

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 ÁREA DE ESTUDIO Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Cuenca Oriental de Venezuela, por su contenido de hidrocarburos, constituye la segunda cuenca petrolífera de América del Sur, sólo superada por la Cuenca Occidental del Lago de Maracaibo en el estado Zulia (Reina, 2002). Está situada específicamente en la zona centro-este de Venezuela, que incluye a los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro. Todos los campos petrolíferos de esta cuenca presentan una estratigrafía común, siendo la Formación Oficina la principal roca productora. Dentro de esta cuenca se encuentra ubicada la Faja Petrolífera del Orinoco, que ha sido dividida de oeste a este, arealmente, en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, anteriormente Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, respectivamente (Planes estratégicos Caracas Hilton, Agosto 2005), (Figura 1)

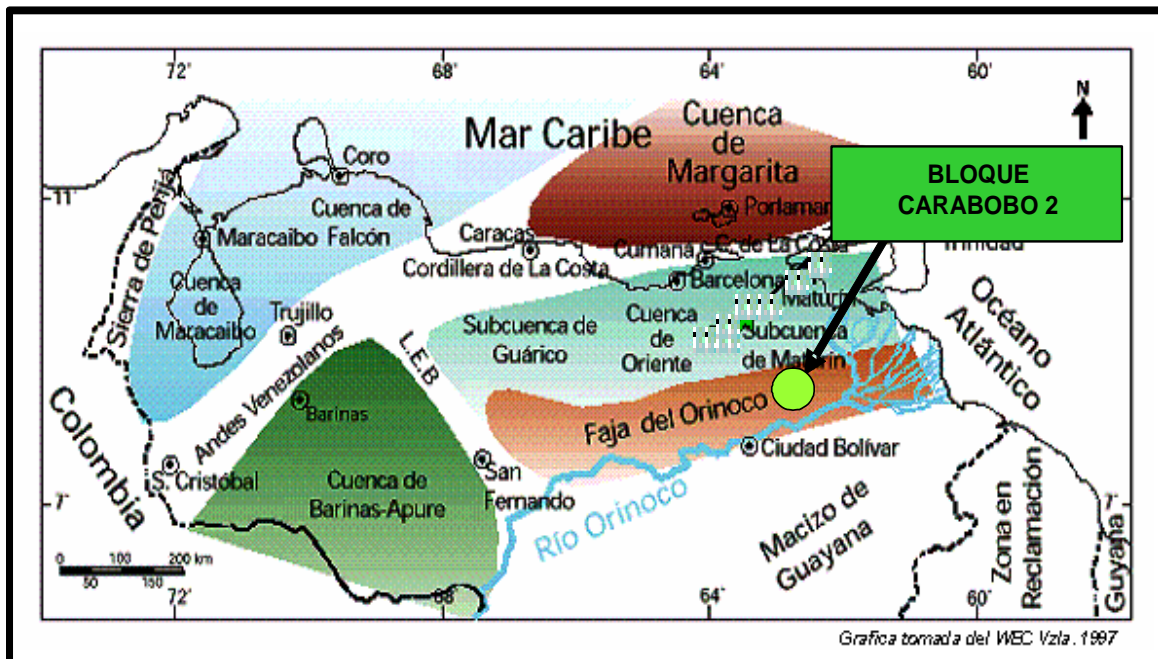


Figura 1: Ubicación del Bloque Carabobo 2 dentro de la Cuenca de Oriente.

La Faja Petrolífera del Orinoco representa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela. Las rocas en el subsuelo abarcan edades desde el Precámbrico al Reciente y están afectadas por varios períodos de tectonismo que dieron lugar a eventos regionales que combinados entre sí, favorecen la acumulación de petróleo en gran magnitud.

En 1997 se desarrolló el Proyecto Carabobo (Cerro Negro), ubicado en la Faja del Orinoco, al este de Venezuela, comenzando con la ejecución de un programa de evaluación, en el cual se perforó la sección horizontal más extensa para la fecha. La información recopilada durante esta fase, sirvió como base para la planificación de una campaña de perforación de pozos de desarrollo en la cual se perforaron 103, completaron 54 y se dio inicio a la etapa de producción con 45.000 BPPD para diciembre de 1999. El inicio de la actividad de explotación apalancó el crecimiento en nuevas tecnologías en perforación, completación y levantamiento artificial en pozos horizontales.

La realización de este modelo servirá de base para visualizar la potencialidad productiva del Campo Carabobo y así integrar los resultados obtenidos con toda la información estructural, sismoestratigráfica y petrofísica existente, y de esta manera lograr una caracterización más precisa de los yacimientos.

En la actualidad toda la información geológica del área se encuentra muy dispersa; en este proyecto se pretende compilar esta información y realizar una evaluación sedimentológica-estratigráfica del área con miras a contribuir en los planes de explotación futura del área.

## **1.2 OBJETIVO GENERAL**

-Construir un modelo sedimentológico-estratigráfico del Bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco que represente los eventos estratigráficos y patrones sedimentarios, regionales y locales, que controlaron la distribución de sus arenas yacimientos.

## **1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- 1- Integración de la información proveniente de los negocios existentes en el área con la información propia de PDVSA.
- 2- Validación de la información sedimentológica y estratigráfica, existente.
- 3- Realizar la descripción sedimentológica de 950 pies de núcleo del pozo PCN11 para la construcción de la hoja sedimentológica.
- 4- Construir un modelo, a partir de correlaciones estratigráficas y análisis de núcleos que permita reconocer los eventos sedimentológicos que definieron los ambientes de depositación y controlaron la distribución espacial de las arenas productoras en sus yacimientos.
- 5- Construir mapas paleogeográficos para cartografiar la distribución areal de los diferentes depósitos sedimentarios.
- 6- Definir la arquitectura del yacimiento asociado al Bloque Carabobo 2, con la finalidad de establecer las características sedimentológicas y estratigráficas de las rocas yacimiento y determinar el grado de heterogeneidad del área.

## **1.4 ALCANCES**

- Caracterización sedimentológica-estratigráfica a fin de establecer semejanzas y analogías con áreas vecinas, Carabobo 1 y OCN.

- Establecimiento del grado de heterogeneidad de los yacimientos para el diseño de posibles planes de explotación para el desarrollo del Bloque Carabobo 2.
- Homologación entre las unidades estratigráficas del área.
- Generación de un modelo sedimentológico y estratigráfico que permita predecir el comportamiento de las arenas yacimiento en futuras perforaciones de pozos.
- Revisión y consolidación de datos geológicos que contribuyan en la cuantificación de volúmenes.

## 1.5 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Cuenca Oriental de Venezuela está ubicada en la zona centro-este de Venezuela, y comprende aproximadamente 165.000 km<sup>2</sup>, que incluye a los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro. Dentro de ella se encuentra ubicada la Faja Petrolífera del Orinoco, que ha sido dividida de oeste a este en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, ver figura 2.



Figura 2: Ubicación del área de Carabobo dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco, tomado y modificado de WEC Venezuela, 1997.

El área de Carabobo es la más oriental de las cuatro, se extiende desde el sureste del estado Anzoátegui y ocupa toda la parte sur del estado Monagas y un sector de occidente del estado Delta Amacuro. Tiene una superficie total de 2.311 km<sup>2</sup>. El Bloque Carabobo 2, objeto de estudio en este trabajo, está ubicado en la parte centro-sur del área, ocupando una superficie total de 468 km<sup>2</sup>, Figura 3.

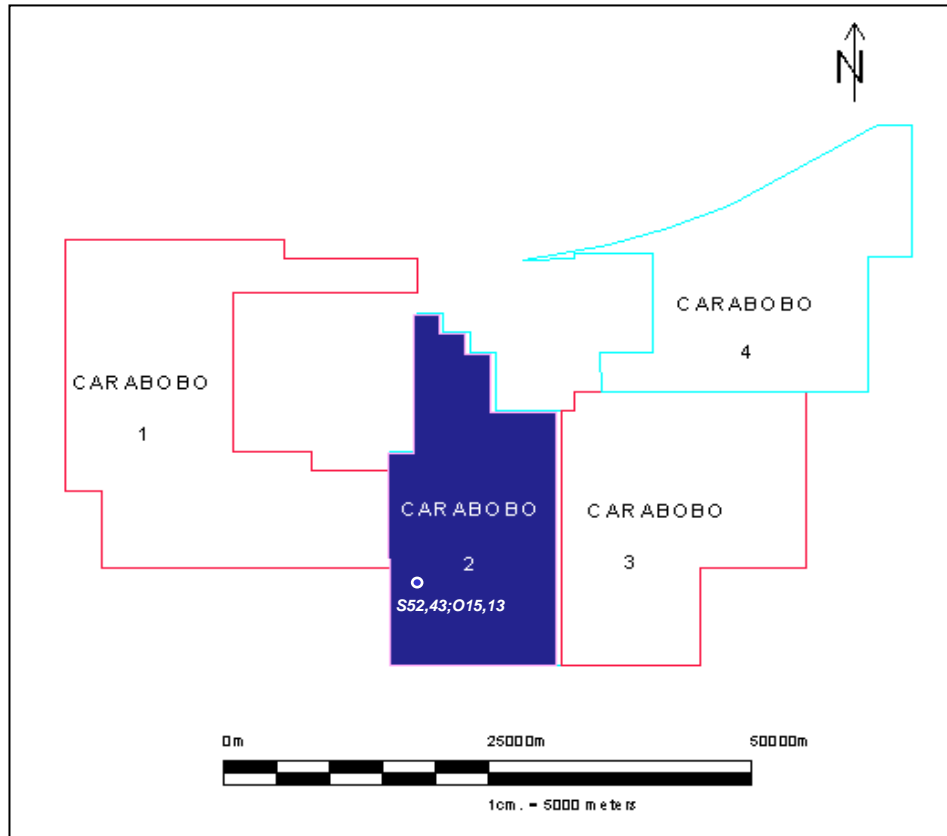


Figura 3: Ubicación del Bloque 2 dentro del área de Carabobo

## 1.6 TRABAJOS PREVIOS

-Moreno (1982), a través de un estudio de estratigrafía sísmica en el área de Cerro Negro elabora dos modelos del subsuelo mediante la correlación geológico-estructural de pozos, un modelo comprendido entre los pozos CNX-15 y CNX-17 y el otro entre el CNX-2 y CNX-3.

