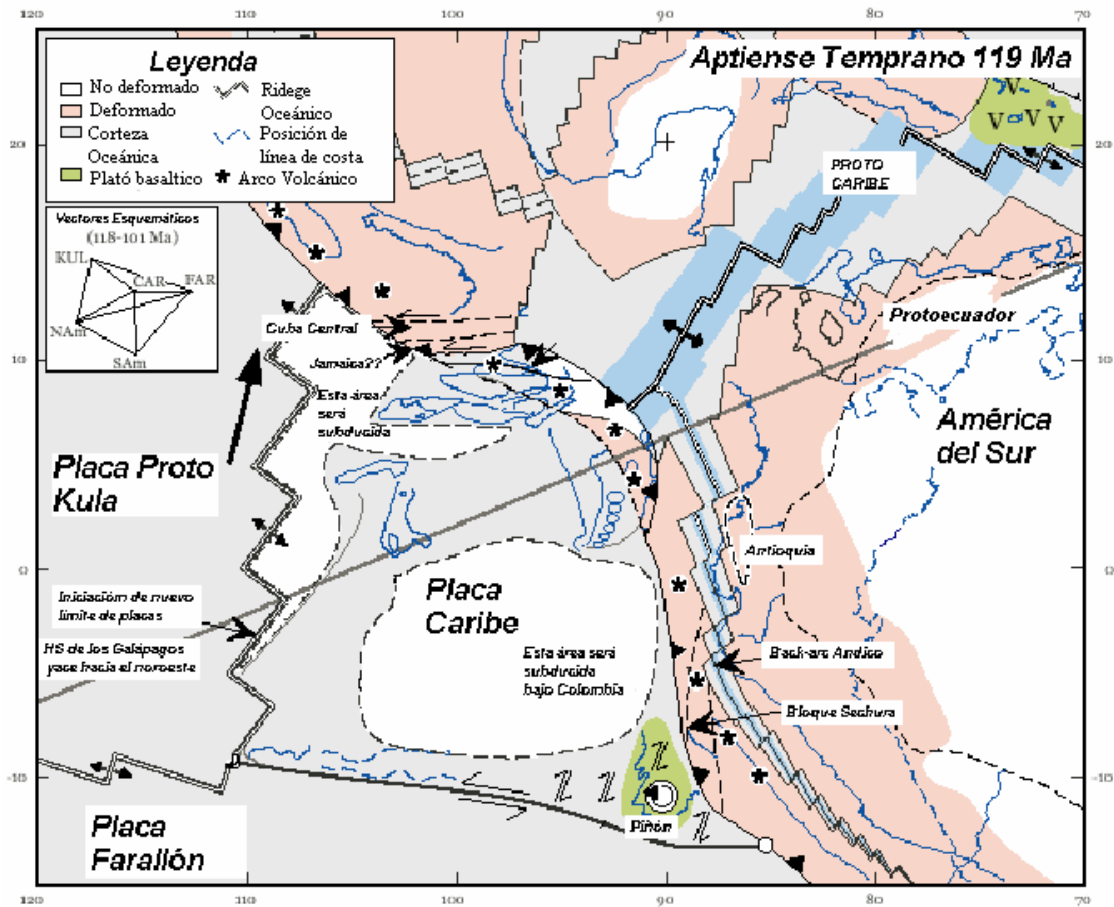


Figura 14: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Apítense Temprano. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico. Modificado de Pindell y Kennan (2001).

El desarrollo de sistemas de arcos intra-oceánicos, extendiéndose desde Costa Rica hasta Ecuador, indica que la Placa Caribe se separó de la Placa de Farallón en el Aptiense, y desde entonces se mueve más despacio en sentido NE ó E relativo a Norteamérica. En el Aptiense también se presentó una inversión en la dirección de subducción entre las Américas, debido a una aceleración de la expansión del Atlántico. Durante el Albiense y el Cretácico Superior el movimiento de placas y la estratigrafía sugieren el establecimiento de un margen pasivo (Pindell y Kennan, 2001).

La colisión de la Placa Caribe y el arco de islas volcánico de Antillas Holandesas con el continente Suramericano es diacrónico: en Venezuela ocurrió en el Paleoceno-

Eoceno en el occidente, en el Oligoceno en región nor-central y en el Mioceno en el oriente (Lugo y Mann, 1995).

El margen pasivo culmina en el Paleoceno Temprano en el occidente por el comienzo de la subducción del Proto-Caribe, presentándose una zona de Benioff buzante hacia el sur (Proto-Caribe bajo Suramérica) (Pindell y Kennan, 2001a; 2001b); la subducción en este transecto acomodó la lenta convergencia entre Norte y Suramérica. Para el Paleoceno Temprano había comenzado un levantamiento en el norte de la Serranía como resultado de apoyo flexural de la corteza Suramericana ante la subducción (figura 15).

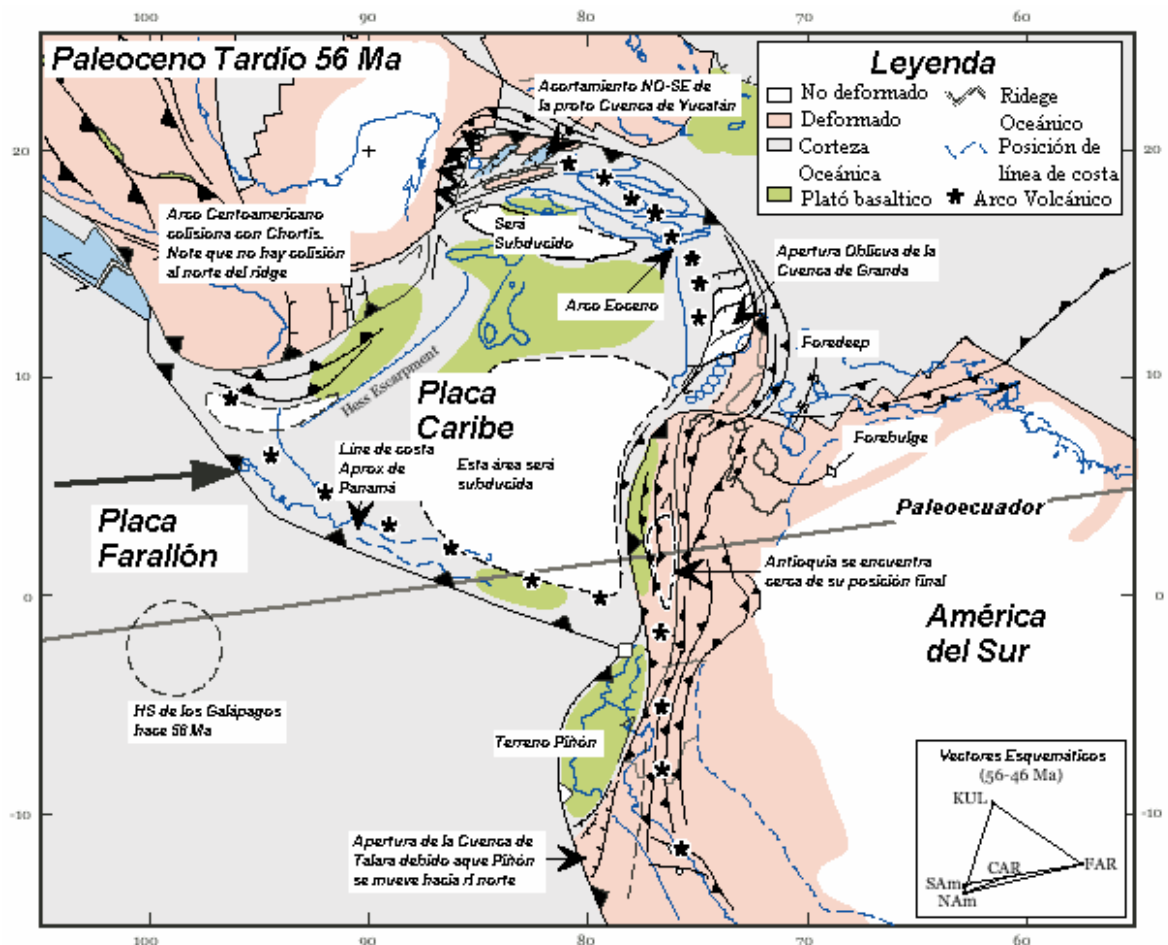


Figura 15: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Paleoceno Tardío. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico. Modificado de Pindell y Kennan (2001).

La convergencia entre Norte y Sur América comenzó durante el Paleoceno, y en el Eoceno medio el acortamiento pudo haber sido de aproximadamente 70km (Pindell, 1997), lo cual se manifestó por el engrosamiento estructural, levantamiento y erosión del margen pasivo (Pindell, 1998). Pindell (1997) y Pindell *et al.* (1998) sugieren que esta contracción entre las Placas Norte y Sur Americanas podría haber deformado la corteza Proto-Caribeña, formando una incipiente zona de subducción.

En el Oligoceno el acercamiento del Caribe, desde el oeste, comienza a afectar los terrenos de Venezuela Oriental desde el Eoceno Tardío hasta el Oligoceno Temprano (figura 16). Existe un dominio de colisión oblicua dextral y colisión diacrónica de arco a lo largo del borde norte de Venezuela (Pindell y Kennan, 2001a). También en el Oligoceno Tardío comienza la fragmentación de la Placa de Farallón en varios bloques, los cuales son actualmente las placas de Nazca, Cocos y Juan de Fuca (Pindell. *et al.*, 1988).

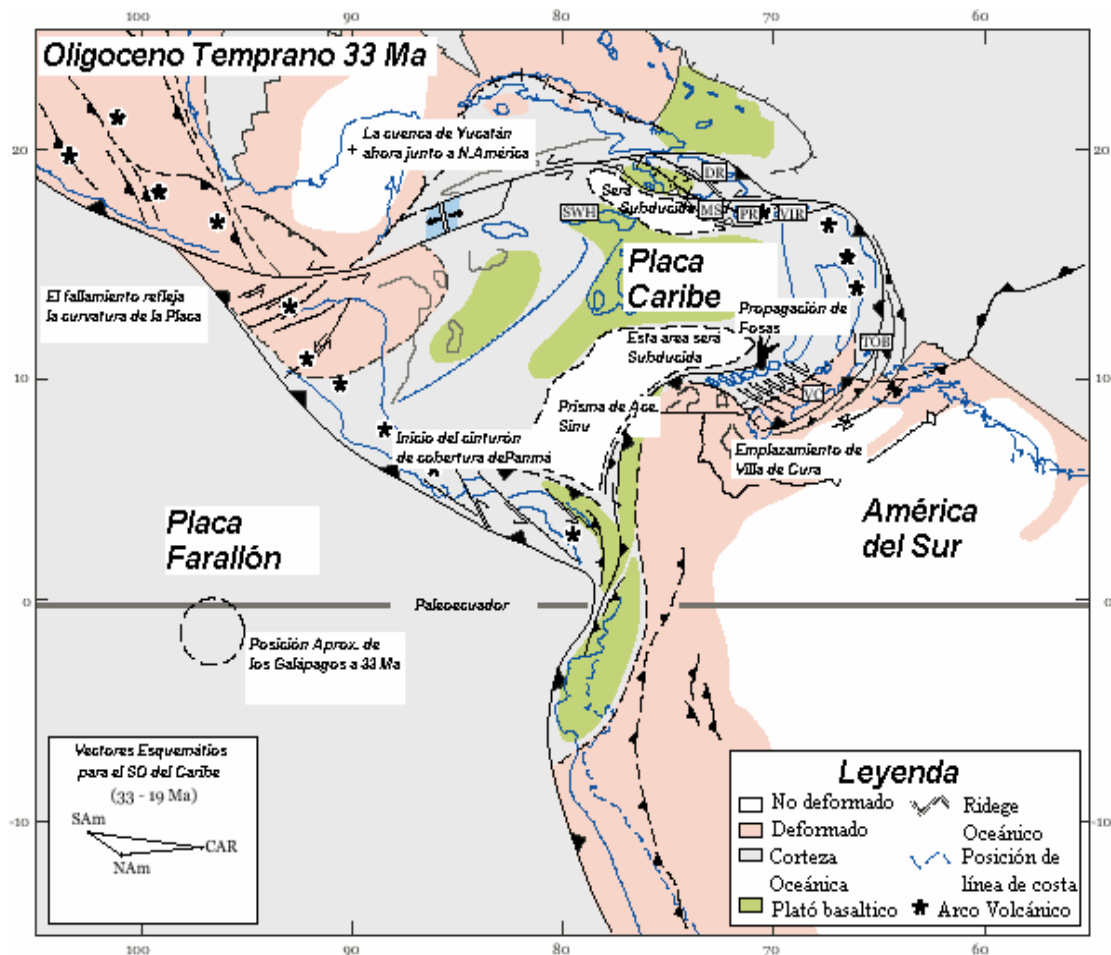


Figura 16: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Oligoceno Temprano. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico. Modificado de Pindell y Kennan (2001).

En el Mioceno Temprano continúa la transpresión oblicua entre Caribe y Suramérica; la colisión en Venezuela se sitúa al este de Maturín (Pindell y Kennan, 2001a). Al nor-oeste del Caribe, una porción del prisma caribeño había sido cabalgado sobre la Serranía del Interior, conllevando al plegamiento y cabalgamiento al sur, generando la carga para la Cuenca de Maturín.

A finales del Mioceno Medio (hace 12Ma) y continuando en el Mioceno Tardío (figura 4.6) se desarrolló un cambio en el azimut del movimiento de la Placa del Caribe respecto a las Américas, pasando de colisión oblicua a una tectónica rumbo-deslizante este-oeste, con un mínimo acortamiento norte-sur, lo que ha dominado los

estilos tectónicos al norte y sur de la región caribeña (Pindell y Kennan, 2001b), manteniendo el Caribe sur-este bajo un régimen transtensional (Pindell y Kennan, 2001a). Según Sykes *et al.* (1982) este régimen geodinámico debió mantenerse muy similar durante al menos los últimos 38Ma para conferirle al Caribe su forma actual (Figura 4.6).

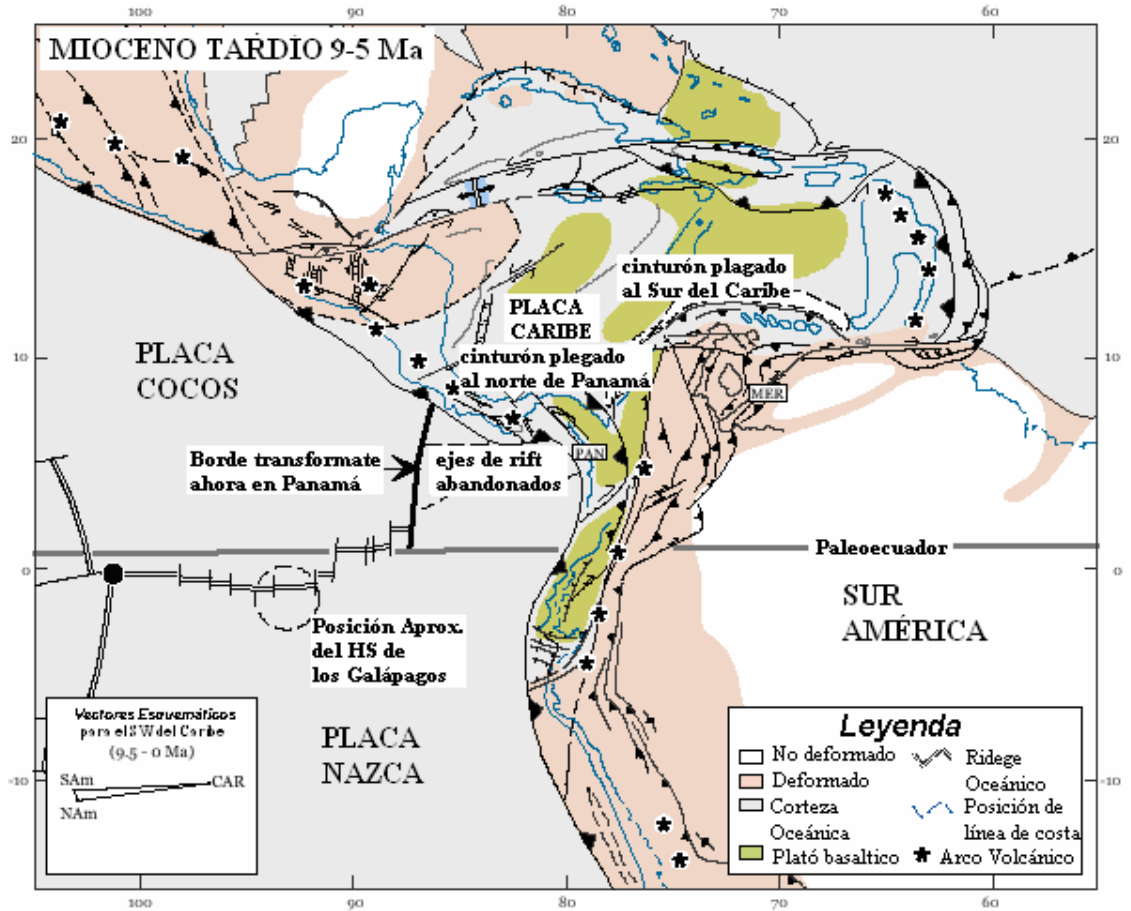


Figura 17: Reconstrucción palinspática del Caribe en el Mioceno Tardío. Teoría de origen del Caribe en el Pacífico. Modificado de Pindell y Kennan (2001)

4.2 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La cuenca tiene una geometría asimétrica con un buzamiento general hacia el este, la parte más profunda se ubica en el noreste, el flanco norte está caracterizado por plegamientos y un alto control tectónico, mientras que el flanco sur tiene un buzamiento suave hacia el norte.

Esta cuenca es del tipo “foreland” o cuenca de antepaís y se desarrolló durante el Neógeno sobre el margen pasivo del Mesozoico tardío del cratón de Sur América (Parnaud *et al.*, 1995). Por razones prácticas ha sido subdividida en dos subcuencas. La subcuenca de Guárico al oeste y la subcuenca de Maturín al este. El límite que separa dichas subcuencas es el arco de Urica, el cual estuvo activo en forma intermitente durante el período Mioceno- Holoceno (González de Juana *et al.*, 1980).

El área de trabajo se encuentra ubicada al oeste del bloque Carabobo (el cual se encuentra al este de la Faja Petrolífera del Orinoco) justo en el límite con Ayacucho. Se trata de una sección vertical que comprende parte de los bloques Petrocarabobo y Carabobo 1.

Subcuenca de Guárico: La subcuenca de Guárico tiene aproximadamente 49.895Km² de extensión y contiene un máximo de 7.000 m de espesor de sedimentos del Cretácico y post-Cretácico. Limita al norte con el piedemonte de de la Cordillera del Caribe, al sur con el Escudo de Guayana, al este con la subcuenca de Maturín y al oeste con el Arco del Baúl. Es asimétrica, como la subcuenca de Maturín, con el flanco norte sobrecorrido por terrenos alóctonos compuestos principalmente por sedimentos y rocas metamórficas del Mesozoico, Paleoceno y Eoceno de la Cordillera del Caribe. Su eje estructural está cubierto por los corrimientos del norte del estado Guárico y su rumbo varía de Noroeste-Sureste en el Cretácico y Norte-Sur en el Mioceno (Kiser, 1987).

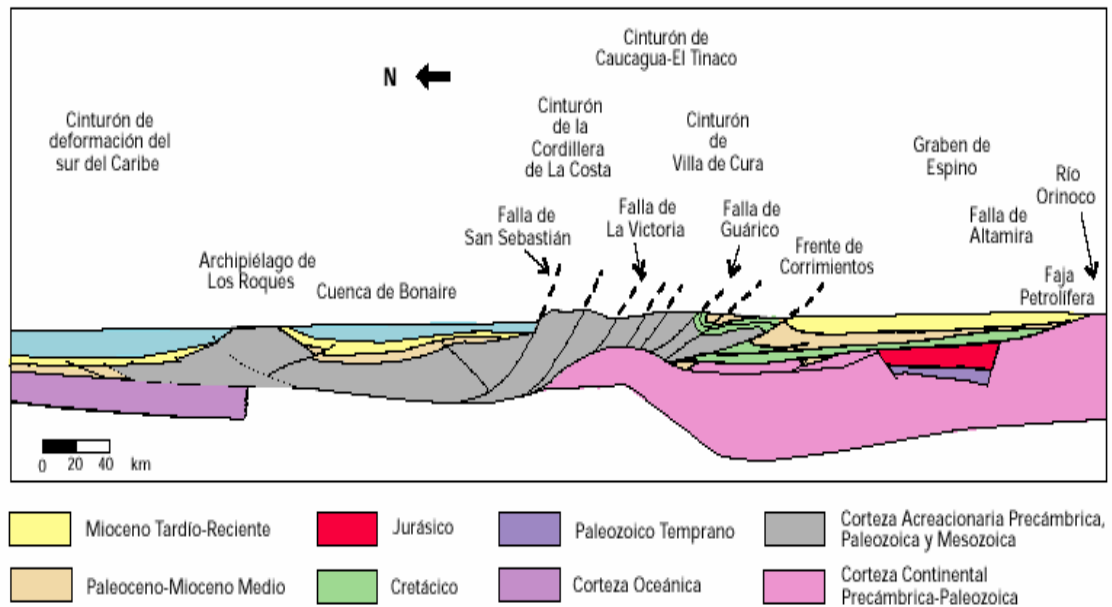


Figura 18: Corte geológico conceptual norte- sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. Tomado y modificado de Yoris y Ostos (1997).

Subcuenca de Maturín: Ocupa aproximadamente 112.785 Km² y contiene un espesor máximo de sedimentos de 9.000 m del Cretácico y posterior a ese. Limita al Norte con La Serranía del Interior Oriental, al sur con el Escudo de Guayana, al oeste con la Subcuenca de Guárico y al Este con la Plataforma Deltana. La subcuenca es asimétrica, con el flanco norte sobrecorrido por alóctonos compuestos principalmente por sedimentos del Cretácico, Paleoceno y Eoceno provenientes de La Serranía del Interior Oriental. La disposición actual de su eje es Este-Oeste (Kiser, 1987).

El flanco sur de la subcuenca se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por un régimen extensivo; su flanco norte, donde se encuentra el norte de Monagas, está asociado a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, con despegues en sentido norte dando una vergencia hacia el sur a la faja de corrimientos y caracterizado por la presencia de estructuras compresivas, asociadas a la transcolisión oblicua de la Placa del Caribe

con la Placa Sudamericana el Oligoceno, transformando la cuenca de margen pasivo a cuenca antepaís (figura 19).