En los análisis de los diferentes barridos vibroseis estudiados, se determinó en que forma variaba la calidad de la sección sísmica al expandir el barrido hacia las bajas frecuencias, hacia las altas o en ambas direcciones al mismo tiempo.

El método de obtener registros pseudosónicos a partir de registros de resistividad, no es aplicable al área de Cerro Negro, ya que en los pozos de Cerro Negro la zona invadida es muy delgada y las herramientas existentes en la industria no son capaces de medir su resistividad.

Los mejores resultados se obtuvieron, al relacionar el tiempo de tránsito con la profundidad.

Para obtener secciones sísmicas de buen poder resolutivo, en función de fuentes vibratorias, se debe extender la banda de oscilación en igual proporción hacia las altas y bajas frecuencias y no solamente hacia las altas.

- Fiorillo (1983) realiza una evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco

Realizó una exploración y evaluación general del área con la finalidad de definir el volumen, distribución y calidad de los recursos, selección de las áreas más prospectivas, ejecución de proyectos pilotos de producción y desarrollo y hacer un estudio de planificación de desarrollo. Interpreto el ambiente sedimentario, en el área de Carabobo, generalmente fluvial correspondientes a los depósitos de corrientes entrelazadas. La continuidad de las arenas no es consistente porque en algunos casos desaparecen por acuñamiento. El agua presente se trata de agua connata, que ha quedado depositada en fosas o depresiones del basamento. El área de Carabobo es una cuenca alargada en sentido este-oeste, angosta y con características estructurales de cuencas intracratónicas, en la cual los períodos de mayor subsidencia y que contribuyeron definitivamente a su configuración actual, se desarrollaron durante el período Terciario.

Para la reconstrucción de la geología histórica de los sedimentos terciarios es necesario conocer y entender la superficie discordante sobre la cual yace la secuencia sedimentaria, ya que los aspectos geomorfológicos y condiciones climáticas imperantes de la misma influyeron decisivamente durante el tiempo de la sedimentación de la secuencia terciaria.

-Duerto (1995), realiza un reprocesamiento e interpretación estructural de 350 km de las líneas sísmicas en el área de Cerro Negro. En este trabajo de reprocesamiento, la calidad de las secciones sísmicas antes del procesamiento fue mejorada, además se integró la información en transectos realizando una interpretación regional del área y corroborando lo postulado en la geología.

Para un buen procesamiento es recomendable conocer la geología del área, el objetivo que se busca y los posibles patrones estructurales.

La aplicación de la migración es importante en el procesamiento como paso final para aumentar la efectividad de la interpretación y optimizar su debido resultado, haciendo que las secciones apiladas parezcan secciones geológicas.

Se comprueba tras la interpretación que la parte meridional de la zona de estudio es eminentemente extensiva, con un estilo estructural típico del “hinterland” de una cuenca antepaís (foreland), mientras en la zona septentrional el fallamiento tiene características inicialmente extensionales, y posteriormente reactivadas inversas, de edad pre-tope y tope de la Formación Freites.

Es recomendable realizar estudios de pozos de producción, actualizando la información, para obtener un mejor control estratigráfico de las líneas sísmicas en la región.

Toro (2001), realiza un estudio integrado del área Cerro Negro I, generando un modelo estático de yacimientos, permitiendo la cuantificación de los volúmenes de petróleo original en sitio (POES) y las reservas recuperables, así como la clasificación de zonas prospectivas y zonas bajo peligro de producción futura de agua. Fue el primer estudio regional con resolución de 3D local que se realizó en el área. Ambientalmente el área fue dividida en tres intervalos fluvial, transicional y deltaico, siendo los intervalos transicional y deltaico los que presentan mayores espesores de Arena Neta Petrolífera (ANP) y mejor distribución areal.



Machado (2003), realiza un modelo sedimentológico-estratigráfico de la secuencia paleozoica en la Faja Petrolífera del Orinoco, donde muestra la evolución geológica de la Cuenca Oriental durante el Paleozoico, mediante la correlación con registros de pozos, análisis bioestratigráficos recopilados y análisis sedimentológicos de núcleos.

La asociación de estructuras sedimentarias encontradas en la Formación Hato Viejo, así como su contacto concordante y transicional con la Formación Carrizal le confiere a esta unidad un paleoambiente sedimentario próximo costero a diferencia de las primeras interpretaciones que le confieren un carácter continental. Así mismo se reafirma la depositación en ambientes marinos de transición de la Formación Carrizal.

Las unidades paleozoicas de la Faja Petrolífera del Orinoco se encuentran confinadas en una cuenca graben que no ha sido definida eficientemente. Se nota una tendencia depositacional diacrónica hacia el Noroeste, desde el período Cámbrico hasta el Silúrico de unidades más jóvenes, confirmando una regresión generalizada en el borde norte del cratón sudamericano atribuida a la Orogénesis Caledoniana.

## **1.7 AGRADECIMIENTOS**

A Dios por ser mi guía.

A mis hijos, David y Paola, porque son lo mas importante en mi vida.

A mi esposa por estar siempre a mi lado y ser mi apoyo en todo.

A la Universidad Central de Venezuela por ser la institución soporte en el desarrollo de mi carrera para formarme como profesional.

A mi familia por ser siempre mi apoyo.

A mi amiga y profesora Carolina Machillanda por su paciencia y todo el apoyo brindado.

A mis tutores Ricardo Alezones y Pedro León por la confianza al aceptarme para el desarrollo del trabajo.

## **CAPÍTULO II**

### **METODOLOGÍA**

#### **2.1 Revisión bibliográfica**

Representa la primera etapa en el desarrollo del trabajo y se basó 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. En esta etapa se accedió al estudio de Yacimiento de Cerro Negro, fases 1 y 2, las cuales sirvieron de base para el comienzo del proyecto. 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. Para la realización de esta etapa, la base de datos de PDVSA, “rippet”, y los diferentes documentos técnicos ubicados en bibliotecas de la corporación.

#### **2.2 Recolección y Validación de datos**

El objetivo principal de esta etapa fue la revisión y la validación de los registros de los 47 pozos que componen el Bloque Carabobo 2, así como también la recopilación y validación de la información sedimentológica de los núcleos CNX1 y CNX17. Igualmente 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. Adicionalmente se realizó el inventario de la información sísmica del área, siendo esta en su totalidad del tipo sísmica 2D, la cual abarca aproximadamente 400 kilómetros de líneas sísmicas, figura 4, tabla 2.

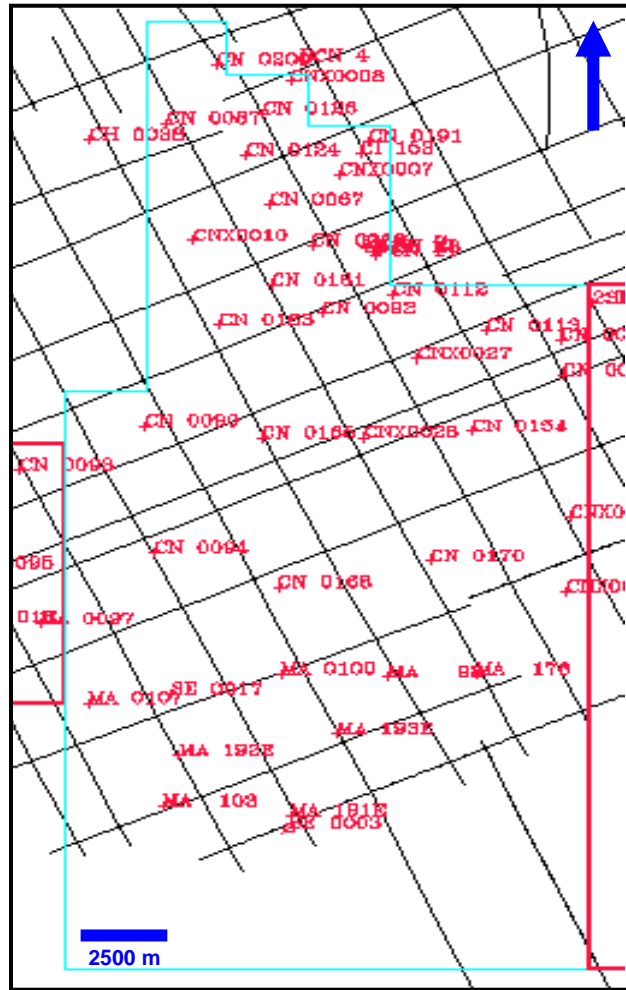


Figura 4. Líneas sísmicas, Bloque Carabobo 2

### 2.3 Descripción de núcleo

Se realizó la descripción sedimentológica del núcleo PCN-11, para luego generar la hoja sedimentológica en el programa de edición Canvas 9.0.3, figura 5. Esta etapa consistió, en describir litología, textura, estructuras sedimentarias, contenido fósil, fracturas, grado de impregnación, bioturbación, etc. Esta etapa fue desarrollada en la nucleoteca de Quiriquire, ubicada en el estado Monagas, perteneciente a PDVSA. La realización de esta fase, conjuntamente con la validación de la descripción de los núcleos de los CNX1 y CNX17, permitió la identificación de unidades litoestratigráficas, calidad de roca,

superficies de inundación, interpretar ambiente de depositación, patrones de sedimentación, heterogeneidad y características locales. El núcleo PCN-11, fue tomado entre las profundidades de 1800 y 2750 pies, el cual presenta un espesor 950 pies.