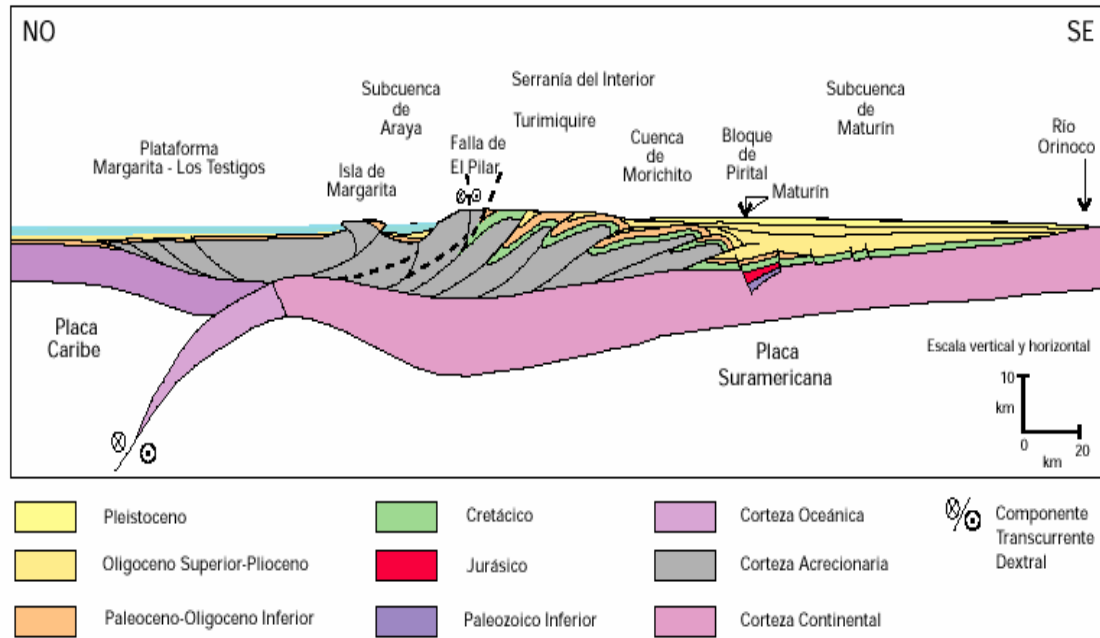


Figura 19: Corte geológico conceptual noreste-sureste de la Subcuenca de Maturín. Tomado y modificado de Yoris y Ostos (1997).

4.3 EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

Modelo de evolución propuesto por L.L. Summa, E.D. Goodman, M. Richardson, I.O. Norton y A.R. Green en su publicación “Hydrocarbon systems of Northeastern Venezuela: plate through molecular scale-analysis of the genesis and evolution of the Eastern Venezuela Basin”

El modelo propuesto por dichos autores es acompañado por la imagen de la figura 20, en la cual se muestran cinco cortes que ilustran la evolución de la cuenca y que permiten establecer la relación entre la evolución tectónica de placas, la formación de estructuras locales, subsidencia, levantamientos y sistemas de hidrocarburos. La línea de la sección va del Escudo de Guayana, a través del cinturón de Petróleo Pesado del Orinoco, el Anticlinorio de Oficina, el Foredeep de Maturín, el cinturón de

corrimiento o (Fold Thrust Belt del Norte de Monagas) y la Serranía del Interior, deteniéndose en la superficie de la traza de falla del Pilar.

La evolución de la cuenca se describe a continuación:

92 Ma.

Esta etapa se define como el evento clave para la geología petrolera de la Cuenca Oriental de Venezuela a pesar de que el escenario no es totalmente conocido. En éste tiempo, la roca madre del Cretácico fue depositada en un ambiente de margen pasivo sobre el Jurásico y antes del relleno sedimentario del rift del Cretácico. Las geometrías de las fallas “syn-rift” son interpretadas como el factor de mayor influencia en la subsiguiente maduración de las rocas madres del Cretácico en la Serranía del Interior. Cerca del tope de la secuencia del relleno del “rift”, se muestran evaporitas, como se observan fuera de la costa oeste de Trinidad. Éstas son influencia de la evolución estructural en tiempos posteriores.

Entre 92 y 20 Ma.

Ocurren algunas alteraciones importantes en este margen pasivo (Speed, 1995 c.p. Summa *et al.*, 2003), incluyendo un bien documentado levantamiento y erosión en el Terciario temprano que es difícil de relacionar a la interacción de las placas Caribe y Atlántico.

20 Ma.

En este tiempo, se forman napas alóctonas asociadas al empuje de la Placa Caribe desde el noroeste y un “foreland flysh” (Cuenca Carapita) donde la Serranía del Interior está ubicada en la actualidad. Como la cuenca subsidió y fue rellenada, una cantidad importante de roca madre del Cretácico maduró tempranamente y expulsó hidrocarburos. Éstos se perdieron debido a la falta de trampas y sellos regionales efectivos.

15.5 Ma.

Durante el Mioceno Medio, la convergencia oblicua entre la Placa Caribe y la Sudamericana continuó produciendo acortamientos. Una importante cantidad de sedimentos fue erosionada por la inversión de la Cuenca Carapita debido a (a) levantamientos tectónicos a lo largo de fallas nuevas y reactivadas, y (b) levantamiento isoestático resultante de un cambio en el movimiento de las placas asociado a un cambio en el sistema de esfuerzos. En este modelo, los levantamientos tectónicos ocurren durante lapsos de importante convergencia entre la Placa Caribe y Sudamérica. Durante tiempos de, relativamente, baja convergencia a lo largo de los límites transformantes, la relajación de esfuerzos transpresivos, permite el enterramiento isoestático regional. La principal inconformidad regional que existe, entre 15.5 y 10 Ma, se atribuye, con base en la sección estratigráfica, a esos eventos isostáticos. Basados en la interpretación de datos de sísmica de reflexión, se advierte que las fallas inversas en el área cesan su actividad un poco después de 15.5 Ma. Como un resultado de la flexura asociada con la contracción al Norte, el Anticlinorio del Furrial será enterrado de nuevo, con implicaciones importantes para la maduración de rocas madres.

10 Ma.

Continúan los procesos de fallamiento produciendo levantamientos y por consiguiente erosión, lo que desarrolla una inconformidad aproximadamente a los 10 Ma. La línea de charnela inferida que separa la región de levantamientos significativos y la erosión de esas que subsidieron, es una compleja zona de transición que intercepta el Área del Campo Quiriquire. Por los 10 Ma un nuevo depocentro “foreland” se desarrolla sobre y en la frontera del Anticlinorio del Furrial y produce la maduración de la roca madre del Cretácico en el área. La subsiguiente depositación de arcillas marinas provee el sello tope para la migración y entrapamiento de grandes volúmenes de fluido que ahora residen en el Cinturón de Petróleo Pesado del Orinoco. En este tiempo se forman fallas normales del área de Oficina – Temblador

debido a la flexura del amplio anticlinorio en el foreland del Este de Venezuela, y proveen una trampa estructural para la migración del crudo desde el norte.

En la actualidad.

La Serranía del Interior mantiene una forma topográfica significativa con la Falla del Pilar como límite tectónico que separa, en la superficie, las rocas para-autóctonas de la Serranía del Interior de las rocas metamórficas alóctonas de la Península Araya – Paria. El eje de la cuenca de Maturín ha sido levantado levemente hacia el sur, con la existencia de una delgada sección del Plioceno depositada por la migración hacia el este del proto-sistema del Río Orinoco al sur del frente de deformación. Las fallas normales continúan activas. Una serie de crestas de arcilla forman el límite sur del frente de deformación, probablemente formados por viejas características transpresionales. La maduración persiste en profundidad.

EVOLUCIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

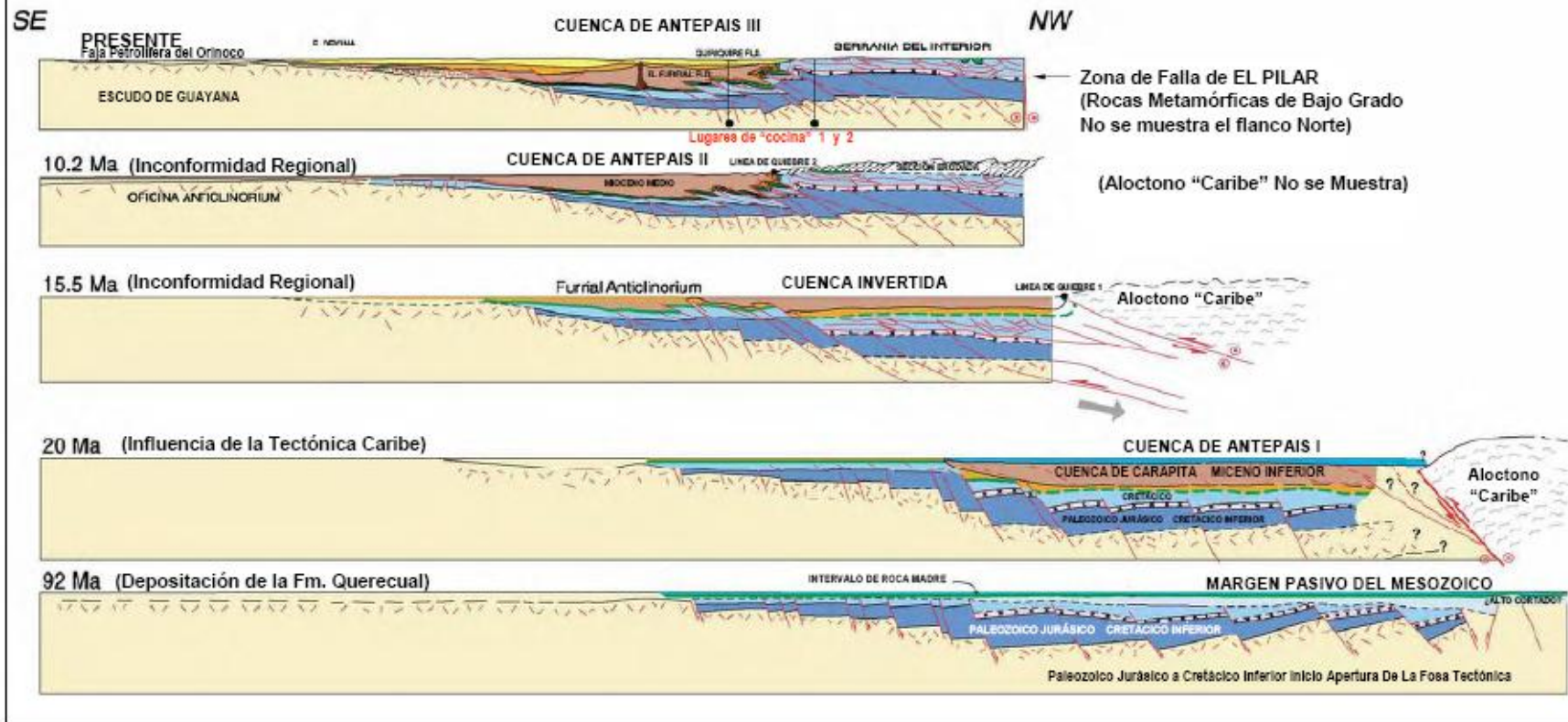


Figura 20: Sección esquemática de la evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Tomado y modificado de Summa et al., 2003).

4.3 ARQUITECTURA DE LA CUENCA Y COBERTURA SEDIMENTARIA

La Cuenca Oriental de Venezuela, originada sobre la corteza continental adelgazada, es limitada por el Escudo de Guayana al sur, las rocas metamórficas acrecionadas al norte, el Graben de Espino al oeste, el complejo acrecional de Barbados al noreste y la corteza oceánica Atlántica al este.

La estructura del Basamento de la Cuenca Oriental de Venezuela y la cubierta sedimentaria reflejan su historia tectónica compleja y la acción distintiva de la gravedad. La figura 21 muestra mapa interpretativo que representa la distribución del espesor sedimentario a través de la cuenca. Este mapa está basado en una recopilación de: registros de pozos con su respectiva correlación del Paleozoico y topes de basamento; estimaciones del basamento cristalino superior, basado en cálculos de varios cientos de puntos de referencia magnéticos, y mapas sísmicos publicados por PDVSA. El basamento es variable pero normalmente consiste en rocas Precámbricas o Paleozoicas cristalinas. Los depocentros principales representados en la figura 21 incluyen el Graben de Espino, la Serranía del Interior, la cuenca de ante país profunda de Maturín, Trinidad tierra firme y Trinidad costa afuera, todos alimentados por sistemas fluviales. La mayoría de los hidrocarburos descubiertos a la fecha se localizan adyacentes a bajos estructurales, con algunas excepciones notables que ocupan el eje de la acumulación sedimentaria (*Summa et al.*, 2003).

Basados en la profundidad del basamento Precámbrico se han definido dos provincias separadas por la falla Hato Viejo. En las áreas de Ayacucho y Carabobo, el Basamento se encuentra a menor profundidad y las rocas terciarias están cortadas por numerosas fallas extensionales. En las Área Boyacá y Junín, con el basamento a mayor profundidad se pueden diferenciar dos generaciones de fallas, la primera que corta sólo los sedimentos Paleozoicos o Cretácicos, en algunos casos sin afectar la cubierta terciaria y la segunda generación que muestra la reactivación de fallas antiguas (Ej. falla de Hato Viejo) con el desarrollo de sistemas extensionales durante la sedimentación de la Formación Oficina.

Estos movimientos tuvieron lugar antes del fin de la sedimentación de la Formación Oficina, puesto que el tope de Oficina no es afectado, lo cual indica una edad Mioceno

Temprano a media para los movimientos verticales que tuvieron lugar en este sector de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La Faja Petrolífera del Orinoco, consiste en varios bloques rígidos separados por fallas (figura 22). No existe ninguna evidencia de grandes pliegues dentro del área de la faja. En la provincia oriental (Área de Carabobo y Ayacucho) las fallas son de tipo tensional normal y poseen tres direcciones preferenciales:

- Orientación este - oeste, correspondiente al corte de una línea de quiebre al norte de Ayacucho y Carabobo.
- Orientación norte - este, tendencia paralela a la dirección predominante de las rocas más viejas en el Escudo de Guayana.
- Orientación norte - oeste, orientación prominente que refleja las tendencias topográficas Pre-terciarias.

El desplazamiento promedio vertical de las fallas es aproximadamente 180 pies sin tener en cuenta la orientación. Las trampas pueden ser por acuñaamiento estratigráfico o por truncamientos estructurales. Las principales arenas se asocian a meandros de un sistema fluvial que fluía hacia el norte desde el Escudo de Guayana.

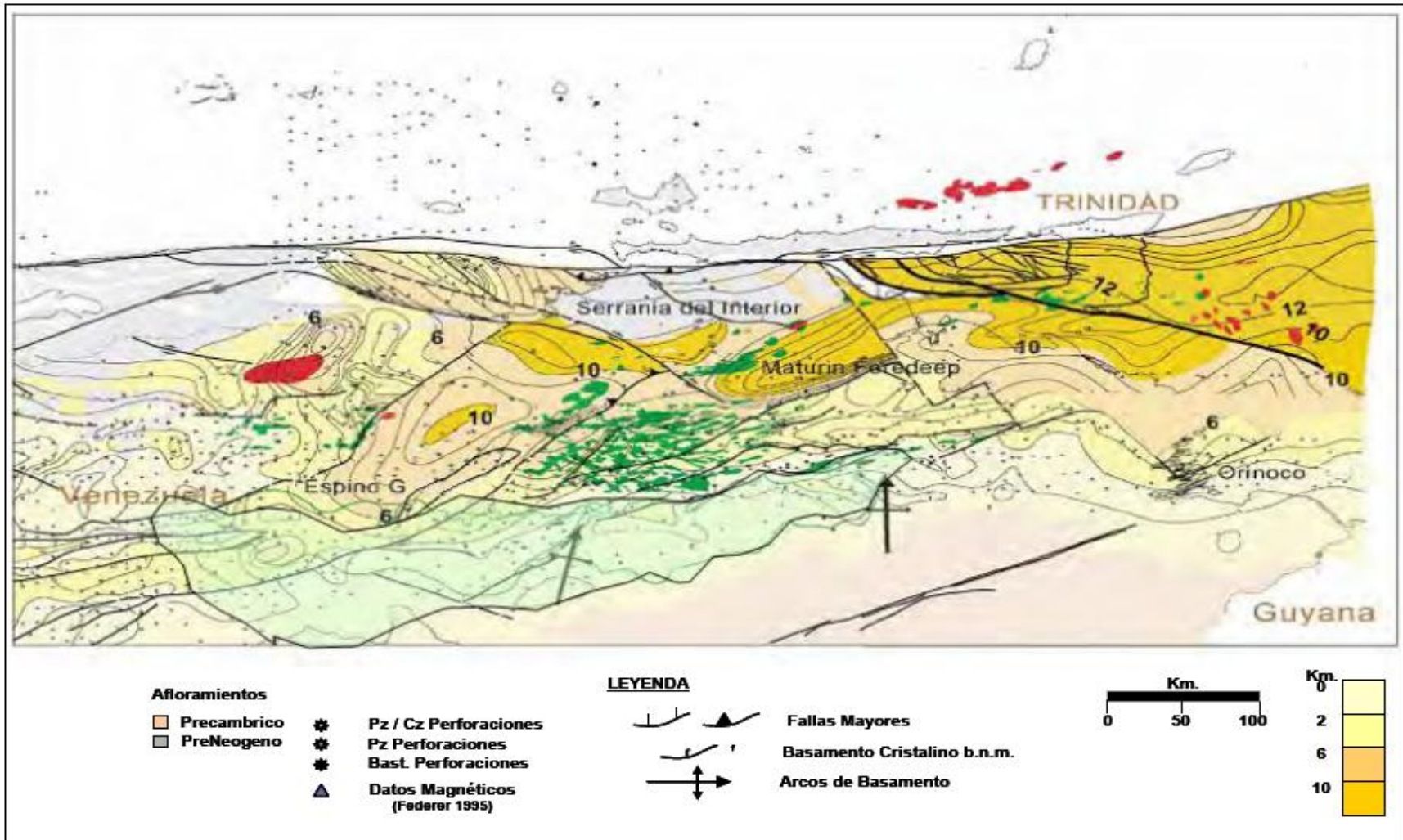


Figura 21: Mapa de Distribución de depocentros sedimentarios de la Cuenca Oriental de Venezuela y estructura del basamento. (Tomado y modificado de Summa *et al.*, 2003).

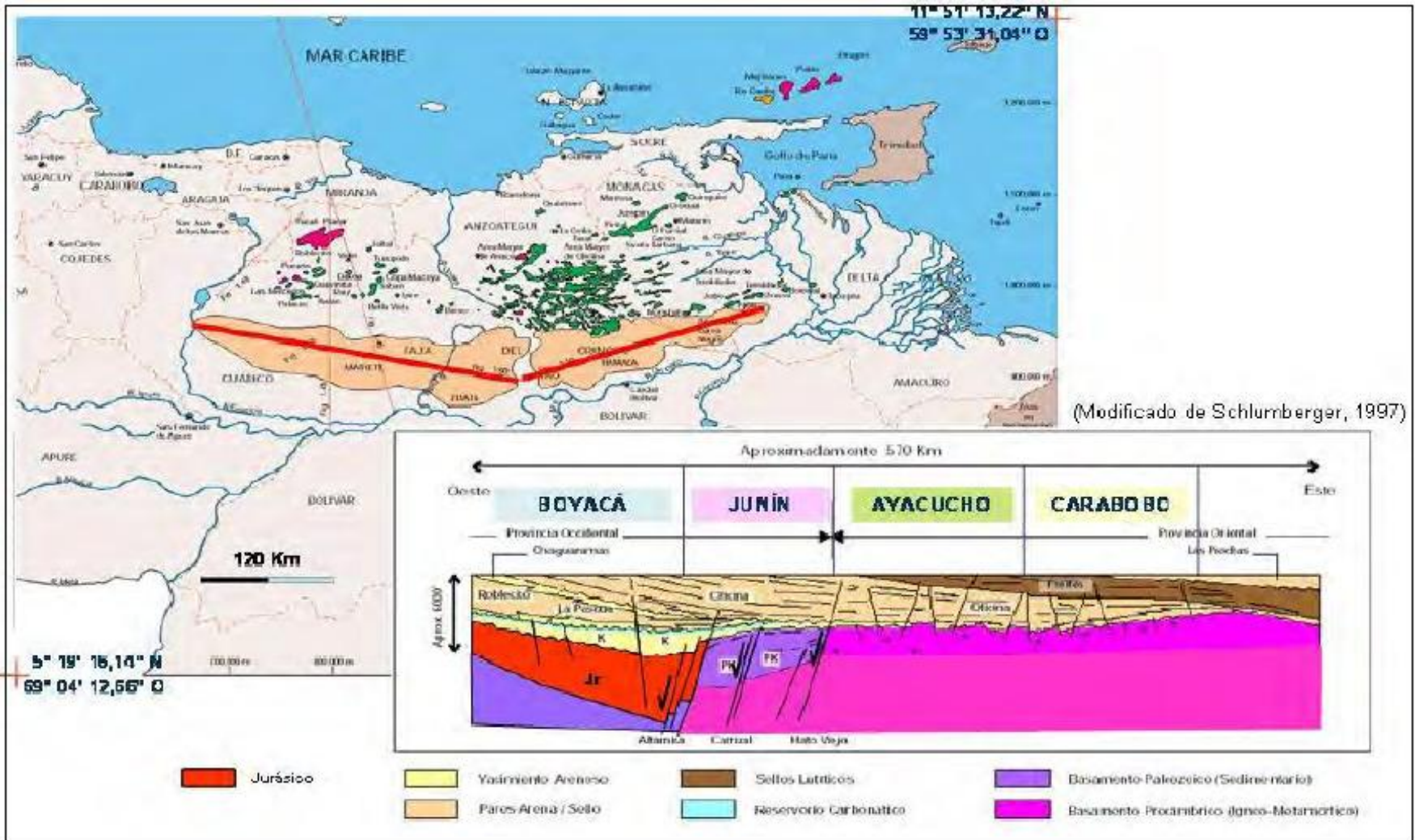


Figura 22: Configuración esquemática de las estructuras de La Faja Petrolífera del Orinoco. (Tomada de PDVSA, 2007)

4.4 ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA

La estratigrafía de la Faja Petrolífera del Orinoco incluye rocas de edades que van desde el Precámbrico hasta el Reciente (figura 23), para el área de Ayacucho. Donde el Terciario fue definido a partir de análisis de distribución de facies, relaciones entre facies y modelos sedimentológicos de las secuencias, junto con algunos estudios de determinación de edades en el área.

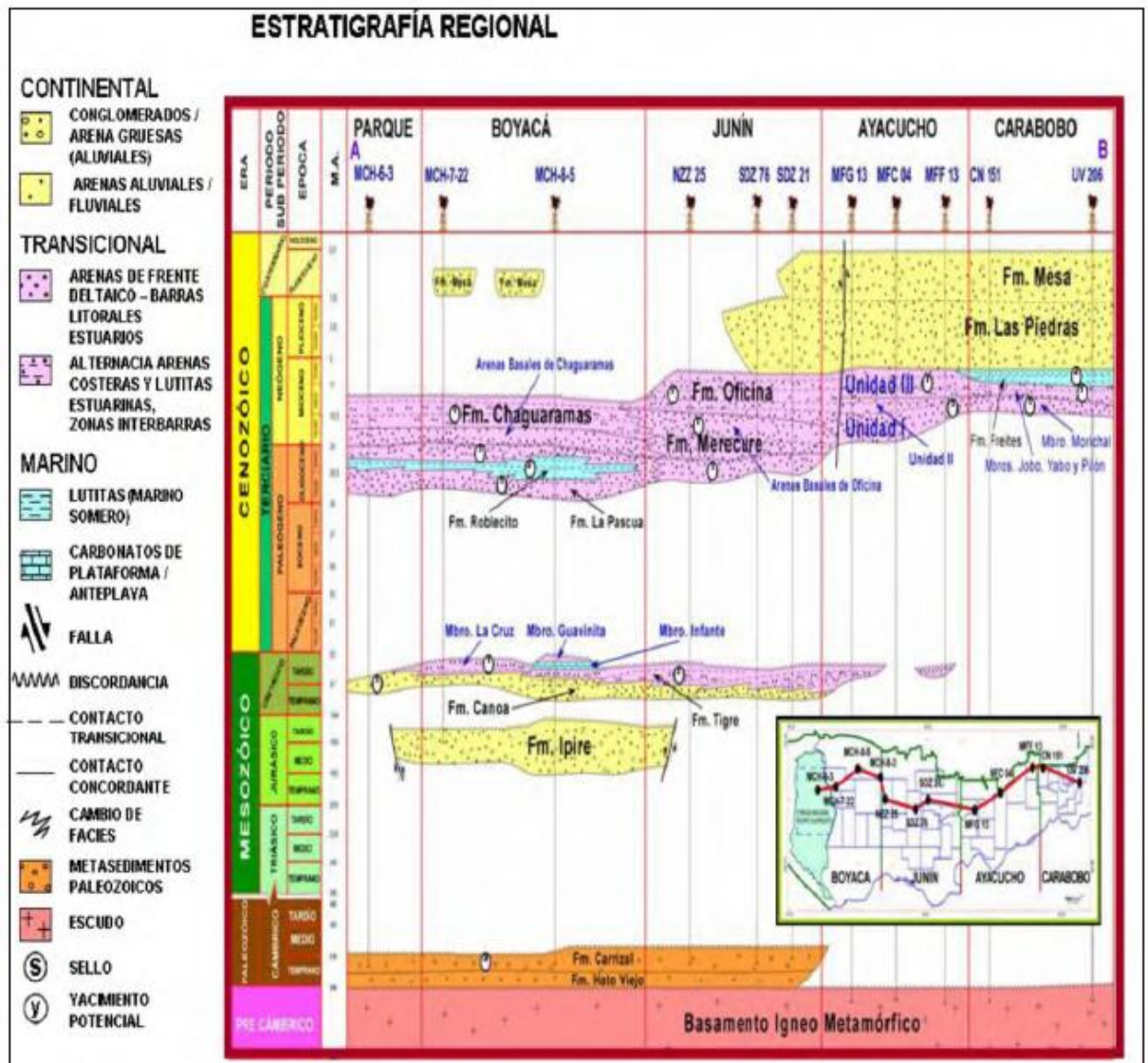


Figura 23: Estratigrafía Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tomado de PDVSA (2010).