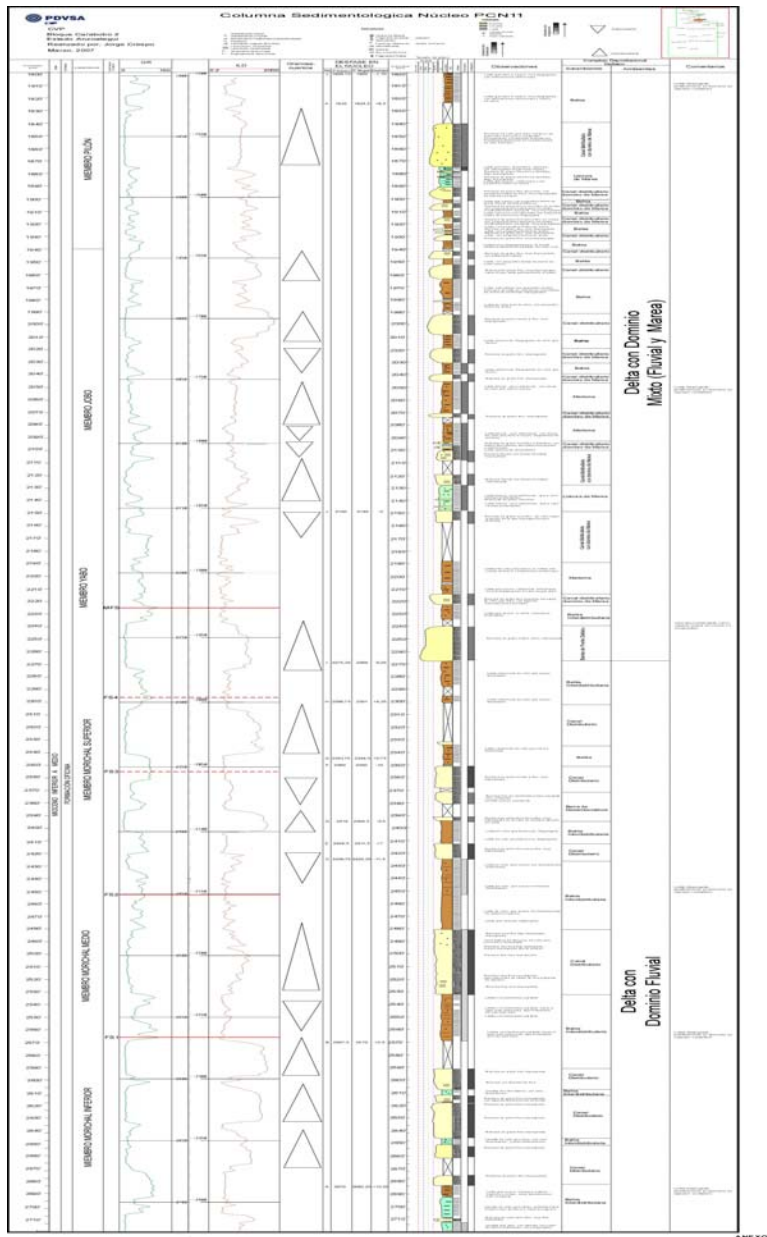


Figura 5, Hoja Sedimentológica del Pozo PCN11, calibrado con el perfil

## **2.4 Creación de base de datos**

Se generó una base de datos con la información de 47 pozos pertenecientes a Carabobo 2 y algunos pozos de las áreas vecinas, en la tabla 2, se muestran las coordenadas de los diferentes pozos que conforman el área de estudio y la elevación de la mesa rotaria. De igual forma se cargaron el nombre y la ubicación de las líneas sísmicas 2D, pertenecientes al área Carabobo 2, con el objeto de establecer los pozos contenidos en las líneas sísmicas y de esta forma determinar las características estructurales del yacimiento. En total se identificaron 42 líneas sísmica 2D, como se muestra en la tabla 1, estas líneas tienen dirección SW-NO

Tabla 1. Listado de líneas sísmicas Bloque Carabobo 2.

No.	Nombre de la Línea	Rango	Long Registrada (ms)		Muestra (milisegundo)
			Real	Valid	
1	CN-79B-03	2-568	2200	2100	4
2	CN-79B-04	575-2	2200	2100	4
3	CN-79B-05	2-619	2200	2100	4
4	CN-79B-6	623-3	2500	2100	4
5	CN-79B-7	845-5	2500	2100	4
6	CN-79B-8	2-620	2500	2100	4
7	CN-79B-9	619-2	2500	2000	4
8	CN-79B-10	612-76	2500	2100	4
9	CN-79B-11	3-618	2500	2100	4
10	CN-79B-16	2-171	2200	2100	4
11	CN-79B-17	2-171	2200	2100	4
12	CN-79B-18	168-2	2200	2100	4
13	CN-79B-19	3-422	2200	2100	4
14	CN-79B-20	136-2	2200	2000	4
15	CN-79B-21	2-179	2200	2100	4
16	CN-79B-22	179-2	2200	2100	4
17	CN-79B-23	3-179	2200	2100	4
18	CN-79B-25	3-773	2500	2100	4
19	CN-79B-26A	3-508	2500	2100	2
20	CN-79B-26	2-648	2500	2100	4
21	CN-79B-27	1-649	2500	2100	4
22	CN-79B-28	20-750	2500	2100	4
23	CN-79B-29	2-619	2500	2100	4
24	CN-79B-30	300-150	2500	2100	4
25	CN-79B-31	4-619	2500	2100	4
26	CN-79B-32	619-2	2500	2100	4
27	CN-79B-33	319-3	2500	2100	4
28	CN-79B-34	321-3	2500	2100	4
29	CNN-80B-47	2-457	2900	2100	4
30	CNN-80B-54	2-547	2500	2000	2
31	CNN-80B-59	3-598	2500	2500	2
32	CNN-80B-61B	980-73	2600	2100	4
33	CNN-80B-62	972-367	2500	2100	2
34	CNN-80B-66	2-268	2500	2100	2
35	CN-81-75	118-397	2800	2800	2
36	CN-81-77EXT	118-397	2900	2800	2
37	CN-81-78	287-462	2200	1800	2
38	CN-81-80A	103-413	2800	2800	2
39	CN-81-81A	103-521	2200	2100	2
40	CN-81-81	103-463	3000	2800	2
41	CN-81-87N	103-405	2000	2000	2
42	CN-81-87S	406-691	2000	2000	2

Tabla 2. Coordenadas y Elevaciones de los pozos del Bloque Carabobo 2.

POZO	X (m)	Y (m)	KB (PIES)
CI153	499649	960794	273
CN65	498150	957310	328
CN67	496850	958850	294
CN86	505875	952410	299
CN87	493680	961930	272
CN89	505800	953760	309
CN90	493000	950500	327
CN92	498450	954740	309
CN94	493300	945700	325
CN112	500650	955460	293
CN113	503520	954090	321
CN124	496115	960716	283
CN126	496650	962300	280
CN154	503102	950298	321
CN161	496900	955800	314
CN163	495300	954300	314
CN165	496599	950049	321
CN168	497100	944348	328
CN170	501801	945398	302
CN191	499900	961250	268
CN200	495207	964150	271
CNX7	499000	960000	270
CNX8	497482	963499	293
CNX10	494500	957499	302
CNX27	501400	953030	316
CNX28	499770	950060	309
CNX29	506100	947040	279
CNX31	506000	944240	313
MA98	500506	941009	289
MA103	493540	936140	298
MA176	503199	941113	303
MA100	497200	941140	304
MA107	491260	940030	333
MA191E	497497	935793	324
MA192E	494050	938044	319
MA193E	498938	938860	316
PCN1	500001	956800	293
PCN2	499837	956963	296
PCN3	499750	957133	301
PCN4	499837	957283	295
PCN5	499923	957133	281
PCN7	499794	957233	298
PCN8	499837	957233	295
PCN11	500125	956915	298
PCN12	500038	957065	297
PCN13	500212	957065	280
SE3	497458	935308	287



## **2.5 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 eléctricos, a fin de identificar las electrofacies que permitan la definición de unidades sedimentarias y cuerpos sedimentarios característicos del ambiente de depositación. Esto se realizó para el núcleo del pozo PCN11 y se validó para los núcleos CNX1 y CNX17, ver figura 6.

Para el núcleo del pozo PCN11 no se tiene el registro Core Gamma, determinante cuando se desea calibrar un núcleo en mal estado de preservación como es el caso de este 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.

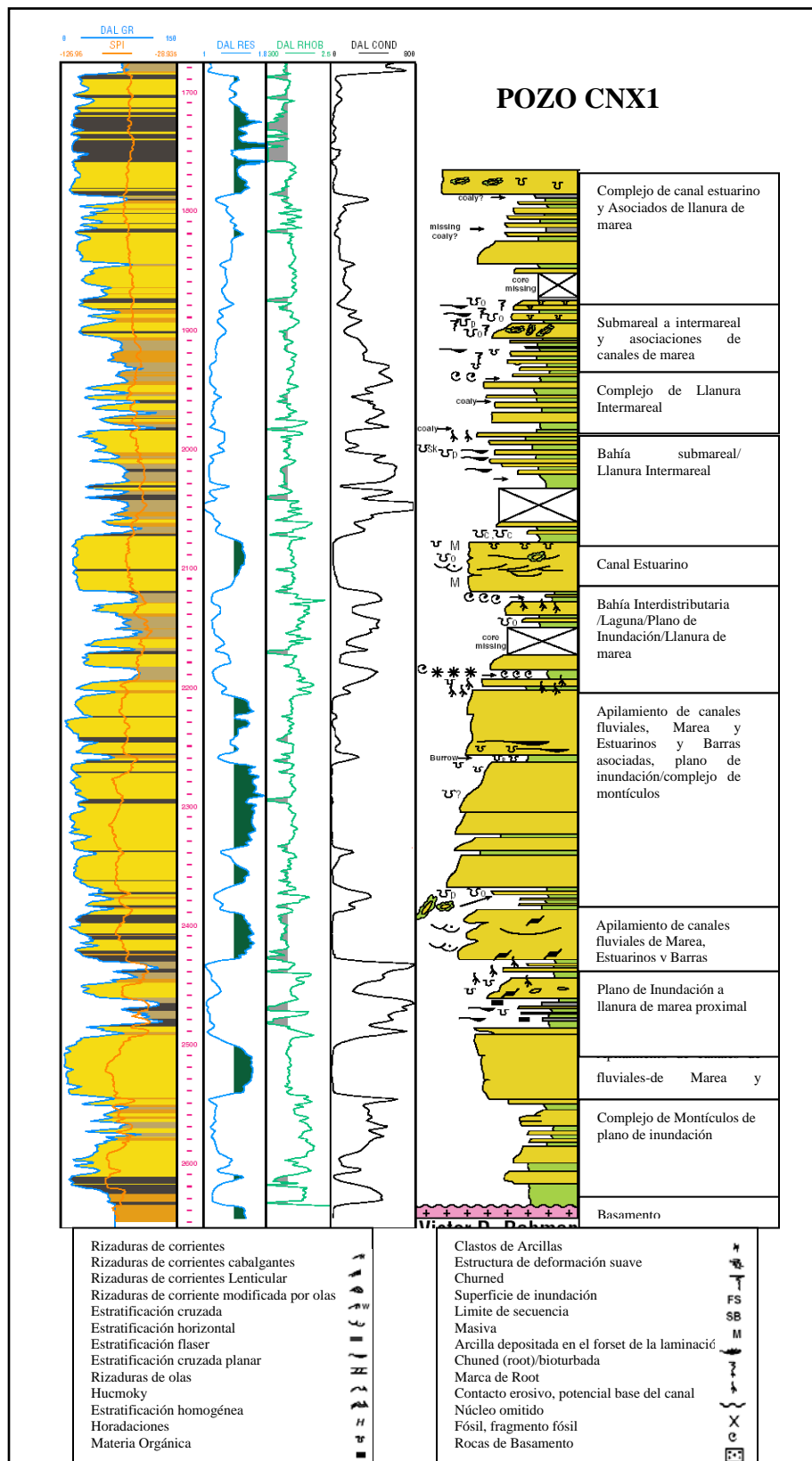


Figura 6. Imagen de hoja sedimentológica Pozo CNX1, calibrado con el perfil, Tomado de Rahmanian, 2001

## **2.6 Identificación y Correlación de Marcadores Estratigráficos y Superficies Cronoestratigráficas**

Una vez descrito los núcleos se identificaron los posibles marcadores estratigráficos los cuales fueron calibrados con la información de bioestratigrafía. Una vez calibrados fueron extrapolados a los registros de pozos, para con ello establecer los criterios para la extrapolación de estas a los pozos y así realizar la correlación estratigráfica.

Se definieron e interpretaron 4 marcadores los cuales corresponden de base a tope a Morichal inferior, Morichal medio, Morichal superior y Yabo. Esto se realizó en el “software” Straworks de la plataforma “Openworks (Landmark)”, se elaboraron un total de 5 secciones SE-NO y 5 secciones SO-NE que cubrieran todo el mapa base del área de estudio (Fig. 7) con el fin de visualizar las variaciones verticales y laterales de los cuerpos de interés. Esto se realizó utilizando las curvas de Rayos Gamma (GR), Potencial Espontaneo (SP) y los registros eléctricos disponibles en cada pozo. Todas los topes y bases de los intervalos de interés fueron ajustados utilizando la interpretación sísmico-estructural realizada por los geofísicos del área de Carabobo (Portilla y Taboada , 2006).

Una vez extrapolados los principales marcadores a los pozos sin núcleos, se definieron 3 unidades informales o yacimientos: Morichal superior, Morichal medio y Morichal inferior, para determinar los límites de los cuerpos arenosos, geometría, distribución y orientación de las parasecuencias en estas unidades en el área de Carabobo 2, luego se realizó la caracterización (descripción y cuantificación) de las respuestas de todos los perfiles para la definición de electrofacies.

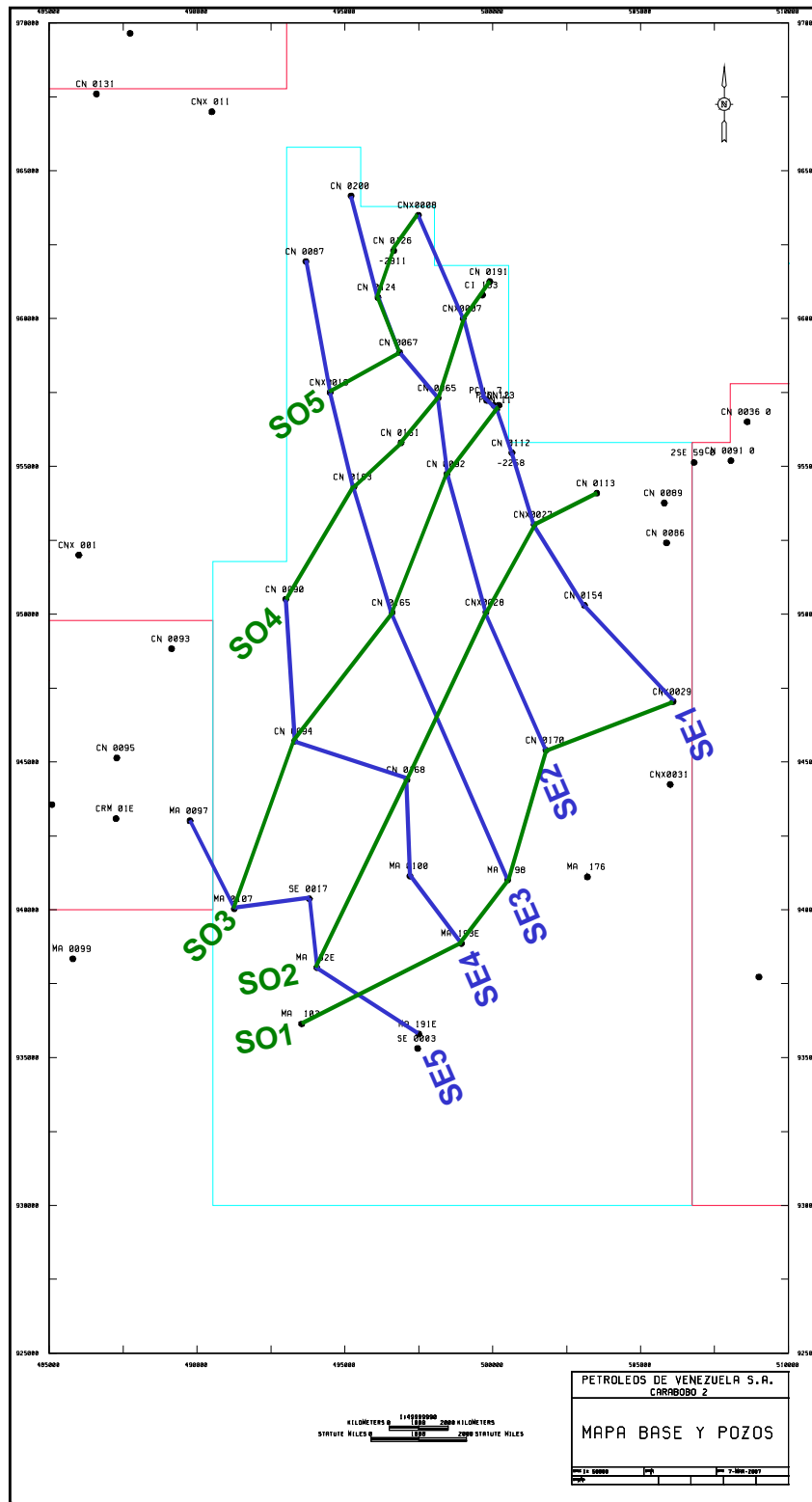


Figura 7. Mapa Base mostrando índice de secciones estratigráficas y su dirección



## **2.8 Definición de Unidades de Flujo**

Una vez integrada la información estratigráfica y sedimentológica con la información petrofísica y evaluación petrofísica realizada por el equipo de petrofísicos de Carabobo 2, se establecieron las unidades de flujo, las cuales fueron jerarquizadas, en base al espesor y distribución de arena neta, rango de porosidad y permeabilidad y con estos parámetros realizar el cálculo volumétrico del petróleo original in situ POES, con los datos suministrados por el equipo de yacimiento. En la figura 9, se muestra los resultados de la evaluación petrofísica del pozo CN87, en ella se observan las curvas de porosidad, saturación, volumen de arcilla y de petróleo.