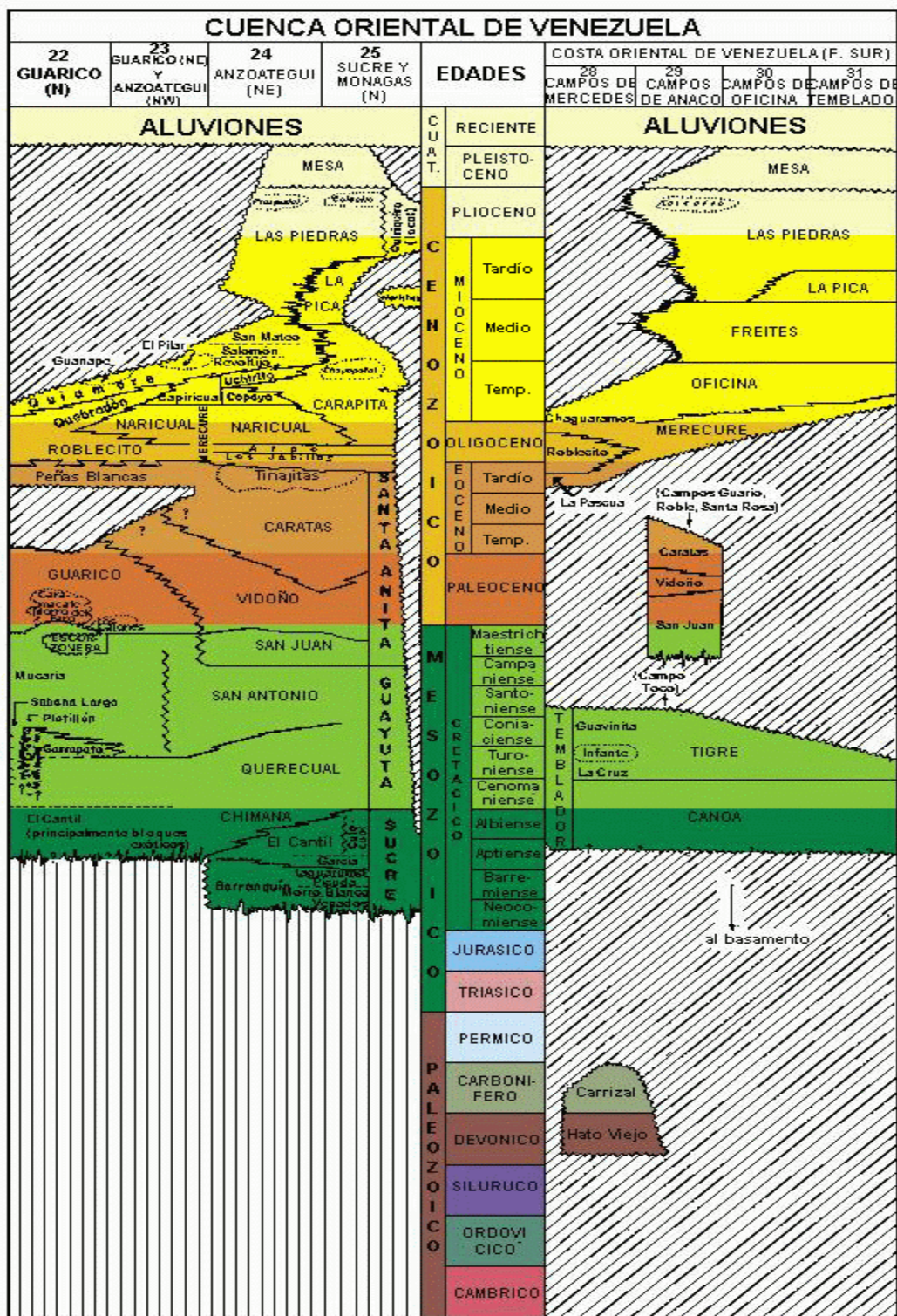


Figura 24 Tabla de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Tomado del L.E.V, 1997).

La columna estratigráfica de la cuenca oriental venezolana se extiende desde el Basamento ígneo-metamórfico del complejo basal de Guayana hasta los depósitos del pleistoceno correspondientes a la Formación Mesa (ver figura 24).

Haciendo una breve descripción de la columna estratigráfica de la Cuenca Oriental Venezolana:

Basamento (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).

La litología característica del Complejo de Imataca es representada por gneises félsicos y máficos intercalados con capas de cuarcitas ferruginosas, granulitas y cuerpos delgados interestratificados de rocas graníticas. En todo el complejo las rocas leucocráticas predominan y constituyen aproximadamente el 80% de la unidad, los gneises máficos constituyen el 10% de la secuencia y el resto lo componen los gneises graníticos y escasas anfibolitas. La edad del protolito de Imataca ha sido interpretada mediante estimaciones radiométricas por los métodos Rb/Sr y U/Pb roca total, como correspondiente a 3.500-3.600 m.a. (González de Juana “et. al.”, 1980).

Formación Hato Viejo (Paleozoico Devónico): Consiste esencialmente de areniscas de grano fino a gruesos, redondeados y muy bien cementados, en parte micácea, pirítica y ligeramente calcárea. Los clásticos son de origen continental y descansa discordante del basamento y yace en forma concordante de la Formación Carrizal. (Hedberg, 1942).

Formación Carrizal (Paleozoico – Devónico Superior a Carbonífero Inferior): Di Giacomo (1985) y Sinanoglu (1986) establecieron la edad Cámbrico Temprano, a

partir de estudios de acritarcos en núcleos de pozos del sector Zuata, de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La sección tipo de la formación está en el pozo Carrizal 1, situado en el distrito Monagas del estado Anzoátegui, a unos 65 km al suroeste de Pariaguán entre la profundidad de 1.111 m (3.645 pies) al tope y base a 1.598 m (3.645 pies).

La unidad está constituida por una espesa secuencia de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolita y areniscas. Generalmente están fuertemente bioturbadas. Mineralógicamente, la unidad se caracteriza por granate, biotita, feldspatos, cuarzo, chert, muscovita y glauconita como minerales más comunes, y es claramente diferenciable en los registros eléctricos, en base a la respuesta de las curvas de rayos gamma y potencial espontáneo, típico de sedimentos arcillosos, (Di Giacomo, 1985).

Grupo Temblador (Cretácico): El Grupo Temblador representa toda la sedimentación cretácica conocida en el subsuelo de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, que descansa inconformemente sobre el flanco norte del Escudo de Guayana.

De acuerdo a las características de los registros eléctricos y en base a las correlaciones efectuadas, la presencia del Grupo Temblador, en el sector de Cerro Negro esta restringida a la parte noroeste del área y al este de Uverito en la región deltana, donde muestra desarrollos de hasta 600 pies. Este grupo presenta areniscas arcillosas lenticulares que se pueden diferenciar de las areniscas masivas basales de la Formación Oficina suprayacente, por el cambio brusco que exhiben en el contacto discordante que las separa. En este grupo no se han encontradas evidencias petrolíferas (Fiorillo, 1983).

El Grupo Temblador, en la parte sur de Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro se subdivide en dos formaciones denominadas de más antigua a más joven, Canoa, de ambiente continental y Tigre de ambiente marino (González de Juana “et al”, 1980).

Formación Canoa (Aptiense – Albiense): Van Erve (1985) realizó determinaciones de edades de la sección cretácica, en el subsuelo del área Zuata, tomando como base a los palinomorfos. Kiser (1987).

Litológicamente está compuesta por conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, areniscas, limolitas y arcilitas generalmente moteadas con manchas grises, gris verdoso, amarillo, marrón, rojo, púrpura (Hedberg, 1950). En el subsuelo de Guárico, consta de lutitas y arcilitas irregularmente estratificadas, típicamente abigarradas, en tonos de gris, verde, rojo, amarillo y morado, con algunas areniscas moteadas (Patterson y Wilson, 1953). La presencia de conglomerados y restos de plantas, sugiere su depositación en ambientes continentales (Hedberg “et al”. , 1947). Según Sinanoglu (1986) el ambiente sedimentario es fluvial, probablemente de "point bar", en aguas llanas no-marinas "subaérea", bajo clima árido y una topografía plana. En base a registros eléctricos se pueden realizar varias indicaciones útiles para la determinación del tope de la Formación Canoa, aún cuando no siempre todas están presentes:

- a) Un aumento considerable en la lectura de la curva de rayos gamma sobre toda la sección de la formación.
- b) Presencia frecuente de areniscas con valores altos de radioactividad, expresado por la curva de rayos gamma.
- c) Aumento en la tendencia de la curva de concentración de torio en los perfiles de espectroscopia de emisión (NGT, Spectral log).
- d) Aumento de la línea base de resistividad de lutitas en los perfiles de inducción (curvas SN o SFL).

e) Cambio de tendencia (ascendente) en la curva de tiempo de tránsito en los perfiles sínicos.

f) Un aumento en la proporción de lutitas/arenas con respecto a la unidad suprayacente (Formación Tigre) expresado en la curva de potencial espontáneo (Hedberg, 1950).

Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense): Van Erve (1985) realizó determinación de edades de la sección cretácea, en el subsuelo del área de Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco, en base de palinomorfos. Kiser (1987) y Vega y de Rojas, (1987), describieron y discuten brevemente la distribución de esta formación en las áreas de Machete y Zuata respectivamente.

La formación es una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas (Hedberg et al. 1947). El ambiente sedimentario es generalmente profundo y de tipo talud, con el desarrollo de ambientes de plataforma hacia el sur de la región de Guárico.

Formación Merecure (Oligocen- Mioceno Temprano): Se localiza entre los estados Anzoátegui y Monagas, específicamente en el área de Anaco, Oficina y Temblador. Tiene un espesor máximo de 1990 pies y está compuesta en más de un 50 % por areniscas de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Las areniscas están intercaladas por láminas delgadas de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, laminadas irregularmente, algunas arcilitas ferruginosas con ocasionales capas de lignitos, *Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1997.*

El tope de la Formación Merecure constituye un reflector regional en toda la cuenca, debido al contraste acústico entre las areniscas masivas (Formación Merecure) y la alternancia de arenisca-lutita (Formación Oficina).

Cabrera y Di Gianni (1994) indicaron la edad Mioceno Temprano para el intervalo Merecure-Oficina

Formación Oficina (Mioceno Temprano-Mioceno Medio): Las características generales de esta formación están descritas y todos los autores mencionados a continuación están citados en el (L.E.E.V, 1999).

Consideraciones Históricas: Hedberg *et al.* (1947) fueron los primeros en publicar el nombre de la Formación Oficina. Funkhouser *et al.* (1948) diferenciaron siete miembros dentro de esta formación en el área de Anaco. Hedberg (1950) incluyó la Formación Oficina dentro del Grupo Santa Inés. Mencher *et al.* (1951, 1953) reconocieron la Formación Oficina en el campo petrolero de Temblador. Taylor (1962) propuso la subdivisión de la Formación Oficina en los miembros Mamey, San Isidro y Unare. Campos *et al.* (1985) emplearon el nombre Formación Oficina, para designar los sedimentos miocenos de plataforma que existen en el área de Quiamare, los cuales habían sido incluidos por otros autores dentro de la Formación Capiricual. Arnstein *et al.* (1985) destacan que la Formación Oficina de los campos de Anaco y de la subcuenca de Maturín, pertenecen a ciclos sedimentarios diferentes y no debe utilizarse un solo nombre formacional.

Edad: Mioceno Temprano-Medio (Audemard *et al.*, 1985; Lorente, 1980; Muller *et al.*, 1987, 1985 y Campos *et al.*, 1988).

Descripción Litológica: Hedberg *et al.* (1947) describen la Formación Oficina como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e ínterestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de esta unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 o 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 centímetros de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. Las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación.

Espesor: Según González de Juana *et al.* (1980), el espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 220-275 metros en Temblador, 600 a más de 1.400 metros en el Área Mayor de Oficina, más de 2.000 metros en Anaco y unos 1.000 metros en Anzoátegui nororiental.

Contactos: El contacto inferior de la formación puede ser discordante sobre unidades cretácicas (Hedberg *et al.*, 1947) o más antiguas (Audemard *et al.*, 1985), así como también, concordante sobre la Formación Merecure (Funkhouser *et al.*, 1947). Arnstein *et al.* (1985) reconocen en el pozo SFV-9, al sur del corrimiento de Anaco, la existencia de una discordancia dentro de un intervalo asignado a la Formación Oficina; consideran que dicha discordancia, separa dos ciclos sedimentarios diferentes representativos del Mioceno Medio y del Oligoceno; proponen además, que la Formación Oficina descansa concordantemente sobre la Formación Merecure en los pozos Mata 11-14 y Mata 5-174 en la subcuenca de Maturín.

El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante por la mayoría de los autores. Campos *et al.* (1985) proponen que en el campo Quiamare, la Formación Oficina subyace concordantemente a la Formación Quiamare; en el campo de Cerro Pelado está discordante bajo la Formación Las Piedras, mientras que en la mayor parte del área de Anaco, su tope es concordante con la base de la Formación Freites.

La Formación Oficina pasa lateralmente a la Formación Carapita y a la parte media y superior de la Formación Chaguaramas (González de Juana *et al.*, 1980).

Fósiles: Sulek (1961) indicó que el tope de la Formación Oficina coincide con la extinción del índice zonal de *Globorotalia fohsi*. El género *Globigerinoides*, fue descrito originalmente dentro de esta formación (Bolli, 1962). Germeraad *et al.* (1968), dentro de su zonación del área del Caribe, establecieron que la Formación Oficina del pozo OG-2 corresponde a las zonas *Multimarginites vanderhammeni*, *Psiladiporites mínimus* y *Jandoufouria seamrogiformis*. Arnstein *et al.* (1985) mencionan la presencia de las zonas de foraminíferos planctónicos *Globorotalia fohsi*

lobatarobusta y *Globigerina ampliapertura* (zonación de Stainforth, 1975), dentro de intervalos asignados a la Formación Oficina en el pozo SFV-9; igualmente, en la Formación Oficina del pozo RZ-50 S, señalan la existencia de las zonas de Stainforth *et al.* (1975) *Globigerinatella insueta*, *Globorotalia kugleri* a *Catapsydrax stainforthi* y *Globorotalia opima opima* a *Globigerina ciperoensis*.

Extensión geográfica: La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las unidades de la Cuenca Oriental. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado.

Paleoambientes: Para Hedberg *et al.* (1947) la sedimentación de la Formación Oficina se inicia en condiciones de aguas dulces a salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte. Funkhouser *et al.* (1948), Passega (1953, 1954), Probst (1953), Passega *et al.* (1958) y Alberding *et al.* (1958), concuerdan con dichas condiciones de sedimentación. González de Juana *et al.* (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. Campos *et al.* (1985) establecen que la Formación Oficina al norte del corrimiento de Anaco, se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media.

Para Audemard *et al.* (1985), la parte inferior de la Formación Oficina se inicia con una progradación (relleno de paleo topografía) seguida por una transgresión (sistema playa-isla de barrera); posteriormente, se establecen condiciones de costa afuera en las áreas de Cerro Negro y Hamaca, mientras que hacia Zuata, prevalecieron ambientes más restringidos influenciados probablemente por mareas; la formación termina con la instalación de un delta progradante. Para Campos *et al.* (1988), el ambiente sedimentario de la llamada Formación Oficina en el norte del área mayor de

Oficina, puede resumirse como repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones y progradaciones.

Campos *et al.* (1985) postulan una edad Mioceno Temprano a medio para la Formación Oficina, en el noreste de Anzoátegui. Muller *et al.* (1987, 1985) y Campos “*et. al.*” (1988), concuerdan en que la Formación Oficina pertenece al Mioceno Temprano y Medio. González de Juana *et al.* (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. La Formación Oficina ha sido dividida en cuatro miembros informales, que son denominados, de más viejo a más joven, miembro morichal, miembro Yabo, miembro Jobo y miembro Pilón.

Miembro Informal Morichal: 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 fluviodeltaico.

Los desarrollos de arenas varían de acuerdo al ambiente donde se depositaron. En el sector Oeste donde se profundiza la cuenca, el espesor total del miembro informal Morichal es mayor, pero los desarrollos de arenas son escasos, generalmente lenticulares llegándose a contar hasta 7 “paquetes” o capas de arenas con aumento progresivo en la proporción de lutitas, y en las arenas superiores se observa la marcada influencia marina en donde se depositaron.

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, 1985).

Miembro Informal Yabo: Representa una secuencia de lutitas transgresivas gris verdosas con intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas. Representa la sección que separa los miembros Morichal y Jobo.

Este miembro ha sido definido en los campos del Norte; en el área Cerro Negro se ha mantenido una buena correlación hasta la parte central, perdiendo parte de su carácter lutítico al aparecer lentes de arena, que en algunos casos contienen petróleo. Sin embargo, por el poco espesor (5 pies) no se consideran como prospectos económicos 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).

Miembro Informal Jobo: 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).

Los pozos probados en este miembro, han dado una producción que va desde el mínimo de 22 BPPD hasta un máximo de 222 BPPD. Generalmente los cortes de agua que se han obtenido en las pruebas de producción son altos (4%-85%), factor que ha influido para que los programas de pruebas para este miembro sean restringidos (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).

Miembro Informal Pilón: Representa la parte superior de la Formación Oficina, caracterizado en los campos del norte por una sección lutítica. Son lutitas transgresivas que al Sur pierden su identidad al desarrollarse facies arenáceas que contienen petróleo (Fiorillo, 1983).

Este miembro se puede reconocer al norte del área, pero es difícil correlacionarlo hacia el Sur donde cambia a una facies arenácea, que contienen petróleo y hacia el

Sur del sector de Mamo se confunden 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 Pílon han confirmado la existencia de petróleo y un alto contenido de agua. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. Un conjunto de minerales pesados granatecloritoide, caracteriza a la unidad en la parte occidental del área mayor de Oficina; sin embargo, el cloritoide disminuye con la profundidad y hacia el este, y así en la parte oriental del área mayor de Oficina, este conjunto granate-cloritoide es reemplazado por el conjunto granate-estauroлита con abundante ilmenita (Toro, 2001).

Esta unidad se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Algunos autores establecen que la Formación Oficina del norte del corrimiento de Anaco, se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media.

Posteriormente, se establecen condiciones de costa afuera en las áreas de Carabobo y Ayacucho, mientras que hacia Junin, prevalecieron ambientes más restringidos influenciados probablemente por mareas; la formación termina con la instalación de un delta progradante. El ambiente sedimentario de la llamada Formación Oficina en el norte del área mayor de Oficina, puede resumirse como repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones marinas, asociadas a caídas del nivel del mar, y progradaciones de la plataforma (Toro, 2001).

Las arenas de la Formación Oficina, constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la cuenca oriental. Las lutitas de la

unidad han sido consideradas por algunos autores, como posible roca generadora de hidrocarburos.

Formación Freites (Mioceno Tardío): Se presenta en el flanco sur de la cuenca. Suprayace concordantemente a la Formación Oficina. El espesor varía de 825 a 3000 pies.

Cabrera y Di Gianni (1994), ubican a la Formación Freites en el Mioceno Medio. Los microfósiles reportados por Jam y Santos (1987) pertenecen al tope del Mioceno Medio-base del Mioceno Tardío.

Presenta 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. El carácter de la formación es nerítico. Hacia el margen sur de la cuenca, en el sector Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, la Formación Freites disminuye de espesor al paso que se hace más arenosa, al extremo que en los pozos más meridionales del área, se hace difícil su diferenciación de las formaciones Oficina y Las Piedras. En el área Carabobo, según la fauna de moluscos el ambiente es de tipo transgresivo marino costero (Fiorillo, 1983).

Formación Las Piedras (Mioceno - Plioceno): La Formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg, 1950). Reflexiones de cierta amplitud y regular asistencia. Los pocos fósiles y sus relaciones estratigráficas indican una edad de Mioceno Tardío a Plioceno. El ambiente de sedimentación se relaciona con los de aguas dulces a salobres según Hedberg (1950).

Formación Mesa (Pleistoceno): La Formación Mesa está compuesta por arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso, cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro; arenas blancoamarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada, además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita (González de Juana, “et. al” 1980).

Según González de Juana “et. al” (1980), la Formación Mesa presenta una edad Pleistoceno representada por una sedimentación fluvio-deltáica y paludal, resultado de un extenso delta que avanzaba hacia el este en la misma forma que avanza hoy el delta del Río Orinoco. Coplanarh (1974) considera que los sedimentos de la formación representan depósitos torrenciales y aluviales, contemporáneos con el levantamiento de la Serranía del Interior.

En el área de Carabobo las formaciones Las Piedras y Mesa se consideran una sola unidad, debido a la difícil correlación que presentan, ocupan el tope de la columna sedimentaria en toda el área de la faja. 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).

CAPITULO 5: GEOLOGÍA LOCAL

5.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL LOCAL

El área de Carabobo se considera tectónicamente estable, con algunos periodos de subsidencia al sector oeste. La configuración estructural es un suave e irregular homoclinal con buzamiento general al norte, con un ángulo entre 2°-4° grados de inclinación. Este homoclinal se encuentra fallado con rumbo este-oeste a noreste-suroeste con fallas de tipo normal que afectan principalmente al basamento ígneo-metamórfico del Craton de Guayana, y a la parte inferior de la secuencia estratigráfica terciaria suprayacente de la Formación Oficina. El fallamiento principal tiene orientación noreste-suroeste y buzamientos al suroeste y sureste. También se observan algunas fallas de orientación noroeste-sureste, este-oeste y norte-sur, con buzamientos de orientación variable.

A partir de la interpretación de la sísmica 2D en el área, se definió la estructura para el Bloque Carabobo 1, la cual corresponde a un monoclinal, con buzamiento suave al norte, con fallas que buzán al norte y algunas al sur, con dirección preferencial noreste-suroeste y este-oeste, de carácter normal y no sellantes, de poca extensión y saltos entre 30' y 100 pies, por lo que se le consideran fallas de reacomodo estructural.