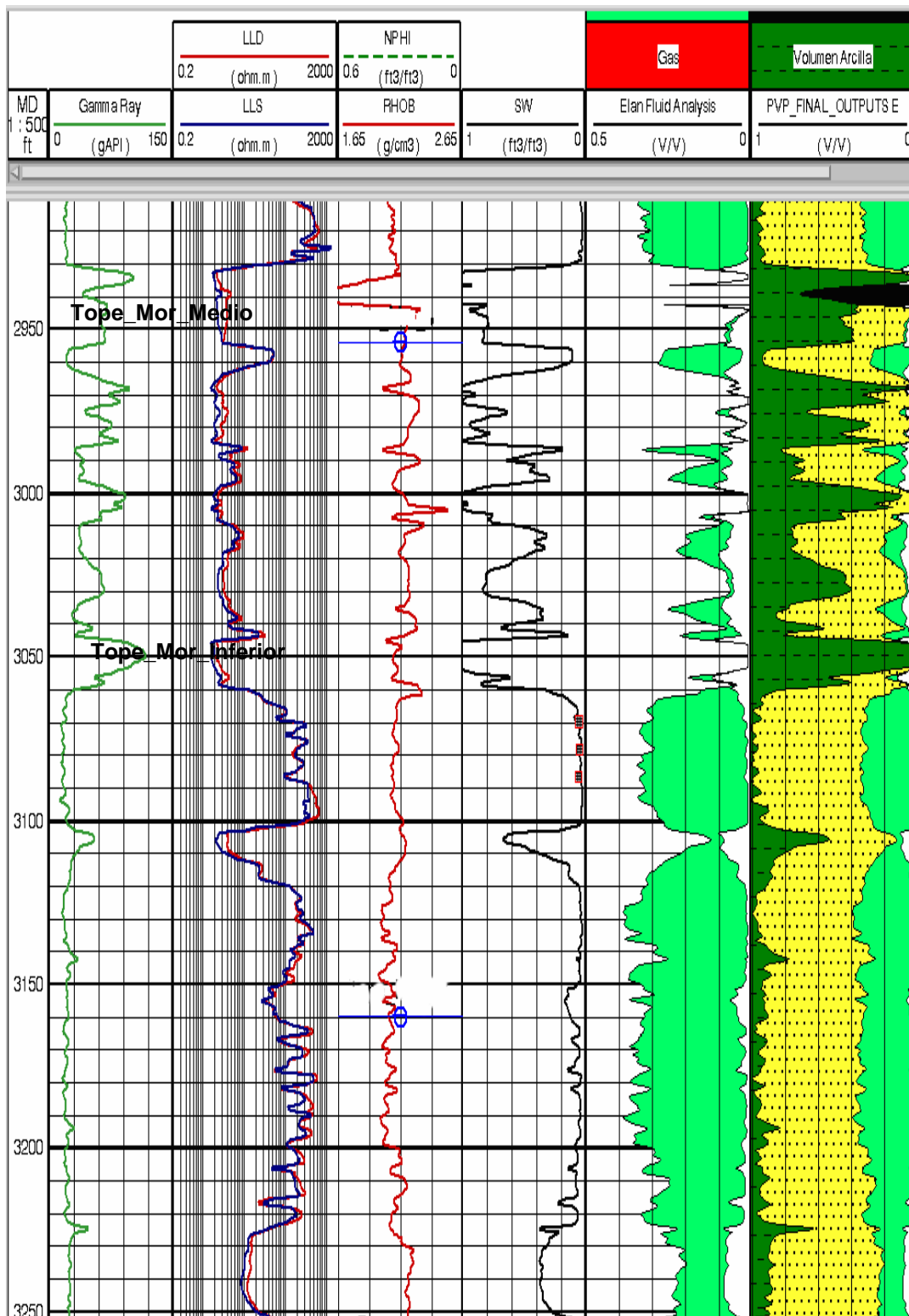


Figura 9. Evaluación petrofísica del pozo CN-87.

## CAPÍTULO III

### MARCO GEOLÓGICO

#### 3.1 Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela

La evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede ser dividida dentro de cuatro episodios mayores.

- ✓ Una fase “prerift” en el Paleozoico
- ✓ Fase de “rifting” y deriva durante el Jurásico y Cretácico Temprano.
- ✓ Un margen pasivo durante el Cretáceo-Paleógeno.
- ✓ Una fase final durante la colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario que resulto en la formación de la serranía del interior y de la Cuenca del margen pasivo dentro de la Cuenca antepaís. Esta colisión de la placa del Caribe con la placa suramericana fue diacrónica con el desplazamiento progresivo de oeste a este (Stephan “et al”., 1985).

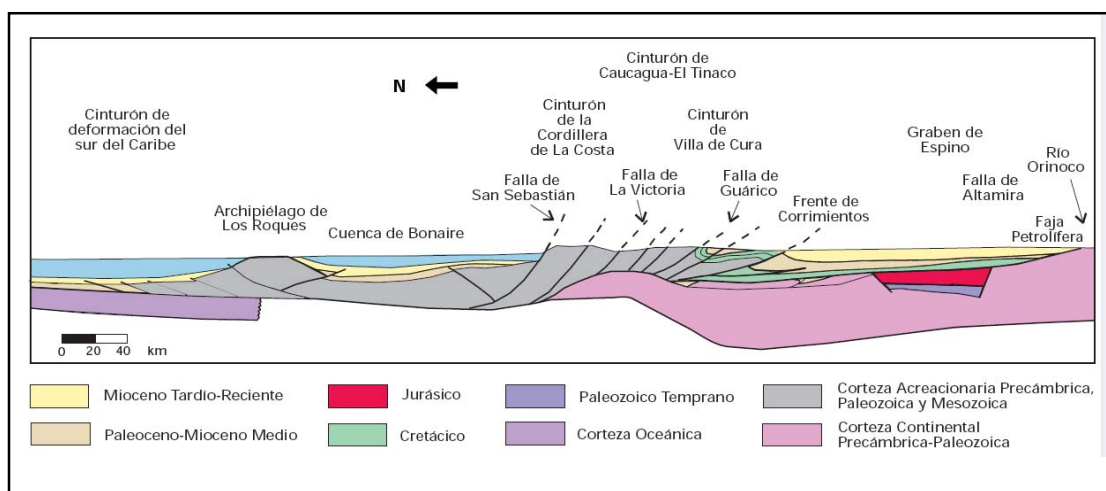


Figura 10 Corte geológico conceptual norte-sur, tomado de Yoris y Ostos, 1997.

En la figura 10 se observa como en el sector de la Cuenca Oriental, el Cretácico y el Terciario son cabalgados por el frente de corrimiento.



### **3.1.1 Paleozoico**

En el Paleozoico Temprano la Cuenca Oriental Venezolana formaba parte de una extensa Cuenca periCratónica que incluía a las actuales Cuencas de Barinas- Apure y de los llanos orientales de Colombia (Méndez, 2003). En la Cuenca Paleozoica situada en el borde septentrional del Cratón de Guayana, se depositan las formaciones Hato Viejo y Carrizal. Estas se extienden sobre el basamento ígneo-metamórfico, cubriendo gran parte de las zonas sur-centrales de los estados Guárico y Anzoátegui. Hacia el este de la región del Tigre no se conoce la Formación Carrizal (Méndez, 2003).

En el Permo-Triásico (hace 250-200 m.a.) el borde septentrional del Cratón de Guayana se levanta y produce en toda Venezuela una retirada general de los mares hacia el norte. Esta regresión de los mares dejó expuestos a la erosión a los sedimentos paleozoicos (Méndez, 2003).

En el Triásico-Jurásico (hace 220-160 m.a.) los sedimentos de Carrizal y Hato Viejo que formaban parte de la superficie de la cuenca, fueron sometidos al ataque de los agentes erosivos durante más de 60 m.a., con lo cual fueron arrasados en casi su totalidad, quedando como remanentes en algunas áreas y subsistiendo en abundancia en las grandes depresiones (Méndez, 2003).

### **3.1.2 Cretácico Temprano**

La apertura del ancestral Atlántico sur produce una invasión del mar en el Aptiense (hace 115 m.a.) cuyo reflejo en Venezuela es el inicio de la transgresión Cretácica sobre el borde continental. La relación entre continentes y mares da lugar en esa época a ambientes propicios para la generación de hidrocarburos (Méndez, 2003).

En el Barremiense-Aptiense (hace 120-115 m.a.) se sedimenta la Formación Barranquín. En el extremo oriental de la región de Paria, sobre las formaciones Uquire y Macuro se desarrollan las formaciones Cariaquito y Guinimita.

En el Aptiense-Albiense (hace 110-100 m.a.) se sedimentan las formaciones Borracha y Chimana sobre Barranquín. Hacia la provincia nerítico-costera se define la Formación El Cantil, la cual se deposita sobre Barranquín. La Formación el Cantil equivale en su parte inferior a Borracha, y en su parte superior a Chimana. Hacia el sur se correlaciona con la Formación Canoa. En la provincia continental y directamente sobre el basamento Precámbrico, se deposita la Formación Canoa. Esta constituye junto con la Formación Tigre la base del Grupo Temblador, el cual representa toda la sedimentación Cretácica extendida en Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro (Méndez, 2003).

En el Cenomaniense-Turonense Temprano (hace 100-90 m.a.) el avance del mar fue tal que comunicó a la Cuenca Oriental con la de Barinas. En la provincia nerítico-costera se desarrolla la Formación Tigre, la cual se hace más marina hacia el norte hasta que pasa los ambientes de mayor profundidad de la provincia pelágica, donde se depositó la Formación Querecual (Méndez, 2003). La Formación Querecual ha sido considerada como posible roca madre en la Cuenca Oriental, y ha sido comparada con la Formación La Luna, señalada como roca madre para el petróleo cretácico de occidente (Méndez, 2003)..

En el Turonense Tardío (hace 90 m.a.) el mar alcanza su máxima penetración sobre el continente. La línea de costa se sitúa aproximadamente sobre el curso actual del Río Orinoco. Las formaciones Tigre y Querecual se terminan de depositar, representando el final de la transgresión Cretácica. Durante el Coniaciense-Santoniense-Campaniense (hace 85-70 m.a.) la Cuenca permanece cubierta por el mar.

En el Santoniense se deposita la Formación San Antonio, que representa ambientes más oxigenados y se correlaciona hacia el sur con la parte superior de la Formación Tigre (Méndez, 2003).

En el Maestrichtense (hace 65 m.a.) se inicia la regresión del Cretácico Tardío en toda la Cuenca Oriental de Venezuela. La línea de costa se establece entre el sur de Calabozo y

el norte de Tucupita. La Formación Tigre se acuña hacia el norte pasando al ambiente francamente regresivo de la Formación San Juan. La Formación San Juan se adelgaza e interdigita hacia el norte con las lutitas de la Formación Vidoño (Méndez, 2003).

### **3.1.3 Cenozoico**

El Paleoceno-Eoceno Temprano / Medio (hace 65-45 m.a.) se caracteriza en Venezuela por un período de orogénesis, cuyos efectos principales pueden observarse en las rocas metamórficas e intrusiones graníticas de la Cordillera del Caribe (Méndez, 2003). En la parte noroeste de la Cuenca Oriental se desarrolla el Surco de Guárico y se deposita la Formación Guárico con sedimentos de tipo “Flysch”. En la mitad septentrional de la Cuenca Oriental se deposita la Formación Caratas sobre la Formación Vidoño en ambientes que van desde marinos somero a profundo.

En el Eoceno Medio-Tardío (hace 45 –40 m.a.) el mar invade la Cuenca de Barinas comunicándose abiertamente con la Cuenca Oriental. La parte norte de la Cuenca sufre los efectos de un levantamiento generalizado de la cordillera metamórfica central, a la cual se incorpora el Surco de Guárico como área emergida (Méndez, 2003). Se depositan los clásticos arenosos de la Formación La Pascua, seguida en la parte marina somera por las lutitas de la Formación Roblecito, que se correlaciona con la parte basal de la Formación Merecure de los Campos Anaco y Oficina. Hacia el este en forma diacrónica, en el área de Barcelona se hace equivalente a la Formación Areo de edad Oligoceno Medio.

En el Oligoceno (hace 35-25 m.a.) el comienzo de la transgresión del Terciario Tardío está representado en el frente de montañas de la Serranía del Interior de Anzoátegui y Monagas por las arenas de la Formación Los Jabillos. Sobre estas se depositan las lutitas de la Formación Areo, y posteriormente los carbones de la Formación Naricual. Estas tres formaciones constituyen el Grupo Merecure, el cual se hace tan arenoso hacia el flanco sur de la Cuenca que se denomina Formación Merecure, ya que no se puede diferenciar

(Méndez, 2003). En el Oligoceno Tardío comenzó el plegamiento de la región causado por la compresión producida por las masas metamórficas existentes en el Caribe.

En el Mioceno Temprano-Medio (hace 15-10 m.a.) se acentúan los efectos de la orogénesis terciaria en la Cuenca Oriental, expresados por cambios en su forma y geometría. La Cuenca comienza a adquirir más claramente su configuración actual; se levanta el flanco norte buzando hacia el Cratón que recibe los sedimentos del frente de montañas (Méndez, 2003). Las fuerzas compresivas caribeñas continúan actuando desde el norte y noreste, para acentuar el plegamiento y vencer la capacidad de plegamiento de algunos sectores del norte de Monagas, Anzoátegui y Guárico, produciendo fallas inversas y bloques volcados en la misma dirección del empuje. Al mismo tiempo en el flanco sur se produjeron corrimientos tan notables como los de Anaco y Pirital.

En el Mioceno Medio-Tardío el mar de la Cuenca Oriental se profundiza de oeste a este, se depositan en Guárico la Formación Chaguaramas, en Anzoátegui y en Monagas las formaciones Oficina y Carapita (Méndez, 2003). En el Mioceno Tardío se sedimenta la Formación Freites, a este mismo período pertenece la Formación La Pica, la cual representa una transgresión marina limitada por el relieve estructural de Pirital Jusepín cuyo flanco se inclinaba suavemente hacia el sur (Méndez, 2003).

En el Plioceno (hace 3-5 m.a.) en gran parte de la Cuenca oriental se establecieron ambientes fluvio-deltaicos y neríticos costeros, determinados por el continuo retroceso del mar hacia el este. En estos ambientes se sedimenta la Formación Las Piedras sobre las formaciones La Pica y Freites en los bordes norte y sur de su área de sedimentación. La culminación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la Formación Mesa, de ambiente continental, la cual se extiende sobre los llanos orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta formación es considerada de edad Pleistocena debido a su posición discordante sobre la Formación Las Piedras del Plioceno (Méndez, 2003).

En el presente la Cuenca Oriental se caracteriza por una topografía de extensas mesas y planicies correspondientes a la Formación Mesa. Esta superficie, en proceso de erosión, está generalmente recubierta por una costra de grava ferruginosa endurecida, de aspecto masivo y poco espesor, considerada como un paleosuelo del Pleistoceno Superior.

### **3.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL REGIONAL**

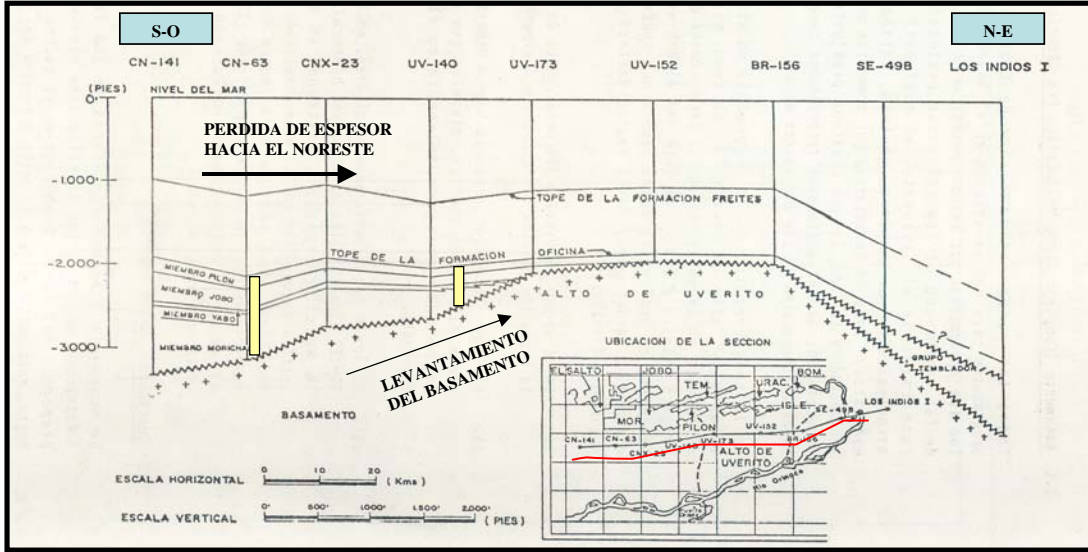
El marco regional de la Faja Petrolífera del Orinoco corresponde al acuífero sur de los sedimentos terciarios de la Cuenca Oriental venezolana, por encima del basamento ígneo-metamórfico del Cratón guayanes localizado al sur del Río Orinoco. En la parte más septentrional de la Faja, particularmente hacia los sectores de Carabobo y Ayacucho, los sedimentos terciarios se encuentran suprayaciendo discordantemente a una franja relativamente poco espesa de sedimentos cretácicos que a su vez se adelgazan antes de desaparecer hacia el sur (Fiorillo, 1983).