Hacia el norte se encuentran fallas normales subverticales de corta magnitud y longitud. Los elementos que le dan a la estructura su mayor carácter, son las fallas que se muestran en dirección este-oeste, con alto buzamiento al sur.

En general se muestra un tectonismo suave, cuyo resultado actual ha sido un fallamiento de tipo normal. Algunas de estas fallas han tenido reactivación a través del tiempo y no afectan significativamente la estructura y tampoco constituyen trampas que controlan las acumulaciones de hidrocarburos. Localmente se han distinguido una serie de fallas normales principales con rumbo aproximado este-oeste y buzando al norte, siendo las que están al norte las más importantes para la acumulación de hidrocarburos, ya que pueden ser factores de entrapamiento y llegar a delinear los yacimientos del área, sin embargo, el factor estratigráfico es el de mayor importancia.

En la figura 25, se muestra una línea de sección sísmica CN-81-75, donde se observa la interpretación sísmica en el Bloque Carabobo y Petrocarabobo, la inconformidad con el basamento y algunas deformaciones estructurales.

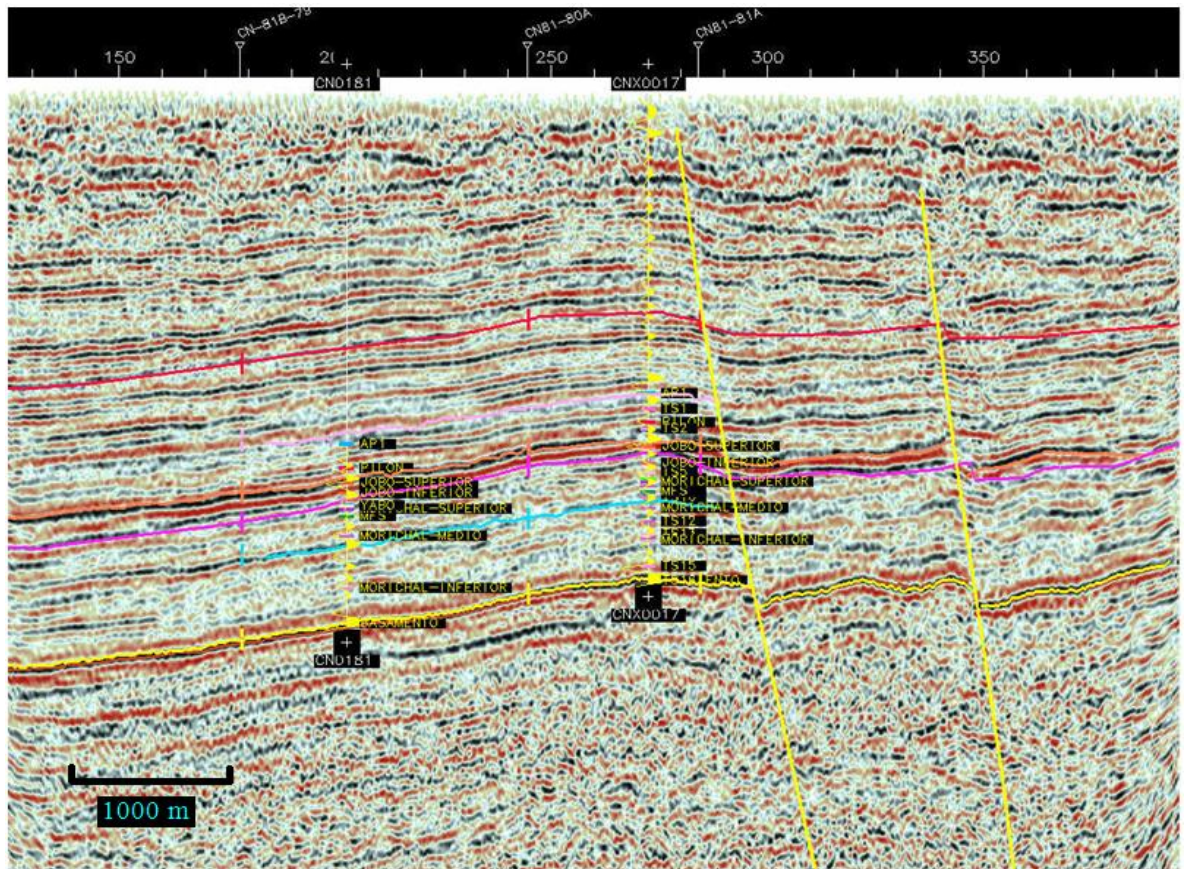


Figura 25: Línea sísmica CN-81-75 mostrando la estructura del Bloque Carabobo 1 y Petrocarabobo.

5.2 ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA LOCAL

La Formación Oficina consiste de un gran volumen de lutitas grises a marrones carbonáceas intercaladas e interestratificadas con areniscas, de grano fino y uniforme y otras conglomeráticas, además se presentan abundantes lignitos que se utilizan como guías de correlación.

CAPITULO 6: RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 DESCRIPCIÓN DEL NÚCLEO

Se observa de manera generalizada, que la sección de estudio es en su mayoría arcillosa con intercalaciones de limos y arenas. Hacia la base de la secuencia a estudiar se encuentran un conjunto de arenas correspondientes a canales apilados, seguido del intervalo lutítico – limoso predominante que varía en condiciones de óxido reducción e influencia marina, y hacia el tope de la sección se observa un conjunto limo-arenoso (figura 26).

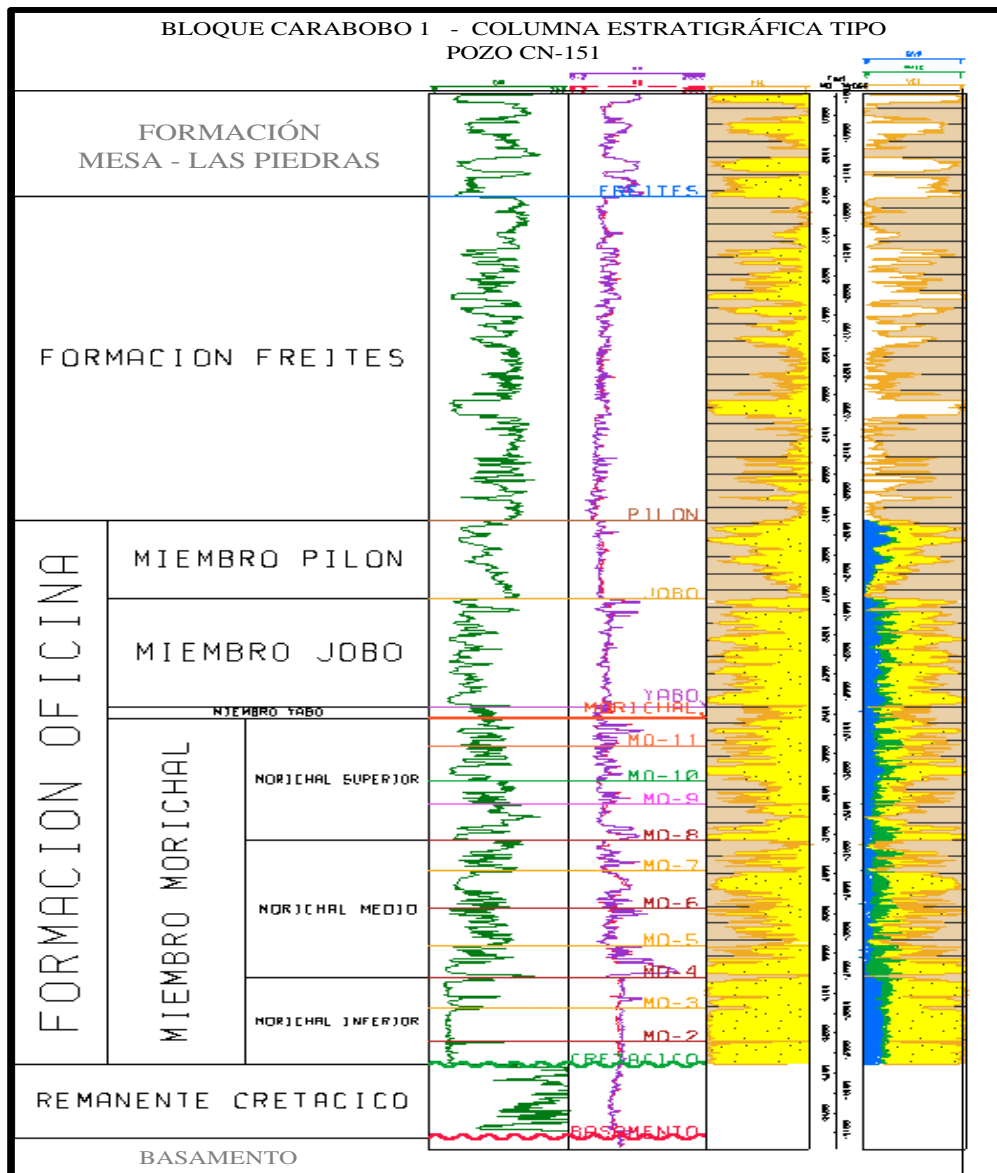


Figura 26: Columna estratigráfica tipo para el Bloque Carabobo. Pozo CN-151.

Las facies utilizadas para la descripción del núcleo CQC-01 de la tabla 4 fueron tomadas del artículo “Modelado de facies y concepto de unidades de flujo como herramienta sedimentológica en descripción de reservorio” por Argenis Rodriguez. En dicho artículo se describen las facies de la siguiente forma.

Facies S: *Arena de grano grueso a muy grueso.*

Las arenas de las facies S son de grano grueso a muy grueso, localmente conglomerática, de subangular a subredondeada, y de pobre a moderado escogimiento. Presenta estratificación cruzada, con contactos abruptos y erosivos, entre capas de este tipo pueden observarse arcillas de facies L. Porosidad del 10-14% y permeabilidad de 180 a 260md.

Facies S3: *Arena de grano medio a grueso.*

Las facies S3 son arenas cuarzosas de grano medio a grueso, de subangulares a subredondeadas, con un escogimiento de moderado a bueno, localmente pueden estar intercaladas con estratos de arcilla y clastos. Están comúnmente saturadas en petróleo.

Estas facies están asociadas a diferentes facies, a veces se encuentra debajo de facies S, S1 o S2. Comúnmente muestran contacto abrupto hacia el tope y hacia la base. Presentan porosidades en un rango de 10-15% y permeabilidades en el orden 20 a 81md.

Facies S1: *Arenas de grano fino a medio con intercalaciones de arcillas.*

Estas facies son similares a las facies S3, texturalmente presentan un grano de fino a medio, subangular a subredondeada y bien escogidas. Su característica más distintiva es la presencia regular de capas de arcillas intercaladas. Localmente presenta estratificación cruzada. Porosidades del 7-14% y la permeabilidad es baja, de 1.9 a 6.9md.

Facies S11: *Arenas de grano fino a medio sin intercalaciones de arcillas.*

Texturalmente y composicionalmente es similar a las facies S1, se diferencian por la ausencia de las intercalaciones de arcillas. Esta comúnmente asociada a facies S3 y S1. La porosidad es de aproximadamente 12% y las permeabilidades van de 3.7 a 20md.

Facies S2: *Arenas de grano limoso a fino.*

Estas facies están localmente bioturbadas, con grano de limoso a fino, subangulares a subredondeadas, bien escogidas, con intercalaciones discontinuas de arcillas. Presentan ripples característicos de estas facies, también presenta estratificación tipo flaser y huellas de carga. Están asociadas a las facies S1 y S3 con contactos abruptos hacia el tope y la base. Presentan una baja porosidad y permeabilidad, 8.9'10% y de 0.1 a 2md, respectivamente.

Facies H: *Arcillas muy laminadas de color gris a marrón grisáceo.*

Estas arcillas son de color gris a marrón grisáceo, muy laminadas, con capas de limo. Muestran estructuras lenticulares y contacto abrupto hacia el tope y hacia la base. Lo mas característico son las estructuras lenticulares presentes en estas facies.

Facies L: *Arcillas laminadas de color de gris a gris oscuro.*

Son arcillas laminadas, que localmente contienen intercalaciones de limo. Presentan nódulos dispuestos localmente.

Facies St: *Limo de color gris a gris verdoso.*

Consiste en limos de color gris a gris verdoso, presentan fósiles y bioturbaciones localmente. Los contactos abruptos y transicionales son usualmente presentes.

C: *Carbón o arcillas orgánicas/carbonáceas.*

Descripción del núcleo CQC-01 de tope a base en una secuencia normal.

Tope	Base	Descripción	Facies	Ambiente
1861	1861,5	Lignito.	C	
1861,5	1868,5	Arcilla color gris claro a blanco.	H	
1868,5	1876	Arcilla color gris oscuro, con ciertos niveles de oxidación y carbonosa hacia el tope.	L	
1876	1877.42		NA	
1877,42	1879	Arcilla color gris oscuro, con ciertos niveles de oxidación y carbonosa hacia el tope.	L	
1879	1880,67	Lignito.	C	

1880,67	1884	Arcilla color gris claro.	H	
1884	1888	Arcilla color gris oscura, carbonosa hacia el tope. Contacto abrupto hacia la base.	L	
1888	1890		NA	
1890	1891	Arcilla color gris oscura, carbonosa hacia el tope. Contacto abrupto hacia la base.	L	Lacustre
1891	1894	Arena de grano muy fino, bien escogida, color gris claro y no está impregnada en petróleo. Presenta laminaciones planares de carbón. Se hace más carbonosa hacia la base. Presencia de bioclastos. Posible ambiente lacustre.	S2	
1894	1904,25	Arena de grano fino, bien escogidas, heterolíticas e impregnadas de petróleo al tope; intercaladas con arcillas de color gris oscuro. Siendo mayor el porcentaje de arena. Hacia la base se va haciendo más arcillosa.	S1	
1904,25	1905		NA	
1905	1907,5	Arena de grano fino, bien escogidas, heterolíticas e impregnadas de petróleo al tope; intercaladas con arcillas de color gris oscuro. Siendo mayor el porcentaje de arena. Hacia la base se va haciendo más arcillosa.	S1	
1907,5	1911,33	Arcillas de color gris oscuro carbonosas. Al tope se observan algunos lentes de arenas de grano fino, bien escogidas e impregnadas de petróleo. Se observa un contacto abrupto hacia la base.	L	
1911,33	1912	Arenas de grano fino, muy bien escogidas e impregnadas de petróleo.	S11	
1912	1912,58	Arenas de grano fino, bien escogidas, heterolíticas e impregnadas de petróleo; intercaladas con arcillas de color gris oscuro. Siendo mayor el porcentaje de arenas. Se va haciendo arcillosa hacia la base.	S1	
1912,58	1915		NA	
1915	1925,25	Arcilla color gris oscuro y carbonoso.	L	Canales
1925,25	1929,58	Arenas de grano medio, bien escogidas heterolíticas e impregnadas de petróleo; intercaladas con arcillas de color gris oscuro. Con mayor porcentaje de arenas. Hacia el tope se hacen más arcillosas.	S1	
1929,58	1934,83	Arenas de grano grueso, medianamente escogidas e impregnadas en petróleo.	S3	
1934,83	1936	Arenas de grano medio, bien escogidas e impregnadas de	S3	

		petróleo.		
1936	1941,75	Arenas de grano grueso, medianamente escogidas e impregnadas de petróleo.	S	
1941,75	1942		NA	
1942	1943,67	Arenas de grano muy grueso, pobremente escogidas, de color pardo y sin impregnación de petróleo.	S	Canales Aplados
1943,67	1946,5	Arenas de grano muy grueso, medianamente escogidas e impregnadas de petróleo.	S	
1946,5	1949	Arenas de grano grueso, medianamente escogidas e impregnadas de petróleo. Presenta clastos de arcillita.	S	
1949	1953,67	Arenas de grano medio a grueso (hacia el tope se hacen más gruesos), medianamente escogidas e impregnadas de petróleo. Presenta clastos de arcillita.	S3	
1953,67	1956,67	Arenas de grano medio, bien escogidas e impregnadas de petróleo. Presenta clastos de arcillita.	S3	
1956,33	1960		NA	
1960	1965,83	Arenas de grano medio, bien escogidas e impregnadas de petróleo. Presenta clastos de arcillita.	S3	
1965,83	1967,42	Arenas de grano medio a fino, bien escogidas e impregnadas en petróleo. Presenta clastos de arcillita.	S11	
1967,42	1970		NA	
1970	1982,33	Arcilla color gris oscuro, carbonoso hacia la base.	L	
1982,33	1983,83	Lignito.	C	
1983,83	1984		NA	
1984	1987,58	Arena de grano muy fino, bien escogida, color gris claro y no esta impregnada en petróleo. Presenta laminaciones planares de carbón. Se hace más carbonosa hacia la base. Posible ambiente lacustre.	S2	Lacustre
1987,58	1992,92	Arcilla de color gris oscuro y carbonosa hacia la base.	L	Lacustre
1992,92	1994,83	Arena de grano muy fino, bien escogida, color gris claro y no esta impregnada en petróleo. Presenta laminaciones planares de carbón. Posible ambiente lacustre.	S2	
1994,83	1999		NA	Lacustre
1999	2006,08	Arena de grano muy fino, bien escogida, color gris claro y no esta impregnada en petróleo. Presenta laminaciones planares de carbón. Posible ambiente lacustre.	S2	
2006,08	2006,33	Arcillita de color gris oscuro.	L	
2006,33	208,58	Lignito.	C	

208,58	2011		NA	
2011	2011,5	Lignito.	C	
2011,5	2013	Arcilla de color gris oscuro.	L	
2013	2018,08	Limo de color gris muy claro a blanco. Presenta lentes de arena impregnada en la base. Posible paleosuelo.	St	
2018,08	2019,83	Arcilla gris oscura con lentes de arena impregnada en petróleo en la base.	L	
2019,83	2020,17		NA	
2020,17	2026,25	Arcilla de color gris oscuro.	L	Lacustre
2026,25	2028		NA	
2028	2033,17	Arena de grano fino, muy bien escogida, heterolítica e impregnada en petróleo; intercalada con arcillas de color gris oscuro. Con mayor porcentaje de arenas.	S2	
2033,17	2033,83	Arcillas de color gris oscuro intercaladas con arenas de grano fino, bien escogidas e impregnadas con petróleo. Con mayor porcentaje de las arcillas.	S1	
2033,83	2038		NA	
2038	2042,33	Arenas de grano medio, bien escogidas e impregnadas de petróleo. Presenta clastos de arcillita y se hace más arcillosa hacia el tope.	S2	
2042,33	2048		NA	
2048	2055,33	Arcillas de color gris oscuro con niveles de oxidación. Se hacen carbonosas hacia el tope. Presenta paleoraices.	L	
2055,83	2056,67	Lignito.	C	
2056,67	2059,58	Arcilla de color gris claro.	H	
2059,58	2062		NA	
2062	2064,17	Arcilla de color gris oscuro con lentes de arenas de grano medio, bien escogidas e impregnadas hacia la base.	L	
2064,17	2066		NA	
2066	2067,42	Mezcla heterolítica de arcillas grises con arenas de grano medio, bien escogidas e impregnadas.	S1	
2067,42	2073	Arena de grano muy grueso, medianamente escogida e impregnada en petróleo. Con clastos de arcillita gris en la base.	S	
2073	2073,33	Arena de grano medio a fino, bien escogida e impregnada en petróleo.	S1	
2073,33	2076		NA	

2076	2076,17	Arcilla de color gris claro.	H	
2076,17	2079,75	Arena de grano grueso, bien escogida e impregnada en petróleo.	S	
2079,75	2084	Arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo. Intercaladas con arcillitas grises oscuras bien diferenciadas y laminares. Posible influencia de marea.	S1	
2084	2088,25		NA	
2088,25	2084	Arcillas de color gris oscuro.	L	
2084	2092,17	Mezcla de arena de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo; con arcillas de color gris oscuro hacia la base. Hacia el tope se presentan intercaladas y no mezclada. Mayor presencia de arcillas hacia la base.	S1	
2092,17	2094,33	Arcillas de color gris oscuro.	L	
2094,33	2100		NA	
2100	2102,92	Arena de grano medio a fino, bien escogida, impregnada en petróleo y heterolíticas; intercaladas con arcillas de color gris oscuro.	S1	
2102,92	2110		NA	
2110	2112,5	Arcilla color gris oscuro.	L	
2112,5	2113,17	Limo color gris claro; intercalado con arenas de grano fino, muy bien escogidas e impregnadas en petróleo.	St	
2113,17	2117,83	Limo color de gris claro, bioturbado y noduloso. Hacia la base presenta algunos lentes de arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada de petróleo. Posible paleosuelo.	St	
2117,83	2120,58	Arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo.	S2	
2120,58	2123		NA	
2123	2124,33	Arcilla de color gris oscuro con algunos lentes de arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo.	L	
2124,33	2126,5	Arena de grano muy grueso, bien escogida e impregnada en petróleo.	S	
2126,5	2129,25	Arena de grano medio, muy bien escogida e impregnada en petróleo. Presencia de clastos de arcilla hacia la base.	S11	
2129,25	2130	Arena de grano grueso, medianamente escogida e impregnada en petróleo.	S	
2130	2142		NA	
2142	2142,83	Arcilla gris oscura intercalada con arenas de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo.	S1	

2142,83	2143,58	Arena de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo.	S3	
2143,58	2147		NA	
2147	2147,17	Arena de grano medio a fino, bien escogida e impregnada en petróleo.	S11	
2147,17	2152		NA	
2152	2153,58	Arena de grano fino a muy fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo.	S2	
2153,58	2157		NA	
2157	2159,75	Arena de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo.	S3	Canales Aplanados
2159,75	2162		NA	
2162	2164,17	Arena de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo.	S3	
2164,17	2167		NA	
2167	2169	Arena de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo.	S3	
2169	2172		NA	
2172	2173,75	Arena de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo.	S3	
2173,75	2176		NA	
2176	2177	Arena de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo.	S3	
2177	2181		NA	
2181	2182	Arena de grano medio, bien escogida e impregnada en petróleo.	S3	
2182	2182,5		NA	
2182,5	2184,42	Arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo.	S11	
2184,42	2186		NA	
2186	2187,75	Arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo.	S11	
2187,75	2188,08	Arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo. Presencia de clastos de arcilla.	S2	
2188,08	2191		NA	
2191	2193,33	Arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo. Presencia de clastos de arcilla.	S2	

2193,33	2196		NA	
2196	2196,33	Arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo. Presencia de clastos de arcilla.	S2	
2196,33	2203		NA	
2203	2204,58	Arena de grano fino, muy bien escogida e impregnada en petróleo. Presencia de clastos de arcilla.	S2	
2204,58	2208		NA	
2208	2211	Arcilla de color gris oscuro.	L	
2211	2213		NA	
2213	2218	Limo color gris claro a blanco. Bioturbado y con presencia de paleoraíces. Posible paleosuelo.	St	
2218	2221	Arcilla de color gris oscuro.	L	
2221	2222,92	Lignito.	C	
2222,92	2223		NA	
2223	2224	Arcilla de color gris claro.	H	
2224	2235,67	Limo color gris claro a blanco. Bioturbado y con presencia de paleoraíces. Posible paleosuelo.	St	
2235,67	2241,92	Arcilla de color gris oscuro. Carbonosa hacia la base.	L	
2241,92	2242		NA	
2242	2251,83	Limo color gris claro a blanco. Bioturbado y con presencia de paleoraíces. Posible paleosuelo.	St	
2251,83	2252		NA	
2252	2271,42	Arcilla de color gris oscuro.	L	
2271,42	2273,42	Arena de grano fino, bien escogida, heterolítica e impregnada. Intercalada con arcillas de color gris oscuro. Cantidades similares de arena y arcilla.	S1	
2273,42	2274,5	Arena de grano medio a fino, bien escogida, heterolítica e impregnada. Intercalada con arcillas de color gris oscuro. La cantidad de arena es mayor a la de arcillas.	S1	

Tabla 4: Descripción del núcleo CQC-1.