Esta situación varía notablemente hacia el oeste de la Faja (Boyacá-Junin), donde la secuencia terciaria reposa sobre un intervalo de mayor espesor de sedimentos cretácicos, paleozoicos y jurásicos. Estas dos últimas secuencias se localizan en una depresión profunda de rumbo regional ENE, la cual se halla limitada en sus flancos y perturbada en su parte central por importantes sistema de fallas de rumbo de gran longitud, orientadas aproximadamente en dirección este-noreste.

Desde el punto de vista estructural y tectónico, se destacan dos provincias en la Faja Petrolífera del Orinoco, separadas por el sistema de fallas de Hato Viejo. En la provincia oriental (Carabobo y Ayacucho) los sedimentos terciarios se encuentran descansando sobre el basamento ígneo-metamórfico, excepto para una estrecha franja al norte donde la secuencia cretácica se intercala discordantemente entre el Terciario y el Precámbrico. En la provincia occidental (Junin-Boyacá), los sedimentos terciarios suprayacen

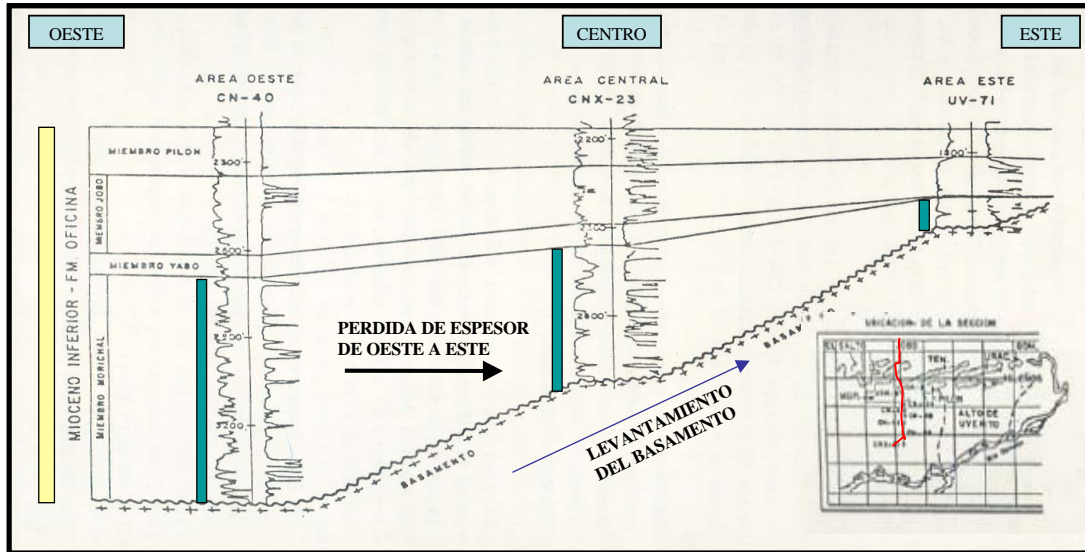
predominantemente a depósitos cretácicos, infra-mesozoicos y paleozoicos, estando estas dos últimas secuencias preservadas en profundas depresiones estructurales.

Dentro del área Carabobo el patrón estructural es el mismo que el resto de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la parte sur de la misma. La estructura está definida por un homoclinal de rumbo aproximado noreste-suroeste donde el buzamiento es muy suave y oscila entre 2 y 4 grados promedio. La misma está cortada por fallas normales principales de rumbo aproximado este-oeste. Estas fallas representan un importante factor de entrapamiento dentro del área de estudio, sumado al factor estratigráfico de entrapamiento asociado a cambios laterales de facies. Esto lleva a concluir que las trampas existentes son de tipo estructural-estratigráfico, donde el componente estratigrafico es el de mayor importancia, (Fiorillo, 1983). En las figuras 11 y 12 se observan cortes estructurales en el área Carabobo, donde se define que la estructura se levanta hacia el sur.



TOMADO DE EVALUACION EXPLORATORIA DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO, 1983. PDVSA

Figura 11. Corte Estructural del Área Carabobo (A)



TOMADO DE EVALUACION EXPLORATORIA DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO, 1983. PDVSA

Figura 12. Corte Estructural del Área Carabobo (B)

### **3.3 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL**

El área de Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco forma parte del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Esta es una Cuenca asimétrica con su eje mayor en dirección este-oeste, cuyo origen puede remontarse a la era Paleozoica y que en los períodos subsiguientes fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el Terciario hasta el presente.

La sección de interés en el área está representada por la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano, del Terciario Medio, la cual forma parte de la columna estratigráfica regional de la Cuenca Oriental de Venezuela, figura 13.

#### **3.3.1- BASAMENTO (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico)**

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

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).



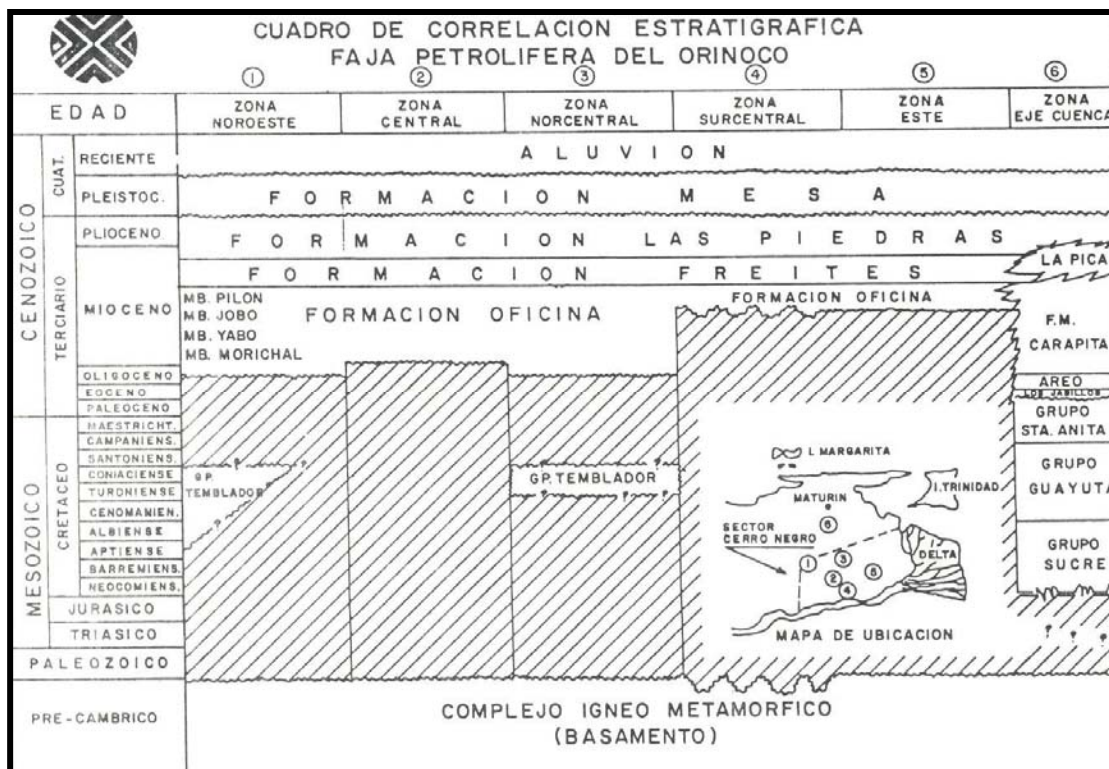


Figura 13. Columna Estratigráfica tipo del área, tomado de Fiorillo, 1983.

### 3.3.2- Formación Carrizal (Cámbrico)

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. Jam y Santos (1989) informaron de su posible extensión al sector Cerro Negro, de la faja, en el sur de Monagas.

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, feldespatos, 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).

### **3.3.3- 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).

#### **3.3.3.1 - Formación Canoa**

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), Vega y de Rojas (1987) describen y discuten brevemente la distribución de esta formación en las áreas de Machete y Zuata.

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, Spectralog).
- 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 sónicos.
- 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).

### **3.3.3.2 - Formación Tigre**

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.

#### **3.3.4- Formación Merecure (Terciario)**

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.

#### **3.3.5- Formación Oficina (Terciario)**

Es la más importante, desde el punto de vista productor en el área, se describe como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e

interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verdes y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glaucónicas y calizas delgadas con estructuras como en cono, (Fiorillo, 1983).

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 Pílon.

### **3.3.5.1- 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 fluvio-deltaico.

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 llegando 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).

### **3.3.5.2- 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).

### **3.3.5.3- 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).

#### **3.3.5.4- Miembro Informal Pílon**

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 granate-cloritoide, 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.

### **3.3.6- 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 Freitas 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).

### **3.3.7- 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. González de Juana (1946) la colocó en el Plioceno. 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).

### **3.3.8- 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 blanco-amarillentas, 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).

## CAPÍTULO IV

### 4.1 GEOLOGÍA LOCAL

#### 4.1.1 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 (figura 14), 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 2, la cual corresponde a un monoclinal, con buzamiento suave al norte, con fallas que buzan 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.

Se tienen algunas fallas normales de carácter regional, entre las principales una al sur del pozo MA176, otra atravesando el pozo CN154, CN161 y otra cercana a los pozos con nomenclatura PCN, ver anexos 15 al 18.