Fueron descritos 413,5 pies de espesor de la columna, los cuales se encuentran entre Jobo superior y Pilón, donde NA son los intervalos que sin núcleo, el cual se perdió durante la recuperación del mismo.

6.2 ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA

6.2.1 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

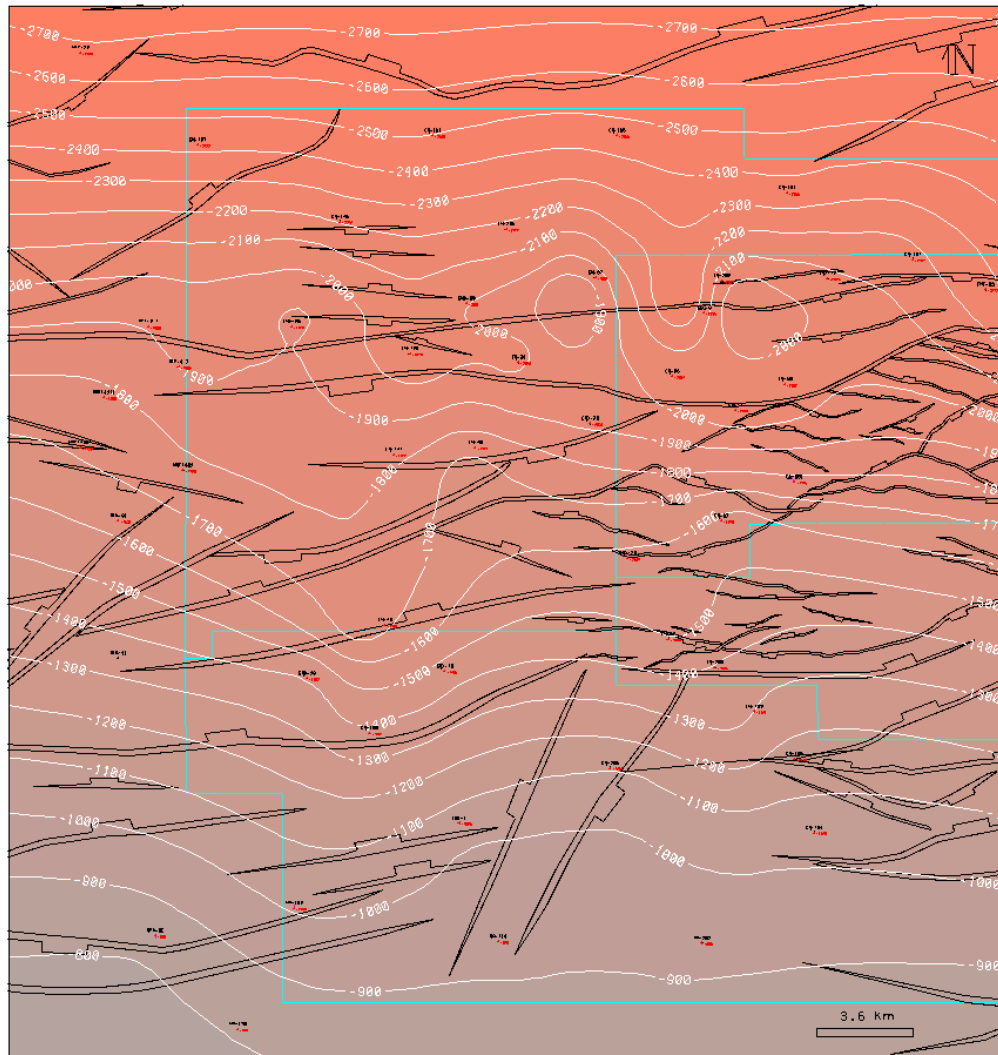
La técnica empleada fue correlacionar en forma de mallado partiendo de los pozos con núcleos y extrapolando a los pozos verticales vecinos, para así minimizar el grado de incertidumbre. Una vez definido, se correlacionaron los demás pozos desviados y horizontales del área de estudio. Las correlaciones se basaron en el análisis de las curvas de los registros de GR, SP y RHOB.

Previamente, se estableció un marcador de extensión regional, que para el caso del intervalo en estudio, es una superficie de máxima inundación correspondiente al tope TS1.

Se extrapolaron los 16 topes en los 50 pozos del área de Petrocarabobo y Carabobo 1.

6.2.2 MAPAS ESTRUCTURALES

En los mapas estructurales se mostraron irregularidades en la parte central en todas las superficies de estudio correlacionadas, esto se debe a fallas de basamento. Se generaron secciones estratigráficas para demostrar la presencia de dichas fallas y se compararon con la base de datos para verificar su coincidencia.



Mayores profundidades.
 Menores profundidades.

Figura 27: Mapa estructural de la superficie TS1.

6.2.3 SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS

Se realizaron seis secciones estratigráficas con el fin de demostrar la continuidad lateral de facies, geometría, y distribución del área, de los depósitos correspondientes al intervalo a la Formación Oficina.

En la figura 28 se observa el mapa estructural de la superficie TS1, correspondiente al miembro Pílon. En la parte central del bloque Petrocarabobo se observan las irregularidades en la interpretación estratigráfica, por lo tanto se generó una sección donde se pudiera explicar dicho comportamiento.

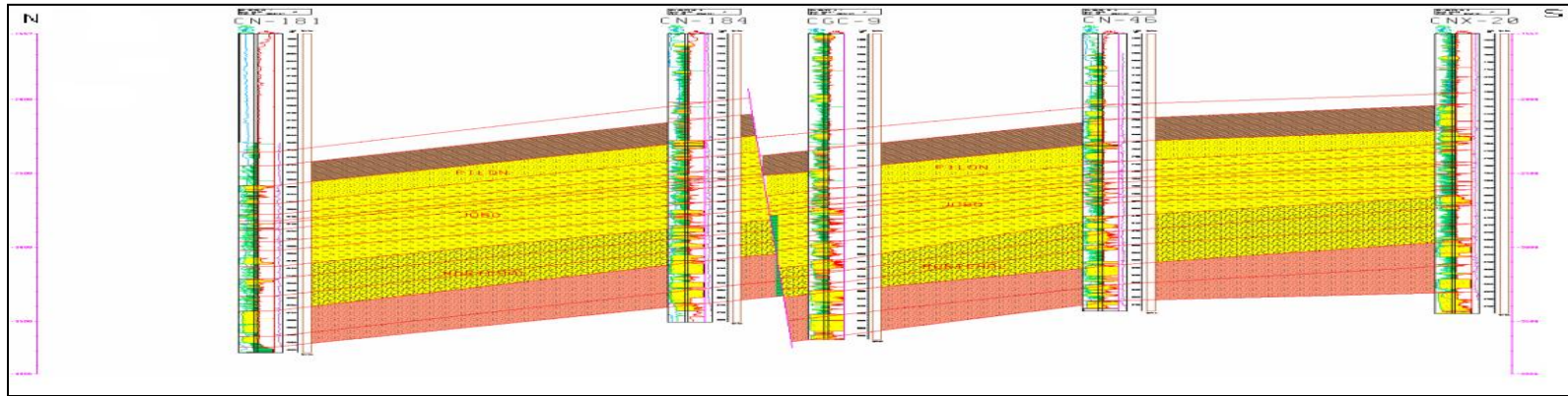


Figura 28: Sección estratigráfica 1.

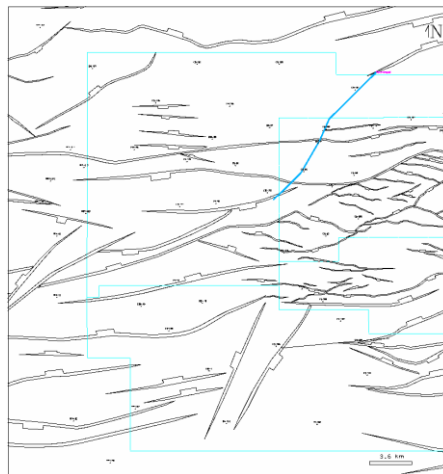


Figura 29: Mapa ubicación sección estratigráfica 1.

En la sección estratigráfica 1 se observan los pozos CN-181, CN-184, CGC-9, CN-46 y CNX-20, de norte a sur respectivamente. Entre los pozos CN-184 y CGC-9, se observa un salto en la disposición de los estratos, dicho salto fue interpretado como estratigráficamente como una falla de comportamiento normal, ya que los estratos se encuentran buzando hacia el norte y el bloque sur descendió respecto al bloque norte.

Además se realizaron secciones estratigráficas sentido SO-NE y NO-SE, intentando abarcar la mayor cantidad de espacio y las estructuras más importantes en la zona (figura 30).

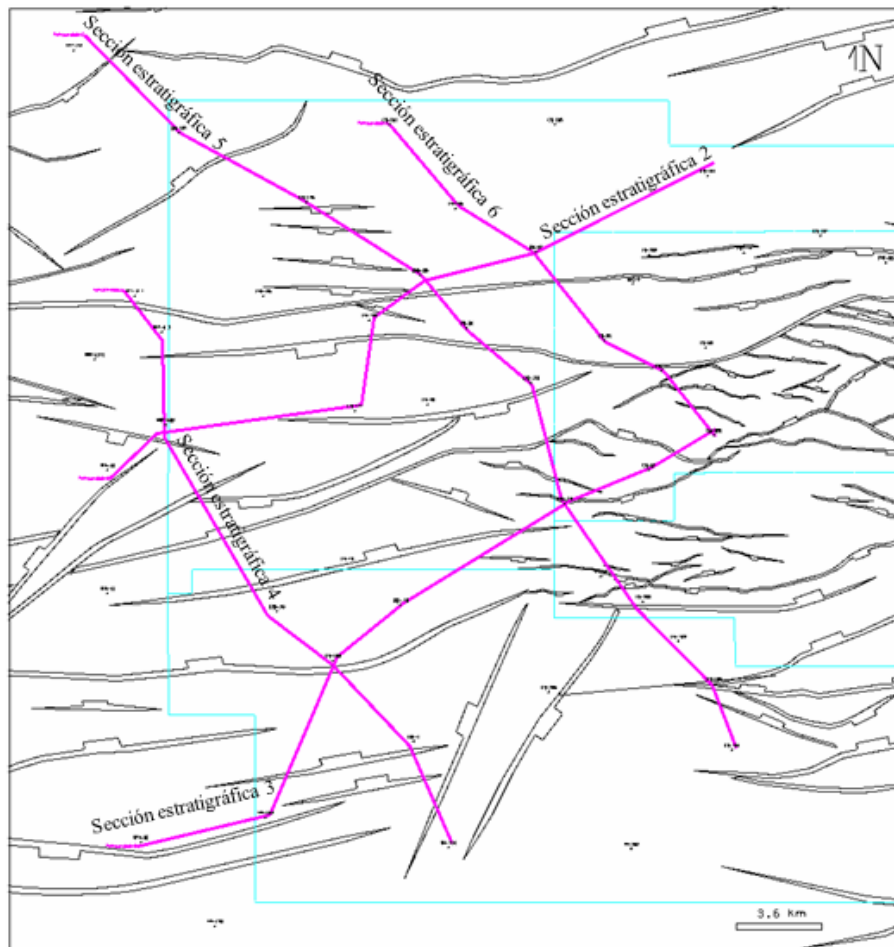


Figura 30: Mapa ubicación sección de las secciones estratigráficas.

De manera general se observa un engrosamiento en las arenas hacia el suroeste en las superficies correspondientes a Morichal inferior, medio y superior. A partir de Jobo inferior y hasta Pilón el engrosamiento de las arenas se traslada hacia el noreste de la zona.

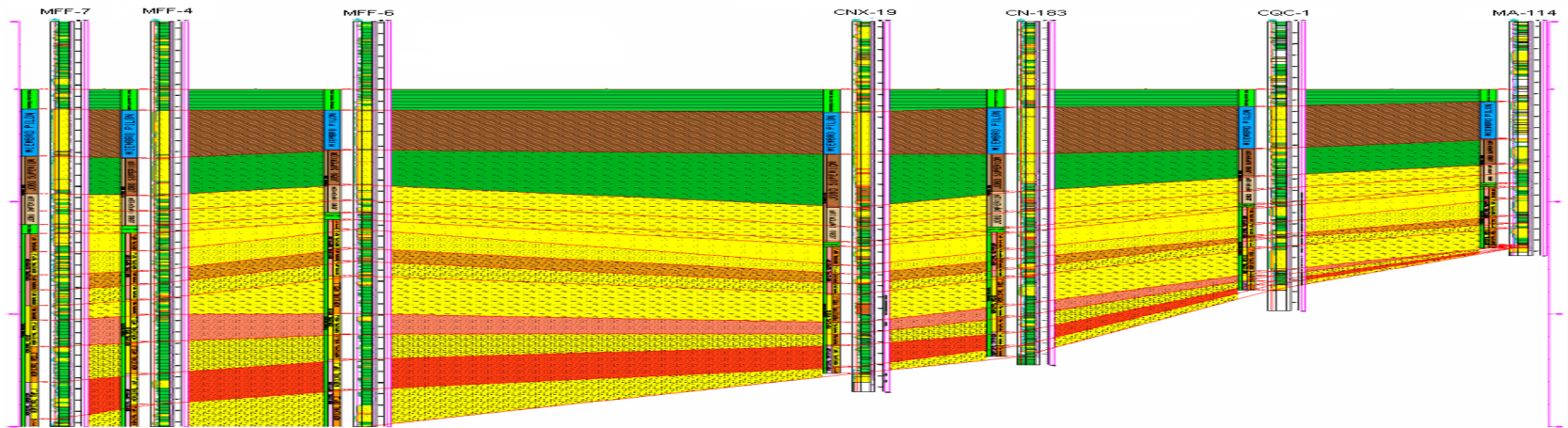


Figura 31: Sección estratigráfica 2. SO-NE.

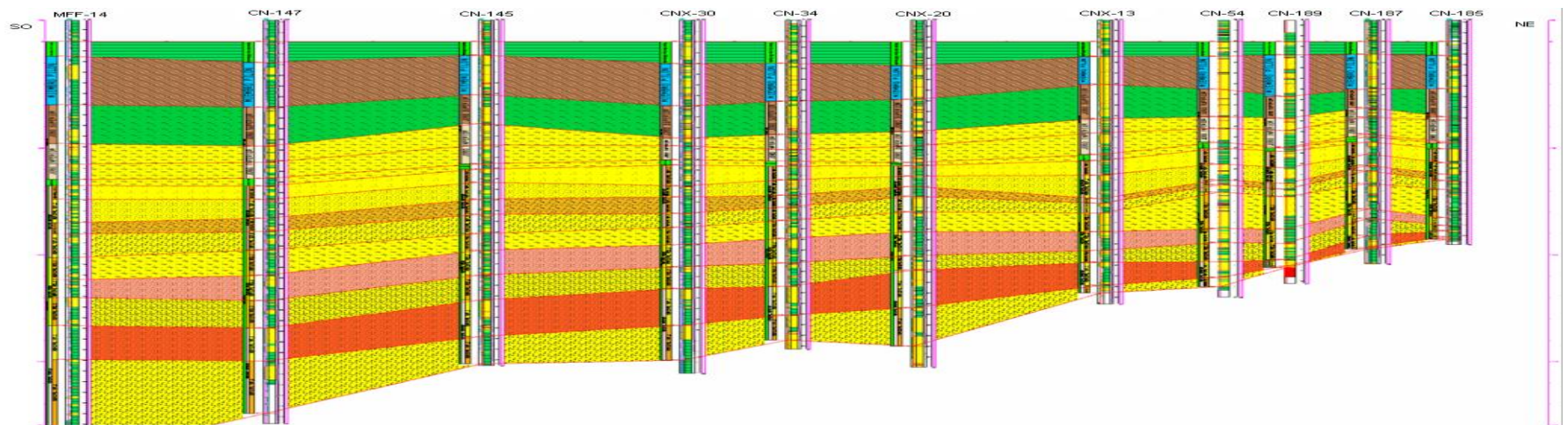


Figura 32: Sección estratigráfica. SO-NE.

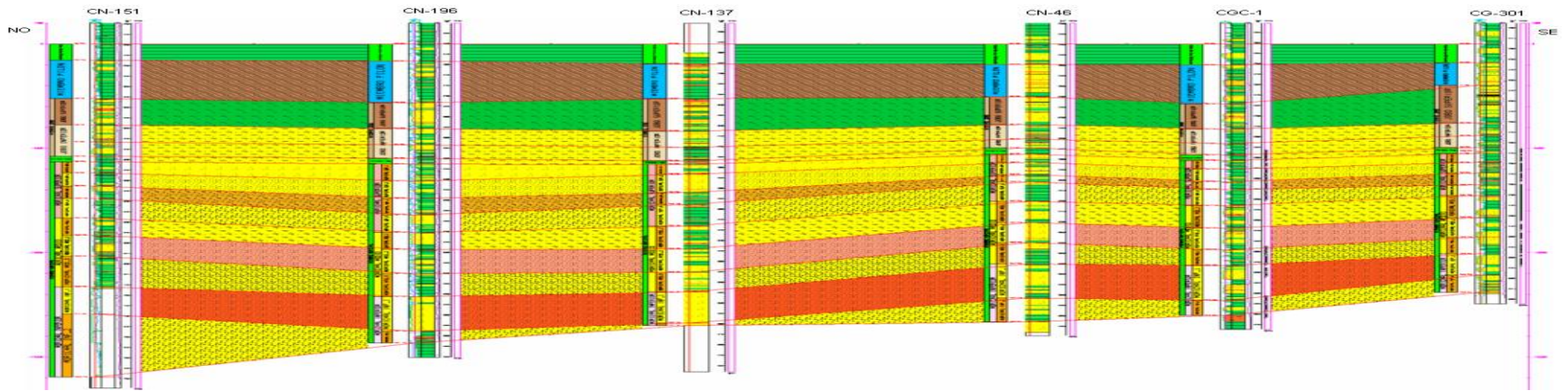


Figura 33: Sección estratigráfica 4. NO-SE.

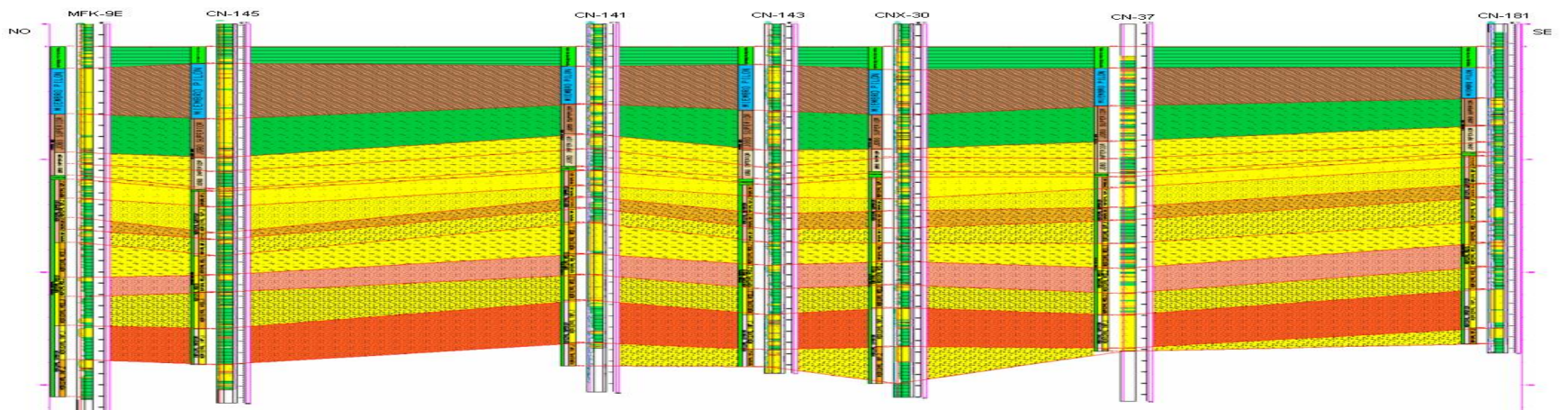


Figura 34: Sección estratigráfica 5. NO-SE.

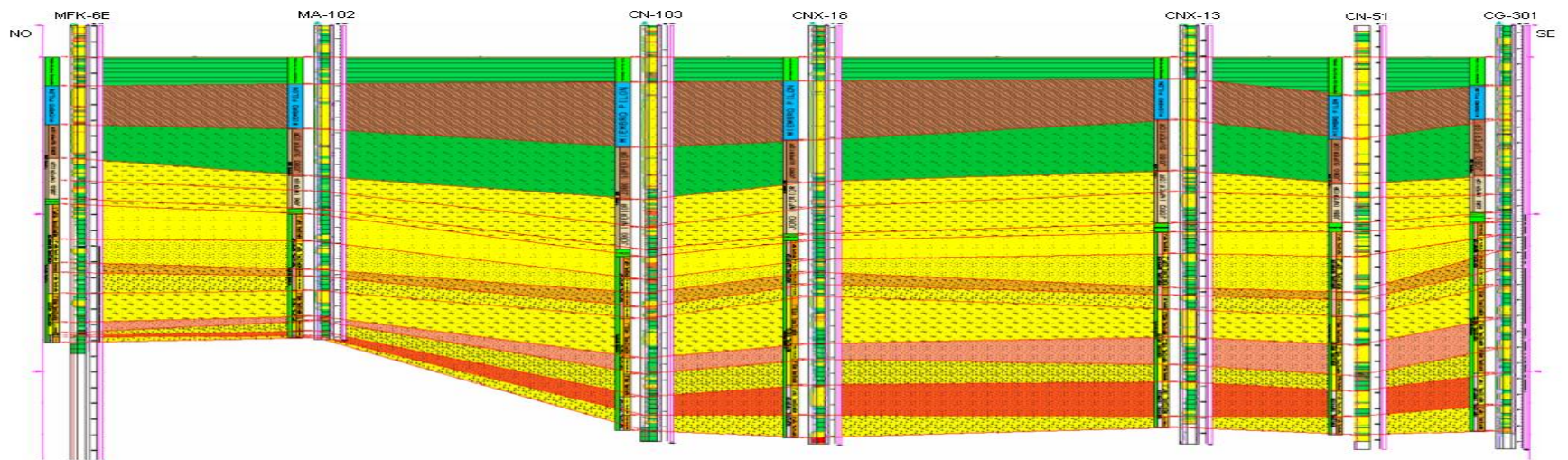
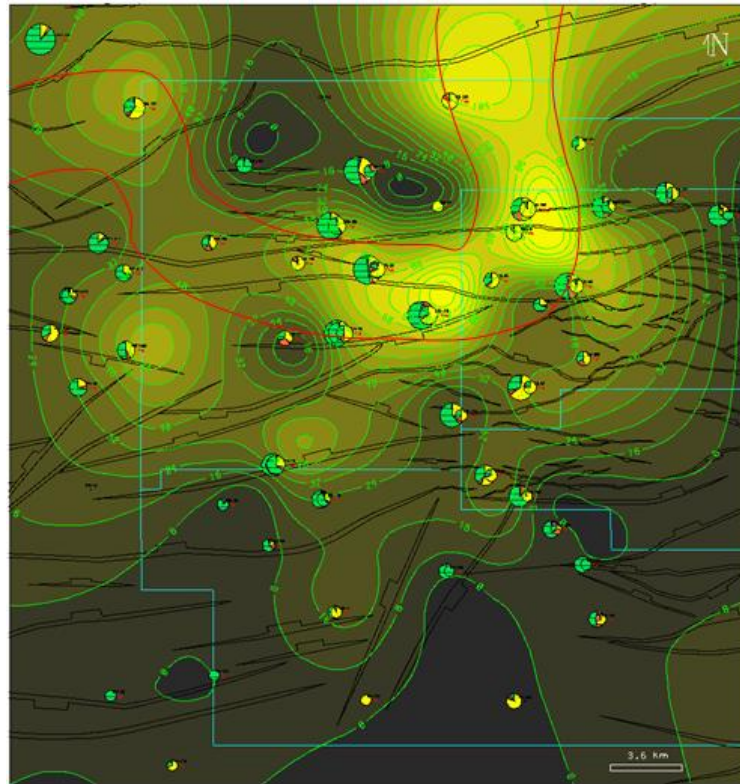


Figura 35. Sección estratigráfica 6. NO-SE.

6.2.4 MAPAS DE ARENA NETA

Se generaron mapas de arena neta de las superficies de interés para conocer la disposición de los espesores de arena en el área.



Menores espesores. Menores espesores.

Figura 36: Mapa arena neta TS14.

ARENA NETA TS14

Son arenas de espesores que varían desde 0 hasta 116 pies, según las características observadas e interpretadas en núcleo podemos determinar que estamos en un ambiente continental, los mayores espesores se encontraron en la zona norte del área. Se logro interpretar un canal que se puede observar en la sección estratigráfica 6 (figura 35), con grandes espesores en las arenas de los pozos más al sur de la sección (CG-301, CN-51, CNX-13 y CNX-16), los cuales se encuentran en dicho canal. También se observa la

llanura de inundación que se ve reflejada en los pozos CN-183, MA-182 y MFK-6E, que se encuentra al norte de la sección.

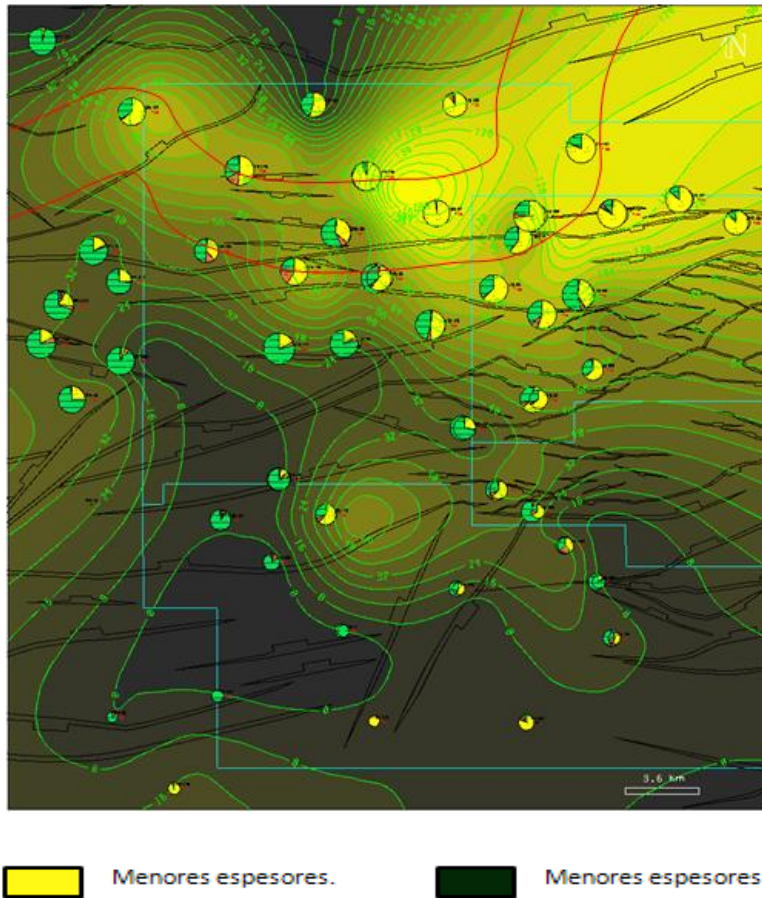
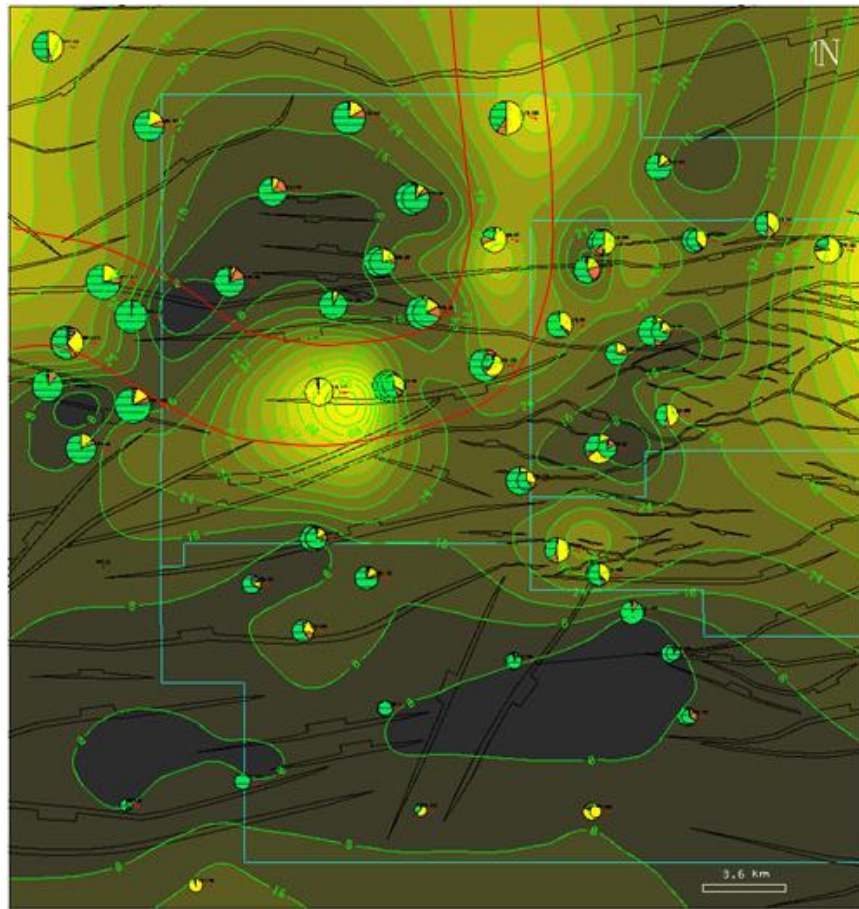


Figura 37: Mapa arena neta TS13.

ARENA NETA TS13

Presenta importantes espesores que van desde 0 hasta 160 pies, estando los mayores al norte de la zona. Se observa un canal distributivo hacia el norte. Se puede observar que el aporte sedimentario creció y se hicieron los depósitos en un ambiente más continental que en la superficie TS14, según la interpretación de las observaciones del núcleo.



Menores espesores.
 Menores espesores.

Figura 38: Mapa arena neta TS12.

ARENA NETA TS12

Los espesores varían desde 0 hasta 104 pies de arena en esta superficie y los mayores depósitos se encuentran en la zona norte del área. Se observa un canal distributivo al norte.

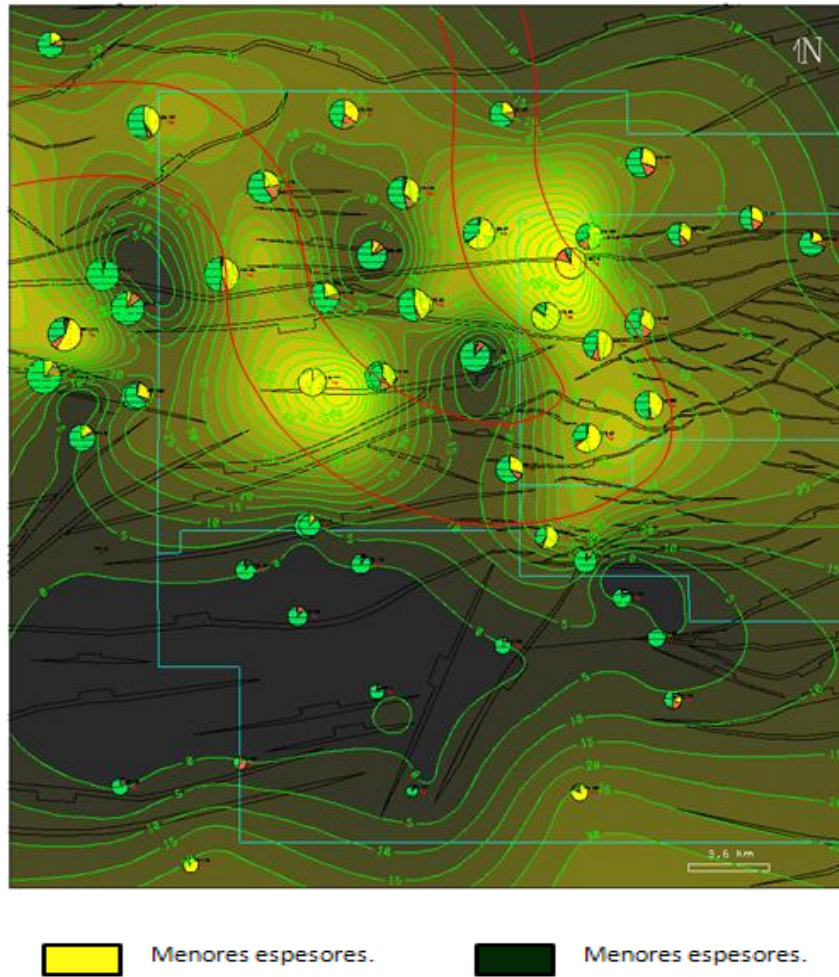


Figura 39: Mapa arena neta TS11.

ARENA NETA TS11

Los espesores en este paquete de arenas varían desde 0 hasta los 100 pies. El ambiente de depósito se mantiene parecido a la superficie anterior. Se observa un canal distributivo que posee una forma de meandro característico en algunas zonas del miembro morichal según bibliografía consultada previamente.

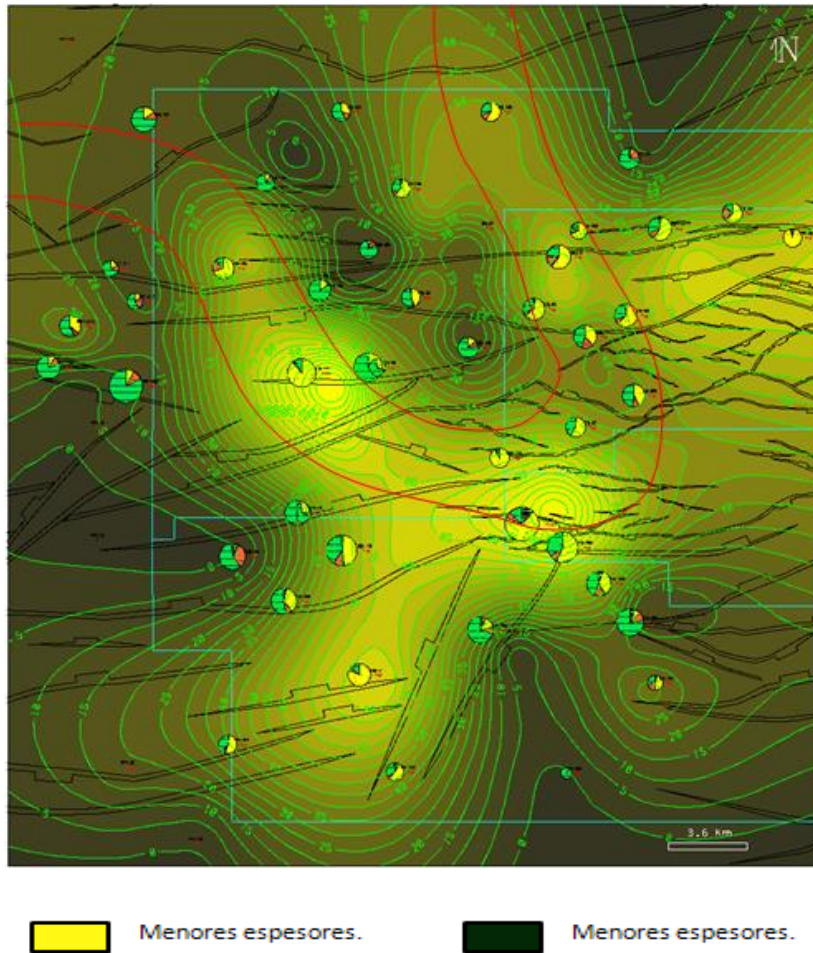


Figura 40: Mapa arena neta TS10.

ARENA NETA TS10

Los espesores están entre 0 y los 95 pies. Desde la superficie TS13 no se observan cambios significativos en los espesores en la arena neta, lo cual nos indica que fueron depositadas en ambientes parecidos la superficie TS12, TS11 y TS110. Se observa un nuevo meandro de un canal distributario. Los mayores espesores de arena se encuentran al norte.

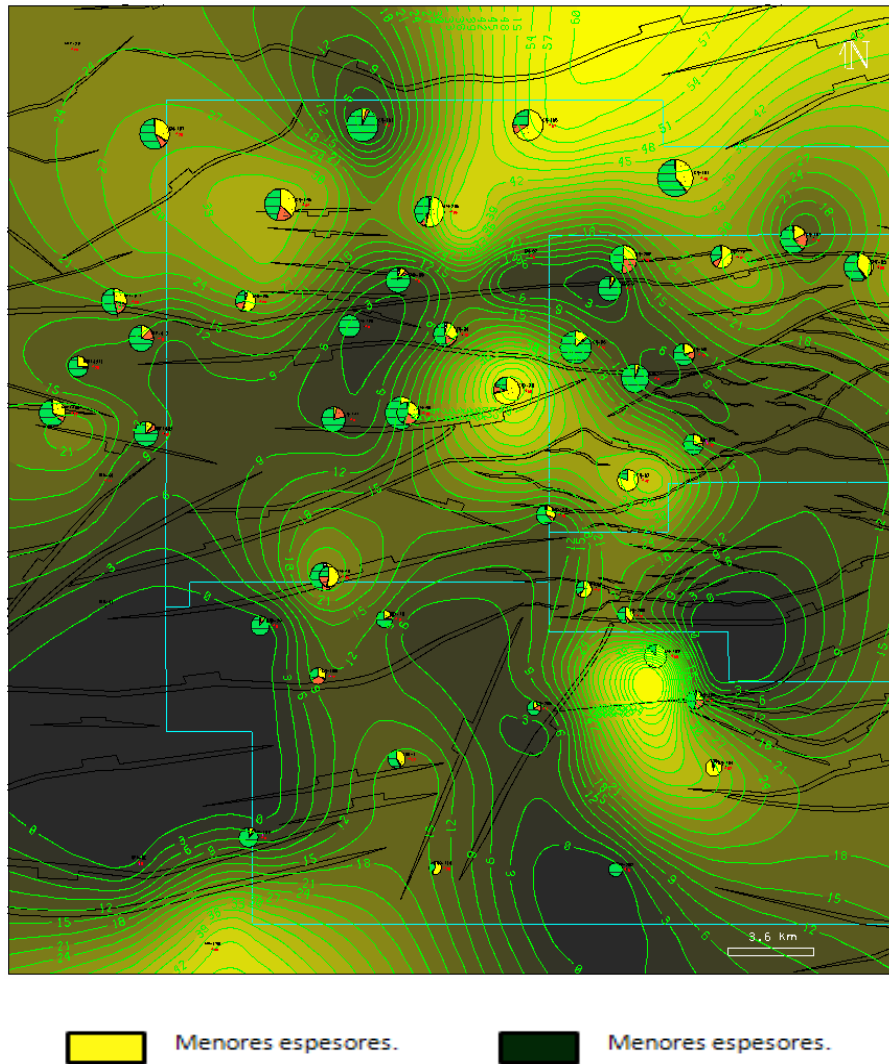


Figura 41: Mapa arena neta TS9

ARENA NETA TS9

Espesores que varían desde cero hasta los 57 pies. El ambiente de depositación comienza a ser posiblemente más marino, lo cual no indica que estamos en medio de una transgresión local. Los mayores espesores se encuentran al norte.

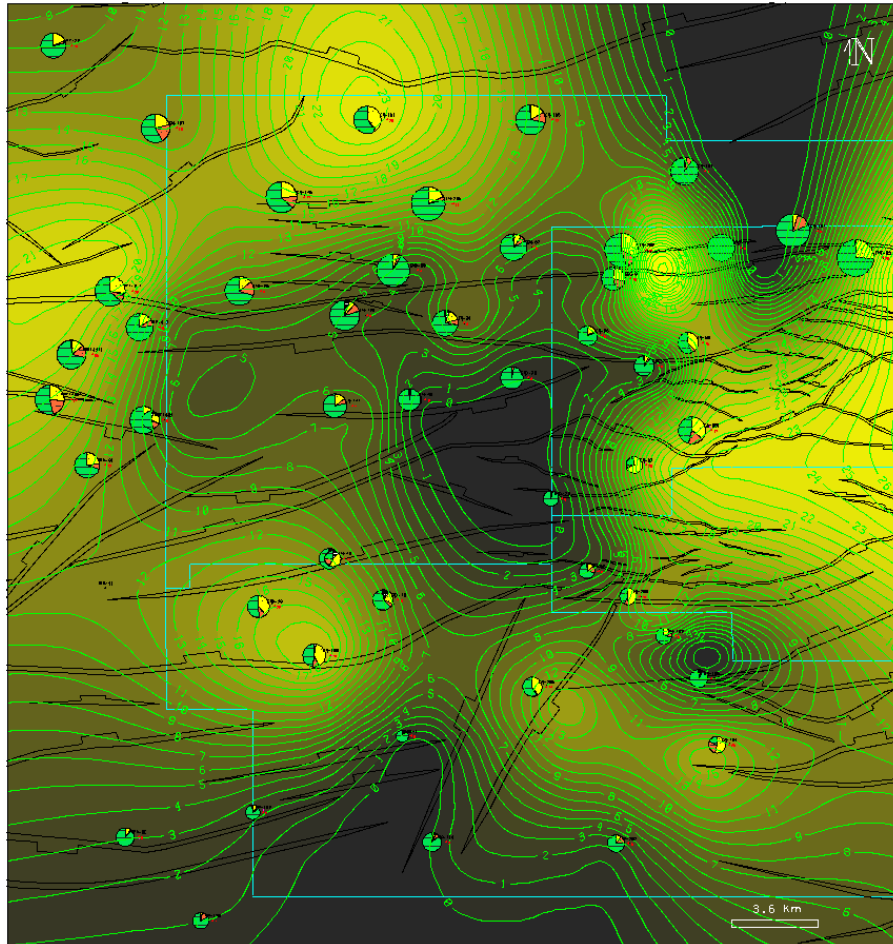


Figura 42: Mapa arena neta TS8.

ARENA NETA TS8

Esta superficie posee arenas de espesores muy bajos, los espesores están entre 0 y 23 pies, el aporte de sedimentos arenosos es escaso en esta zona y el ambiente de depositación es aún más marino. Lo cual nos indica el posible final de una regresión local. Los espesores mayores están repartidos en toda la zona.

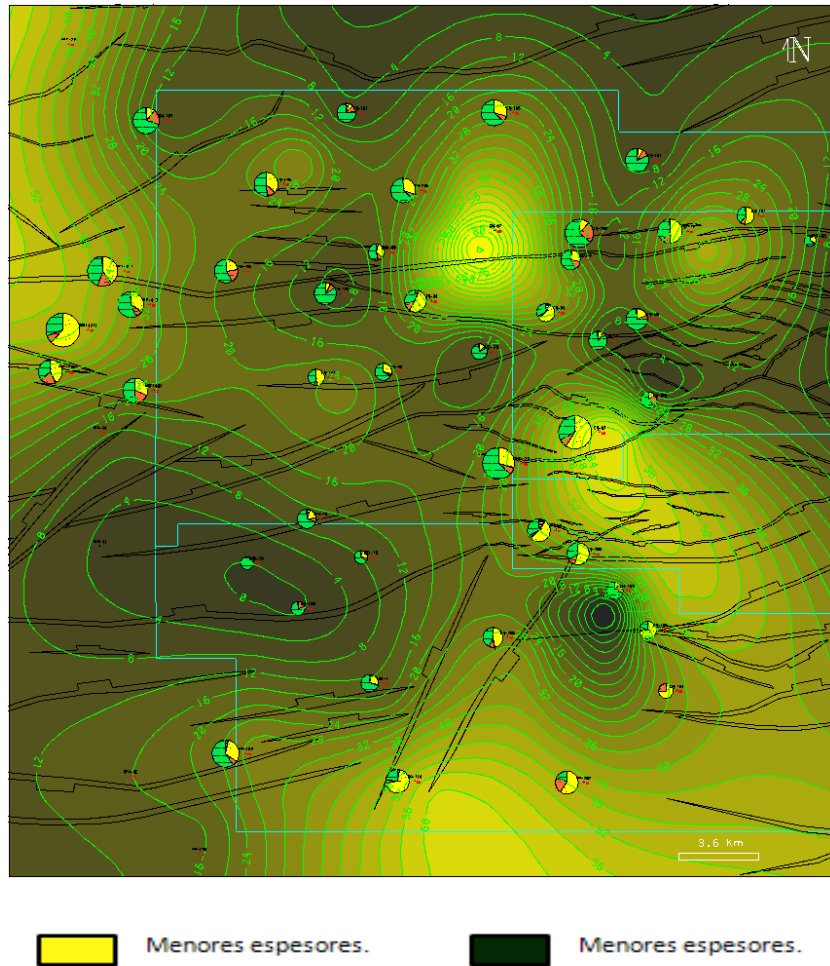
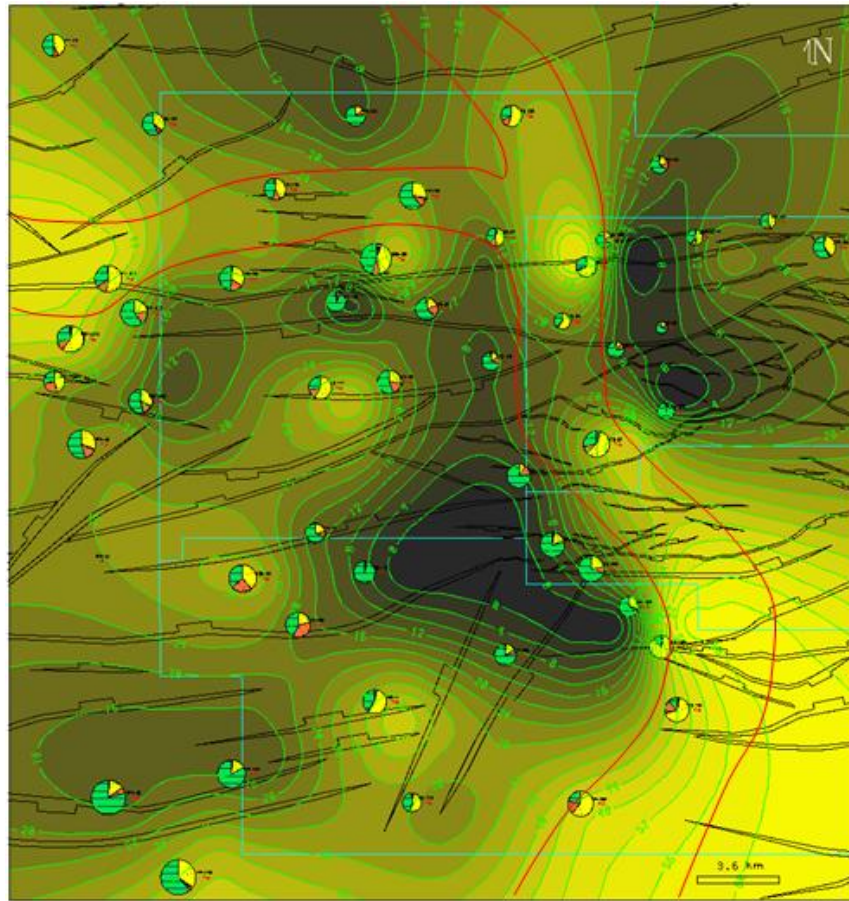


Figura 43: Mapa arena neta TS7.

ARENA NETA TS7

En esta superficie el paquete de arenas presenta espesores que van desde 0 hasta 80 pies, y los mayores espesores se encuentran en la zona central del área.



Menores espesores.
 Menores espesores.

Figura 44: Mapa arena neta TS5.

ARENA NETA TS5

Los espesores en esta arena varían desde 0 hasta 60 pies, lo que demuestra que el aporte sedimentario es relativamente bajo. Comienza el ciclo regresivo a gran escala. Los espesores más elevados de arena se encuentran al sur. .

Sentido noroeste-sureste se observa un gran canal, con su correspondiente llanura de inundación al noreste de la zona, el cual se puede corroborar en la sección estratigráfica 2 (figura 31), donde se observan grandes espesores de arena en los pozos MFF-4, MFF-6 y MFF-7, disminuyendo paulatinamente hacia el MA-114. Dicho canal es observado en el resto de las superficies de correlación.

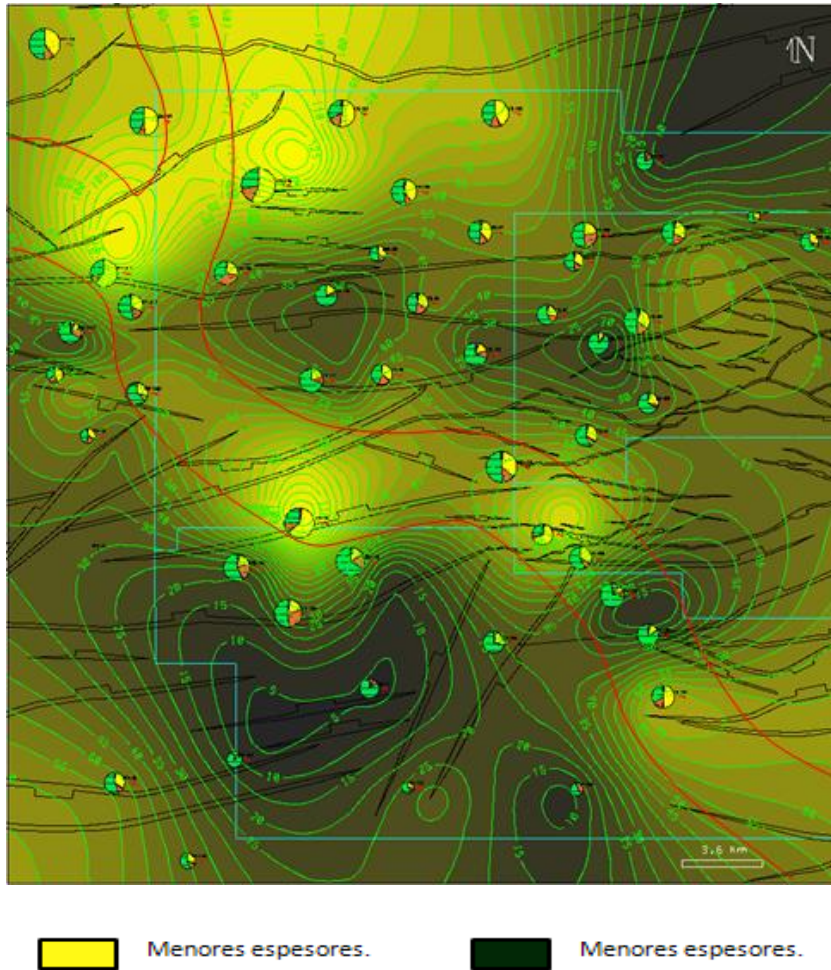


Figura 45: Mapa arena neta TS4.

ARENA NETA TS4

Posee grandes espesores que van desde 5 hasta 125 pies, y los mayores están al sur. Se interpretó un canal bifurcado.

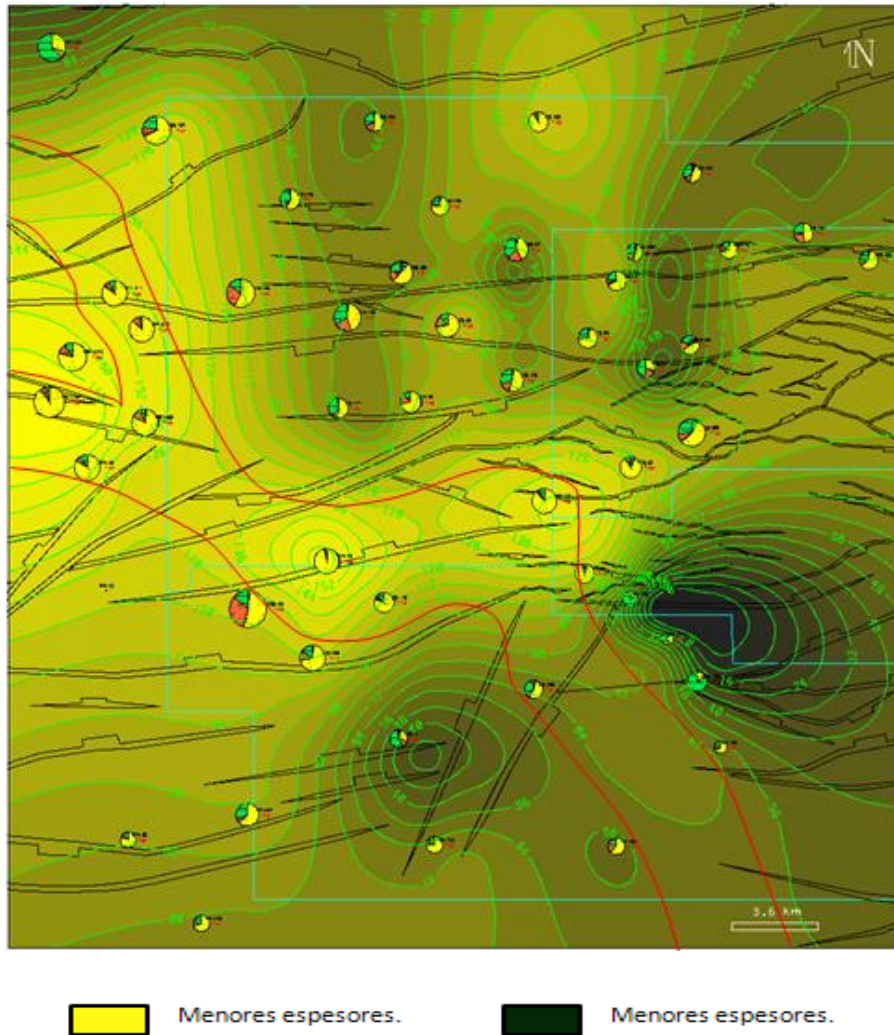


Figura 46: Mapa arena neta TS3.

ARENA NETA TS3

Presenta grandes espesores en los paquetes de arenas, van desde 0 hasta 168 pies, lo cual nos evidencia un gran aporte sedimentario y que estamos en pleno ciclo regresivo local, los mayores espesores están al suroeste del área.

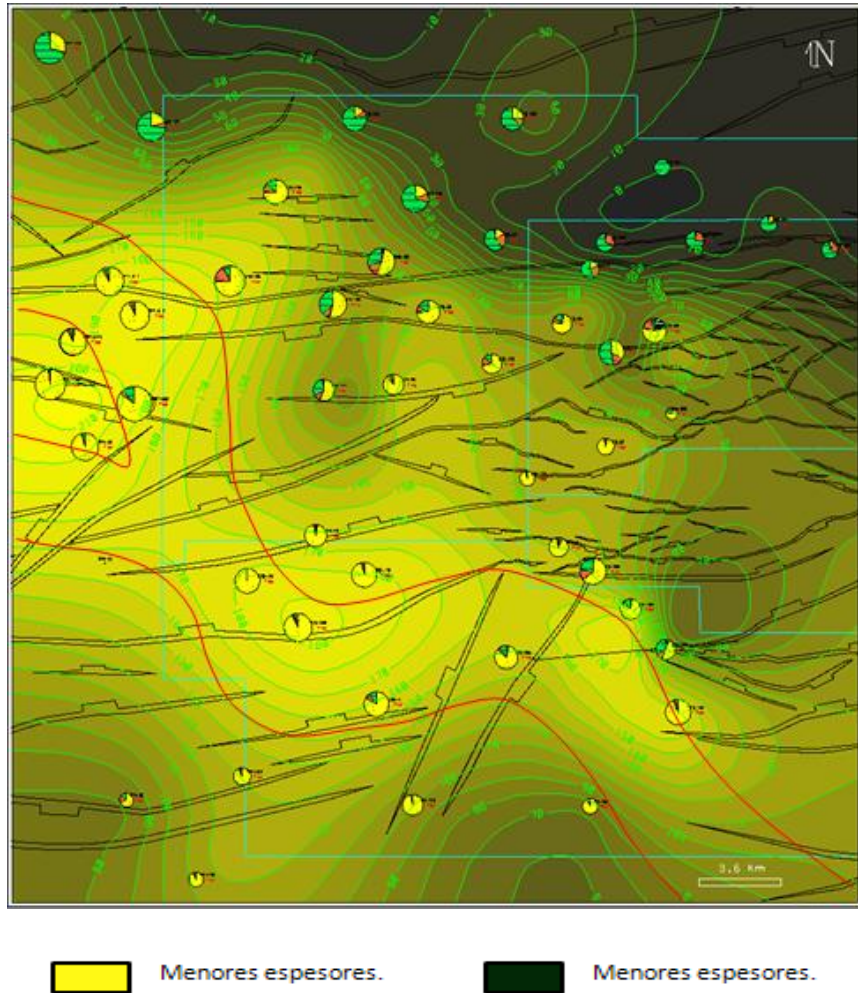


Figura 47: Mapa arena neta TS2.

ARENA NETA TS2

Se observan los mayores espesores hacia el suroeste de la zona, espesores máximos que van desde 0 hasta 210 pies de espesor. Un canal aparece más al sur en esta superficie, lo cual nos verifica el ciclo regresivo a gran escala desde la depositación de la superficie TS5.

6.3 MODELO GEOESTADÍSTICO

La interpretación petrofísica se realizó a través de un modelo geoestadístico de probabilidad que nos permitió generar tipos de roca.

Se realizó el método no supervisado para el pozo PCN-11, el cual no se encuentra dentro del área de estudio, pero dicha información se propago a el área de Petrocarabobo y Carabobo 1.

6.3.1 DETERMINACIÓN DE LAS ELECTROFACIES

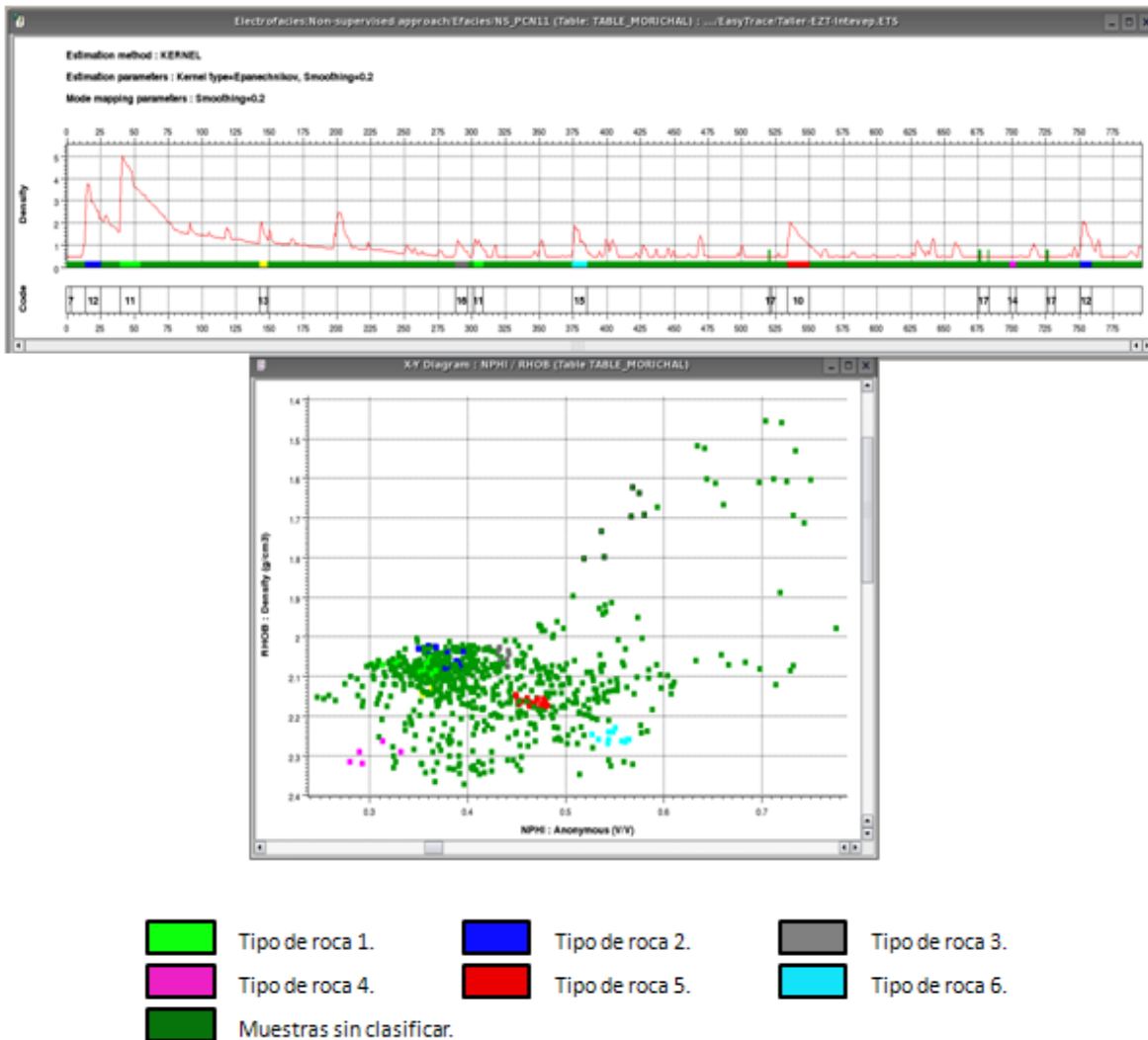


Figura 48: Clasificación de tipo de roca para el pozo PCN-11 en Morichal.

El gráfico de la imagen superior de la figura 48, es una estimación grafica de las electrofacies para el método no supervisado. Los picos son muestras que tienen un comportamiento similar dentro del crossplot RHOB vs NPHI del mismo pozo y en el miembro Morichal.

Las muestras verde oscuro son muestras que no se clasificaron, las cuales fueron incluidas por el software en alguna de las facies clasificadas según sus características en los registros.

Se tomaron 6 tipos de roca, en base a las cuales se trabajo también en el resto de los pozos y en los miembros Jobo y Pílon.

6.3.2 GENERACIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA

La información obtenida en los pozos CH-38, PCN-11 y CGC-001 se propagó para el resto de los pozos dentro del área de interés. Al completar esta información en las tablas, se obtuvieron los tipos de roca que a continuación se presentan en la figura 49 (pozo MA-114), a través de la aplicación multigraph (gráfico multiple).

Como se observa en dicha figura, los intervalos arenosos coinciden con la respuesta de gamma ray mas baja, comprobando que los resultados son confiables para este pozo.

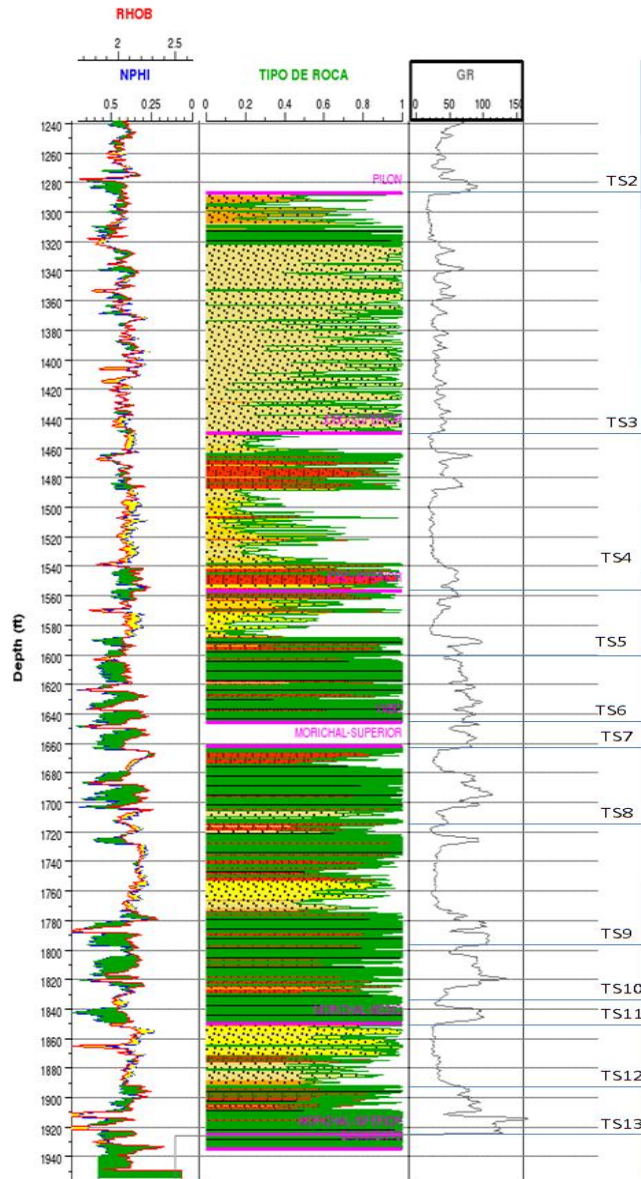


Figura 49: Modelo probabilístico de tipo de roca para el pozo MA-114.

6.3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA Y EQUIVALENCIAS EN LA INTERPRETACION ESTRATIGRÁFICA

Tipo de roca 1: Arena muy limpia, depositadas en ambientes continentales, de grano muy grueso, su equivalente en la interpretación sedimentológica serían las facies S.

Tipo de roca 2: Arena limpia, depositadas en ambientes continentales, estas arenas tienen un tamaño de grano medio y sus facies equivalentes serían las facies S3.

Tipo de roca 3: Arena de grano fino, su equivalente serian las facies S1 y S11.

Tipo de roca 4: Arena de grano muy fino a limoso, su equivalente en la interpretación sedimentológica serian las facies S2 y St.

Tipo de roca 5: Arcillas cuyo equivalente en las facies sedimentológicas es H y L.

Tipo de roca 6: Arcillas cuyo equivalente en las facies sedimentológicas es H y L.

El tipo de roca 5 y 6 son iguales y equivalentes a arcillas que no se pueden diferenciar entre las arcillas H y L, por lo tanto ambas se llamaron tipo de roca 5.

6.3.5 DESCRIPCIÓN DE LAS SUPERFICIES BASADO EN EL MODELO PROBABILISTICO DE TIPO DE ROCA

SECUENCIA TS12

Comienza con un carbón basal a los 1920 pies y hacia el tope presenta intercalaciones de arcillas con limos, de manera general es una secuencia granocreciente hacia el tope, y según la interpretación de la descripción del núcleo se trata de una zona de barras. En esta secuencia se encuentran presente el tipo de roca 4 y 5.

SECUENCIA TS11

La superficie comienza con una lutita que llega hasta los 1910 pies, desde allí empieza una secuencia relativamente larga de arenas cada vez más limpias hasta el tope, lo cual nos indica que estamos en una secuencia granocreciente hacia el tope, donde se presentan las arenas más limpias, según la interpretación de la descripción del núcleo se trata de una zona de barras. Posee rocas de tipo de roca 1, 2, 3, 4 y 5.

SECUENCIA TS10

Se ve representada por una gran arcilla en toda la secuencia, Posiblemente se trate de una roca sello. Tipo de roca 5.

SECUENCIA TS9

Presenta intercalaciones de limo con arcillas en toda la secuencia, a los 1830 pies presenta una arena de grano muy fino según la interpretación realizada por el modelo geoestadístico. Posee rocas de tipo 4 y 5.

SECUENCIA TS8

Hacia la base de la secuencia se observa una arcilla muy delgada, de allí en adelante empieza a hacerse más arenosa la sección con las arenas más limpias a los 1750 pies. Hacia el tope presenta intercalaciones de limo con arcillas. Todos los tipos de roca están presentes en esta secuencia.

SECUENCIA TS7

Sección arcillosa que hacia el tope presenta algunos limos y arenas de grano muy fino. Presenta los tipos de roca 3, 4 y 5 en la secuencia.

SECUENCIA TS5

Intercalaciones de arcillas con limos y algunas arena de grano muy fino. Sección muy arcillosa. Presenta los tipos de roca 3, 4 y 5 en la secuencia.

SECUENCIA TS4

Presenta intercalaciones de arcillas con limos hacia la base, a partir de los 1590 pies empiezan a aparecer arenas que se hacen más limpias hacia el tope, por lo tanto, es una secuencia granocreciente hacia el tope, según la interpretación de la descripción del núcleo se trata de una zona de barras. En esta secuencia se pueden encontrar todos los tipos de roca.

SECUENCIA TS3

Sección arenosa que presenta un gran bloque de arenas limpias que van desde los 1490 hasta 1540 pies, hacia el tope presenta intercalaciones de limo con arcilla. En esta secuencia se pueden encontrar todos los tipos de roca.

SECUENCIA TS2

Es la sección más arenosa de todas, es una gran arena en bloque de 162 pies, donde se observan arenas limpias y hacia el tope se observan unas arenas de grano más fino que hacia la base. A los 1305 pies se pierde un poco el registro y marca la arena como una arcilla. Están presentes los tipos de roca 2 y 3 en este gran paquete de arenas.

La interpretación del modelo geoestadístico del tipo de roca nos arroja resultados similares a la interpretación estratigráfica, en la figura 50 se observa la interpretación estratigráfica correlacionada con los tipos de roca generados.

A nivel de secciones estratigráficas y mapas de arena neta también es coincidente los resultados obtenidos en el modelo probabilístico generado.

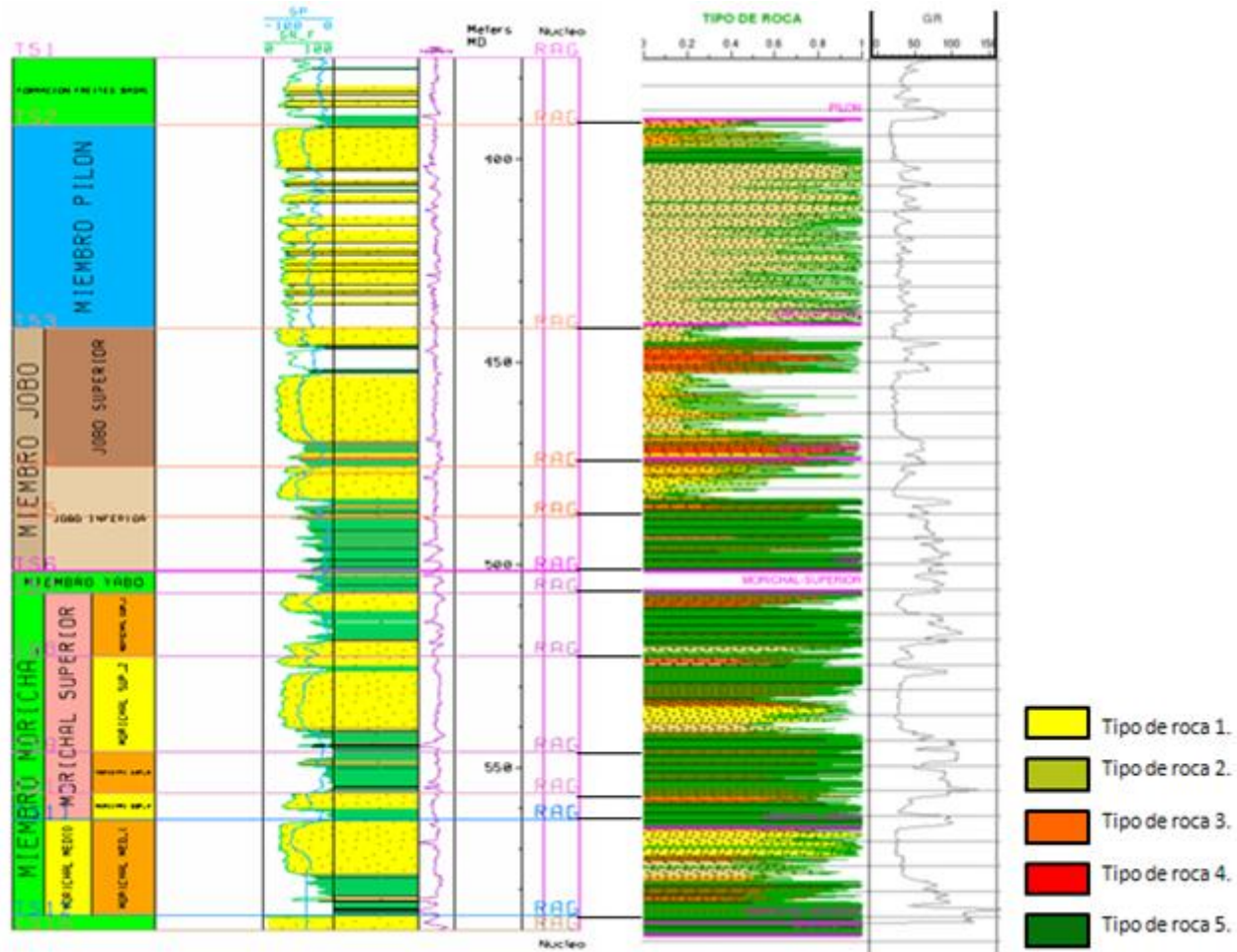


Figura 50: Modelo probabilístico de tipo de roca correlacionado con la interpretación estratigráfica para el pozo MA-114.

CAPITULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Del estudio macroscópico realizado en el núcleos del pozo CQC-1 se identificaron las facies sedimentarias S, S3, S1, S11, S2, St, H, L y C, mostrando un dominio de las facies arenosas sobre las facies arcillosas hacia el tope, y hacia la base del núcleo el predominio es de las facies arcillosa.
- La secuencia depositacional en el bloque Carabobo, es estructuralmente controlada por los Altos de Hamaca al oeste y Uverito al este presentes en el basamento ígneo-metamórfico del Cratón de Guayana, así como en la gran cantidad de fallas de basamento presentes en la zona, en sísmica 2D, se aprecian las irregularidades en el basamento, el acuñaamiento de la secuencia sedimentaria en discordancia contra este, lo cual permite proponer que son factores geomorfológico que condiciona la distribución de los sedimentos en el área.
- Las capas de lignito representan una característica importante dentro de la Formación Oficina, estos sugieren la existencia de pantanos durante la sedimentación de las mismas. Los lignitos son más frecuentes en la parte inferior de la formación y van disminuyendo hacia la parte superior. En los registros eléctricos se observan con espesores de hasta dos pies.
- En la sección estratigráfica 1 se observa un fallamiento de tipo normal, dicha falla fue interpretada por el departamento de interpretación sísmica en PDVSA INTEVEP, lo cual corrobora que las fallas de basamento influyen en

el comportamiento de los mapas estructurales como se muestra en la figura 28.

- En las secciones estratigráficas se observa un engrosamiento de los paquetes de arena hacia el suroeste en las superficies correspondientes a Morichal inferior, medio y superior (TS7, TS8, TS9, TS10, TS11, TS12, TS13, TS14 y TS15). A partir de Jobo inferior y hasta Pilón el engrosamiento de las arenas se traslada hacia el noreste de la zona (TS1, TS2, TS3, TS4 y TS5). Lo que demuestra una variación lateral en el aporte sedimentario hacia la cuenca. La lutita de Yabo es quien marca esta variación lateral en el aporte sedimentario, lo cual se corrobora en los espesores de los mapas de arena neta.
- La Formación Oficina se interpreta como un ambiente de sedimentación de llanura deltaica, donde predominan las arenas tipo canales distributarios, mientras que los sedimentos finos representan los depósitos de la llanura de inundación. En los mapas de arena neta se observa un canal distributivo, el cual se corrobora en las secciones estratigráficas, también se observa la llanura de inundación en los menores espesores de arena de dichos mapas. Lo cual verifica las investigaciones previas del área en cuanto a ambientes de depositación.
- El modelo de tipos de rocas generó buenos resultados en cuanto a la clasificación de las arenas ya que fue capaz de discernir hasta 4 tipos de arenas, diferenciándolas una de otra por su tamaño de grano, porosidad y densidades.
- El programa Easytrace es deficiente en cuanto a la clasificación de las arcillas, ya que no las diferencia entre sí, por lo tanto, los dos tipos de roca que

resultaron arcilla (tipo de roca 5 y tipo de roca 6) se agruparon en un solo tipo de roca.

- El resultado para el pozo MA-114 es exitoso, ya que se observa la misma tendencia que en los mapas de arena neta, donde los mayores espesores de arena hacia el suroeste están en los miembros Jobo y Pílon, los cuales coinciden con el área de canal distributivo, hacia la base del pozo, en el miembro Morichal, se encuentran espesores muy escasos de arena, ya que durante este periodo se depositó la llanura de inundación que coincide con los resultados en los mapas de arena neta.
- Se pudo establecer una relación entre las facies obtenidas a través del modelo sedimentológico y las electrofacies obtenidas en el modelo geoestadístico de probabilidad. El tipo de roca 1 es equivalente a las facies S, el tipo de roca 2 es el mismo que las facies S3, el tipo de roca 3 es igual a las facies S1 y/o S11, el tipo de roca 4 es equivalente a las facies S2 y/o St y el tipo de roca 5 no puede diferenciar entre H y L, ya que estas se diferencian solo por el color y no por las propiedades que se usan para discernir litologías a través del modelo geoestadístico.

6.2 RECOMENDACIONES

- Al usar el software Easytrace es importante que el pozo usado para generar el método no supervisado, el cual es usado para interpolar, no se use para pozos muy lejanos al área, ya que el comportamiento del mismo puede ser diferente y puede contener muestras que no contiene el pozo usado para el método y se puede perder exactitud al generar las curvas de probabilidad, tal y como ocurrió al tope del pozo MA-114 a los 1305 pies, donde se perdió la información en el registro.

- Solicitar el registro Core Gamma para el núcleo CQC-1, para poder realizar con mayor precisión la calibración núcleo-perfil y disminuir así el desfase entre ambos.
- Extender el modelo probabilístico de tipo de roca más allá del área en estudio para generar un modelo de tipo de roca, y una caracterización sedimentológica-petrofísica uniforme en todo el Bloque Carabobo.
- Utilizar muestras con densidades menores a 1.75 como una nueva electrofacie que correspondería al carbón, y así discernirlo de las arcillas.
- Generar la estratigrafía secuencial del área para obtener una información más profunda de las condiciones de depositación de las arenas.

BIBLIOGRAFÍA

ALBERDING, H.; BANKS, L.; DALLMUS, K. y DE SISTO, J. (1958) The question of turbidity currents in the Oficina Formation. (Panel discussion). *Asoc. Venez. Geol., Min. y Pet.*, Boll Inform. 35-63p.

ALGOMEDA, J. y FLORES, P. (1985) Evaluación petrofísica de la arena U-3/4 yacimiento MFB-24 cuadrángulo área de Hamaca Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

ARNSTEIN, R.; CABRERA, E. RUSSOMANNO, F.; y SÁNCHEZ, H. (1985) Revisión estratigráfica de la cuenca de Venezuela oriental. *VI Cong. Geol. Venez.*, Caracas 1985, S.V.G. 41-69p.

AUDEMARD, F.; AZPIRITRAGA, I.; BAUMANN, P.; ISEA, A. y LATREILLE, M. (1985) Marco geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. Mem., *VI Cong. Geol. Venezolano.*, Caracas, (1), 70-108p.

BATES, R. y JACKSON, J. (1987) Glossary of Geology (tercera edición). American Geological Institute, Alexandria, Virginia, 788p.

BARENBLATT, G. (1952) On some unsteady motions of a liquid or a gas in a porous medium. *Prikl. Mat. Mekh.* 66-79p (en ruso).

BOLLI, H. M., (1962) Globigerinopsis, A new genus of the foraminiferal family globigerinidae. *Eclog. Geol. Helv.*, 55(1): 281-284.

-

-6-X y

C-7-X del eoceno, lado deprimido de la falla CLD0050, bloque VIII.

, respectivamente.

CABRERA, S. y Di Gianni. (1994) Biostratigraphy and paleogeography of the Eastern Venezuelan Basin during the Oligo/Miocene, V Simp. Bolivar., "Exploración petrolera en las cuencas subandinas"., Puerto La Cruz, Soc. Venez. Geol.: 231-233p.

CAMPOS, V.; S. DE CABRERA y LANDER, R. (1985) Evolución estructural en el noroeste de Anzoátegui y su relación con el norte de Monagas. *VI Cong. Geol. Venez.*, Caracas. 2397-2414p.

. Trabajo Especial de Grado Para Optar por el título de Magister Scientiarum en ciencias Geológicas. Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela.

CAÑAS, W. (1983) Evaluación petrofísica del yacimiento MFB-15 (arena U2/3) del cuadrángulo Bare. Área Hamaca - Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

CHIRINOS, M. y MACIAS A. (1988) Estudio de los parámetros petrofísicos en la base de la Formación Oficina y tope de la Formación Merecure sección nor-central de la Faja Petrolífera del Orinoco. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Geología y Minas, ¹ Departamento de Geotecnia. ² Departamento de Geología.

(COFRC), 1991 CHEVRON OIL FIELD RESEARCH COMPANY, Sequence Stratigraphy Team. Traducción de Domínguez Isauro, (1994).

COLMENARES, C. (1996) Caracterización petrofísica de las facies arenosas de la Formación Oficina en el Campo Las Piedritas. Maturín, Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

DI CROCE, J.; BALLY, A. y VAIL, P. (1999) Sequence Stratigraphy fo the Eastern Venezuela Basin. En Mann, D. (ed) Caribbean Basins. Sedimentary Basins of the World, 4. Elsevier science. B.V, Amsterdam. 419- 476 p.

DI GIACOMO, E., 1985. Acritarcos de la Formación Carrizal, Área de Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela Oriental. VI Congreso Geológico Venezolano. 503-529p.

DJEBBAR, T. y DONALDSON, E. (1996) Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties, Gulf Publishing Company.

FIORILLO G. (1983) Evaluación exploratoria de la faja petrolífera del Orinoco, PDVSA Caracas.

GALLOWAY, W. (1989) Genetic Stratigraphic Sequences in Basin Analysis I: Architecture and Genesis of Flooding- Surface Bounded Depositional Units. American Association of Petroleum Geologist, Bulletin V: 73, No. 2, 125 –142 p.

GARCÍA, E. (2000) Curso de petrofísica de ingeniería de petróleo U.S.B. Inedito, 255p.

GARCÍA, E. (2005) Curso básico de perfiles de pozo en hoyo desnudo.

GEI (International Subcomission on Stratigraphic Classification, H. D. Hedberg, editor; C. Petzal, A. Salvador, S. Reguant y J. F. Longoria, traductores). (1980) Guia Estratigráfica Internacional. Reverté, Barcelona. 205p.

GERMERAAD, J. H.; HOPPING, C.; y MULLER, J. (1968) Palynology of tertiary sediments from tropical areas. Review of Paleobotany and Palynology, Elsevier Publishing Company, Amsterdam. 189-348p.

GIUNTA, G.; MARRONI, M.; PADOA, E. y PANDOLFI L. (2003) Geological Constraints for the Geodynamic Evolution of the Southern Margin of the Caribbean Plate: AAPG Memoria 79, p. 104-125.

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

GONZÁLEZ DE JUANA, C.; ITURRALDE, M. y Picard, X. (1980) Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. FONINVES (eds.), Caracas, v. 2, p. 908-959.

VÁSQUEZ. (2005) Modelo sedimentológico y estratigráfico de las Arenas de petróleo y gas pertenecientes a las Formaciones oficina y merecure en el campo Socororo oeste, edo. Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado Para Optar por el título de Ingeniero Geólogo. Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela.

FUNKHOUSER, H. J.; SASS, L. y HEDBERG, H. (1948) Santa Ana, San Joaquín, guarío and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), central Anzoátegui, Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 32(10): 1851-1908.

GUÉGUEN Y. y PALCIAUSKAS V. (1994) Introduction to physics rock. Princeton University Press. 294p.

HEDBERG, H. D. y FUNKHOUSER, H. (1947) Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 2089-2169p.

HEDBERG, H. (1950) Geology of the Eastern Venezuelan basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre portion) with revisions May, Caracas.

HUNG, E. (1997) Foredeep and Thrust Belt Interpretation of the Maturin Sub-basin, Eastern Venezuelan Basin. PhD. Rice University. Houston.

IRIARTE, L. (2000) Modelo geológico sedimentológico de la arena R3 Formación Oficina en el Campo Acema 200 al sureste del estado Monagas. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

JÁCOME, M.; KUSZNIR, N.; AUDEMARD, F. y FLINT, S., (2003) Tectono-Stratigraphic Evolution of the Maturin Foreland Basin: Eastern Venezuela, en Bartolini C., Buffler R. T., and Blickwede J., eds., Tectonostratigraphic evolution of the Maturin Foreland Basin: Eastern Venezuela, en The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79, p. 735–749.

KISER, G. (1992) Cuencas sedimentarias de Venezuela. Sociedad Venezolana de Geólogos. 45, 7-27.

LAREZ, O. (20

-

. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

LORENTE, M. (1986) Palynology and palyfacies of the tertiary in Venezuela. Venezuela, pp 111-115.

-

, Campo Santa Rosa. Area Mayor de Anaco, Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

LUGO, J. y P. MANN. (1995) Jurassic-Eocene tectonic evolution of Maracaibo basin, Venezuela. En: TANKARD, R. y H. WELSINK. Petroleum basins of South America. AAPG Memoir 62, 699-725 pp.

MANN, P.; SCHUBERT, C. y BURKE, K. (1990) Review of Caribbean neotectonics. en Dengo G., Case J. E., eds., The Caribbean Region: Boulder, Colorado, Geological Society of America, v. H, p. 307-338.

MARAVEN (1981) Estratigrafía y Nomenclatura de la Faja Petrolífera del Orinoco. p. x.

MARCADAN, J. (1996) Caracterización geológica de la arena TL del cuadrángulo Bare área de Hamaca en la Faja del Orinoco. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

MESCHEDE, M. y W. FRISCH. (1998) A plate-tectonic model for the Mesozoic and Early Cenozoic history of the Caribbean plate, *Tectonophysics*, v. 296, 269-291 pp.

MÉNDEZ, O. (1985) Historia geológica graficada de la cuenca oriental de Venezuela. *VI Cong. Geol. Venez.*, Caracas 1985, S.V.G. 1.000-1.040p.

MENDOZA, E. (1998) Introducción a la Física de Rocas , Equinoccio, Caracas.

MENCHER, E.; FITCHER, H.; Renz, H.; WALLIS, W.; PATTERSON, J. y ROBIE, R. (1951) Resumen geológico cap. I., p. 1-80, en: Texto de las monografías presentadas en la Convención Nacional de Petróleo. Ofic. Técn. Hidrocarb. Min. Minas e Hidrocarburos, Caracas (en español e inglés).

MENCHER, E.; FITCHER, H.; Renz, H.; WALLIS, W.; PATTERSON, J. y ROBIE, R. (1953) Geology of Venezuela and its oil fields. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* 690-777b.

MORENO, M. (2003) Evaluación de arenas limpias para establecer una correlación que permita obtener valores de resistividad del agua de formación "Rw", en función de la profundidad, temperatura y salinidad, en el Campo Bare de La Faja Petrolífera del Orinoco, estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

MULLER, J.; Di GIACOMO, E. y A. VAN ERVE. (1985) A Palynological zonation for the cretaceous, tertiary and quaternary of northern South America. *VI Cong. Geol. Venez.*, Caracas 1985, S.V.G. 1041-1079p.

MULLER, J.; Di GIACOMO, E. y A. VAN ERVE. (1987) A Palynological zonation for the Cretaceous, Tertiary and Quaternary of northern South America. *Amer. Assoc. of Stratig. Palynologist.*, contribution series. 7-71p.

PARNAUD, F. Et al. (1995) Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin. En: TANKARD, A., SUAREZ, R. y WELSINK, H. Petroleum Basins of South America. (Eds.). American Association of Petroleum Geologist, Memoir 62. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 741-756 p.

PASSEGA, R.; BARNES, L. y PITTMAN, J. (1958) Two theories of deposition of Oficina Formation, eastern Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull.* 881-886p.

PATTERSON, J. M. y Wilson, J. (1953) Oil fields of Mercedes region, Venezuela, *Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull.*, 37(12): 2705-2733.

PDVSA. Léxico Estratigráfico de Venezuela, (1997) Recuperado julio de 2011 de: <http://www.pdvsa.com/lexico>. Ultima modificación de la pagina Mayo 2010.

oficina, campo Santa Rosa, Cuenca Oriental de Venezuela. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

PICO, A. y GARCÍA, Y. (1997) Identificación de valles incisos en el area de Hamaca, Campo Bare en La Faja Petrolífera del Orinoco Estado Anzoategui. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

PINDELL, J. y S. CANDE. (1988) A plate-kinematic framework for models of the Caribbean evolution. En: C. R. Scotese y W. W. Sager, eds., Mesozoic and Cenozoic plate reconstructions, *Tectonophysics* N° 155. 121-138 pp

PINDELL, J. y BARRETT, S. (1990) Geological Evolution of the Caribbean Region; a Plate-Tectonic Perspective, *en* Dengo G., Case J. E., eds., *The Caribbean Region: Boulder, Colorado, Geological Society of America*, v. H p. 405-432.

PINDELL, J. (1993) Regional Synopsis of Gulf of Mexico and Caribbean Evolution, en Pindell J. L., y Perkins, B. F., eds., Mesozoic and early Cenozoic development of the Gulf of Mexico and Caribbean region: A context for hydrocarbon exploration: Gulf Coast Section Society for Sedimentary Geology (SEPM) Foundation 13th Annual Research Conference, Houston, Texas, p. 251-274.

PINDELL, J., y J. ERIKSON. (1994) Sub-surface Jurassic shelf ?, NE Venezuela and Trinidad: Petroleum Exploration. En: V Simposio Bolivariano de las Exploración de las Cuencas Subandinas. Sociedad Venezolana de Geología. 244 -262 pp.

PINDELL, J. y L. KENNAN. (2001) Kinematic evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. En Petroleum system of deep-water basins: Global and Gulf of Mexico experience, Proceedings, Gulf Coast Section, SEPM, 21st Annual Research Conference, 2-5 Diciembre, Houston, Texas, Society for Sedimentary Geology (SEPM): 193-220 pp.

PISANI, L. (2007) Caracterización Petrofísica de la Arena F5, Yacimiento NS-402, Campo Nieblas del Distrito San Tomé. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2007).

PROBST, D. A. (1953) Stratigraphic studies, greater Oficina, Venezuela, *Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull.* 2073-2092p.

QUIJADA O. (1984). “Interpretación geológica del área comprendida entre las trampas MFB-15 y MFB-16 del cuadrángulo Bare. Área de Hamaca Faja Petrolífera del Orinoco”. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

READING. (1978) Sedimentary environments and facies. Blackwell Scientific Publications, Osney Mead, Oxford, England, First published, 1978. ELSEVIER – NEW YORK.

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

ROGRIGUEZ, A. (1998) Facies modeling and the flow unit concept as a sedimentological tool in reservoir description. Sociedad de Ingenieros Peotroleros. Houston,

RODRIGUEZ, I. (2000) Reinterpretación y actualización del modelo geológico del yacimiento MFB-54 del Campo Bare, Área de Hamaca Norte, de La Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

SÁNCHEZ R., QUIJADA R. y OROPEZA H., (1997). Modelo Geológico del Yacimiento MFB-53, Arenas Basales U1, U2/3, Trampa 15, Campo Bare, Área Hamaca, Faja del Orinoco, Venezuela. INTEVEP, S. A.

SILVA, R. (2002) Reinterpretación y actualización del modelo geológico del yacimiento MFB90, arena R2 de la formación Oficina, Campo Bare. Faja Petrolífera del Orinoco. Estado Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.

SINANGLU, E (1986). Palinoestratigrafía de los sedimentos pre-cretácicos (formación Carrizal) en el área de Zuata, Venezuela Oriental, PDVSA.

SYKES, L.R., MC CANN, W. y A. KAFKA (1982) Motion of the Caribbean plate during the last 7 million years and implications for earlier Cenozoic movements. Journal Geophysical Research. v. 87. 10656–10676 pp.

SUMMA, L.L.; GOODMAN, E.D.; RICHARDSON, M.; NORTON, I.O. y GREEN, A.R. (2003) Hidrocarbon system of northeastern Venezuela: Plate through molecular scale-analysis of the genesis and evolution of the Eastern Venezuela basin. Marine and Petroleum Geology. v.20. 323-349p.

TAYLOR, P. W. (1962) Stratigraphy and mineralogy of the Unare area, eastern Venezuela. *Asoc. Venez. Geol., Min. y Petrol. Bol. Inform.* 37-50p.

TEXEIRA, J. (1999) Caracterización y modelo sedimentológico para la Formación Oficina en el área de Casma-Buja. Monagas central. Trabajo Especial de Grado Para Optar por el título de Ingeniero Geólogo. Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela.

TORO, M. (2001) Modelo estático integrado de Cerro Negro, área Bitor. Informe Técnico INTEVEP.

VAN ERVE, A. (1985) Palinoflora del Jurásico del pozo NZZ-108X en el área de Zuata, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela oriental. *Mem. VI Congr. Geol. Venezolano*, Caracas, Soc. Venezolana Geol. 1205-1209p.

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

WALKER, R. G. y James N. P. (1992) *Facies models response to sea level change*. GEOTEXT1. Ontario, Canada.

YORIS, F. y OSTOS, M. (1997) *Geología de Venezuela: Geología General y Cuencas Petrolíferas*. En: Singer, J. (Edr.) WEC 1997. Conferencia Evaluación de Pozos. Schlumberger - Surencó C.A. 1^{ra}. Ed. Español ; Jolley Printing (Texas) : Cap. 1 : 1 - 17 ; 24 – 44p.

) en el Norte de Monagas. Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la tierra.