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.

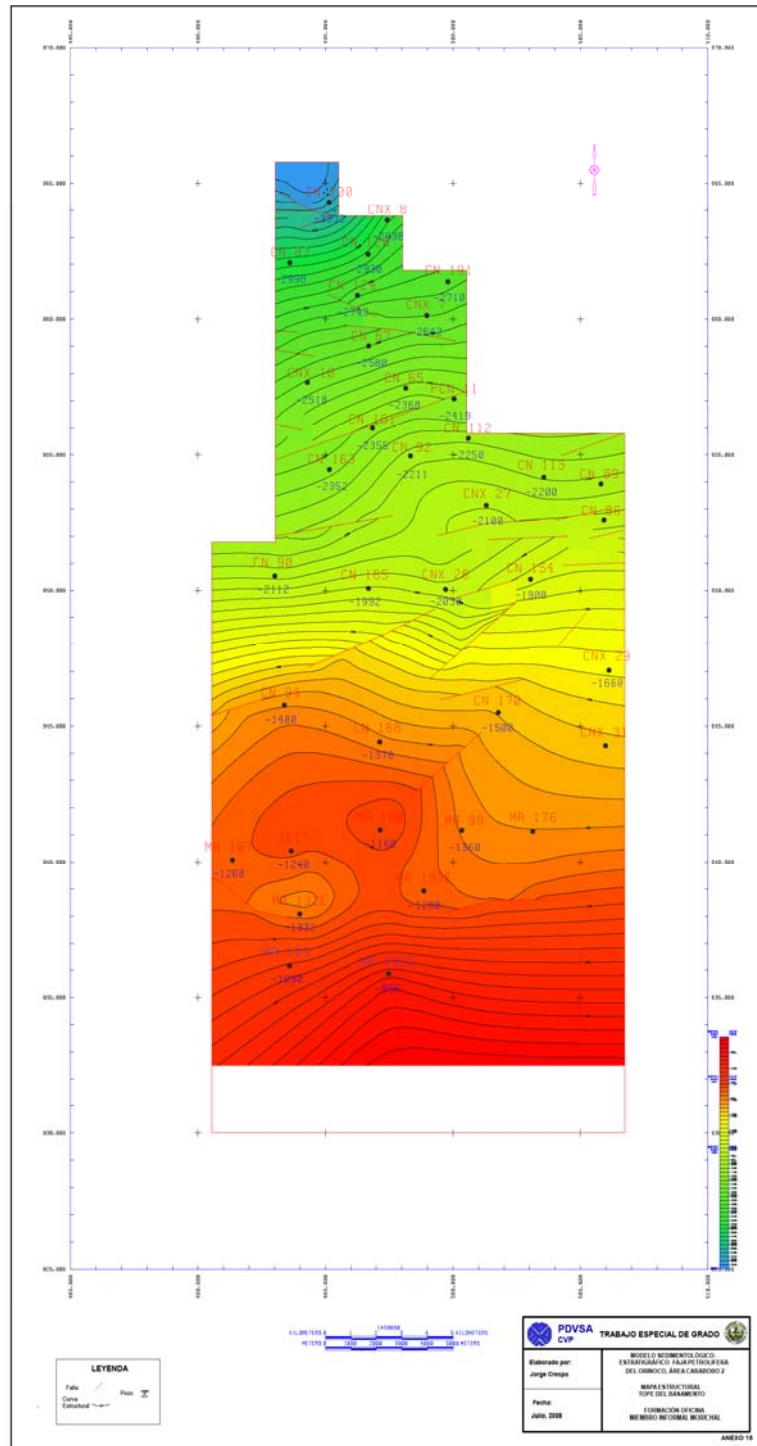


Figura 14. Mapa estructural del basamento, Bloque Carabobo 2

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 15, se muestra una línea de sección sísmica CN-79B-07, donde se observa la interpretación sísmica en el Bloque Carabobo 2, la inconformidad con el basamento y algunas deformaciones estructurales.

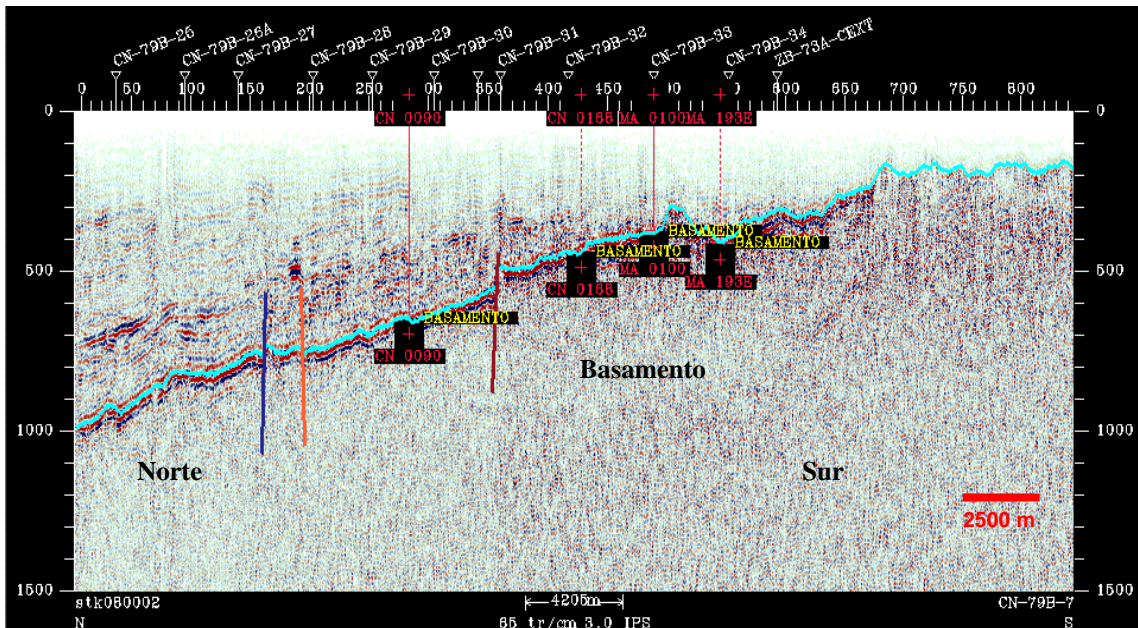


Figura 15. Línea sísmica CN-79B-07 mostrando la estructura del Bloque Carabobo 2

Las conclusiones o interpretaciones sobre la geología estructural del área, están basadas en la interpretación de datos sísmicos 2D, no migrados.

## **4.1.2 SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA LOCAL**

### **4.1.2.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS**

Walker (1992), define ambiente depositacional como el área geográfica y/o geomorfológico que posee un conjunto de condiciones físicas, químicas y ecológicas, bajo las cuales ocurre la depositación de un sedimento. El ambiente determina en gran parte, la naturaleza y propiedades del sedimento depositado.

#### **Miembro Informal Morichal**

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

Con el contexto de trabajos previos mencionados en este estudio, donde se sostiene interpretaciones macro ambientales enmarcados dentro de un complejo depositacional fluvio-deltaico para la Formación Oficina, se propone para este estudio del área de Carabobo 2, tomando en consideración la descripción del pozo con núcleo PCN11 del área, que la secuencia depositacionales del miembro informal Morichal se interpreta dentro de un ambiente depositacional deltaico, con procesos principalmente de dominio fluvial.

El sentido de sedimentación se supone orientado desde la principal fuente de aporte sedimentario que sería el Craton de Guayana hacia el sur, específicamente de sureste a noroeste. Para este estudio y por las observaciones realizadas mediante las correlaciones

estratigráficas y con la ayuda de las diagramas de los registros de los pozos, se considerara una dirección preferencial de los cuerpos que van en sentido SE-NO.

Esta dirección de sedimentación preferencial SE-NO, se corrobora en la sección estratigráfica SE-NO11, figura 16, Anexo 12, sin embargo, en zonas donde la densidad de pozos es menor y la distancia de estos pozos con respecto al del núcleo aumenta considerablemente, específicamente hacia el suroeste del campo, los cuerpos sedimentarios al parecer no siguen este mismo comportamiento, el cual es cambiante hacia la parte inferior del miembro informal Morichal, donde se presenta la secuencia arenosa un poco mas densa o se pierden las subunidades o yacimientos interpretados como Morichal inferior y medio.

Los procesos cambiantes propios a la dinámica de un delta, probablemente sean de considerar ante estas variaciones que se observan en el miembro informal Morichal, es de mucha relevancia la cercanía con el basamento con sus irregularidades con la secuencia, corroboradas por los patrones en la sísmica, donde también se observan las del acunamiento de los estratos contra este, por tanto, se podría esperar tales variaciones de sedimentación en los yacimiento o dentro de la Formación Oficina.

Pemberton (1992) refiere que los ambientes transicionales, de aguas salobres (ambientes marino-marginales, incluyendo las zonas intermareales y ambientes deltaicos), se caracterizan por significativas fluctuaciones en las condiciones ambientales, lo que resulta en condiciones desfavorables para numerosos organismos. La bioturbación para este tipo de ambientes esta caracterizada por: poca diversidad, bioturbación típicamente encontrada en ambientes marinos, estructuras construidas por organismos tropicales generalistas y comúnmente dominada por icnogéneros simples.

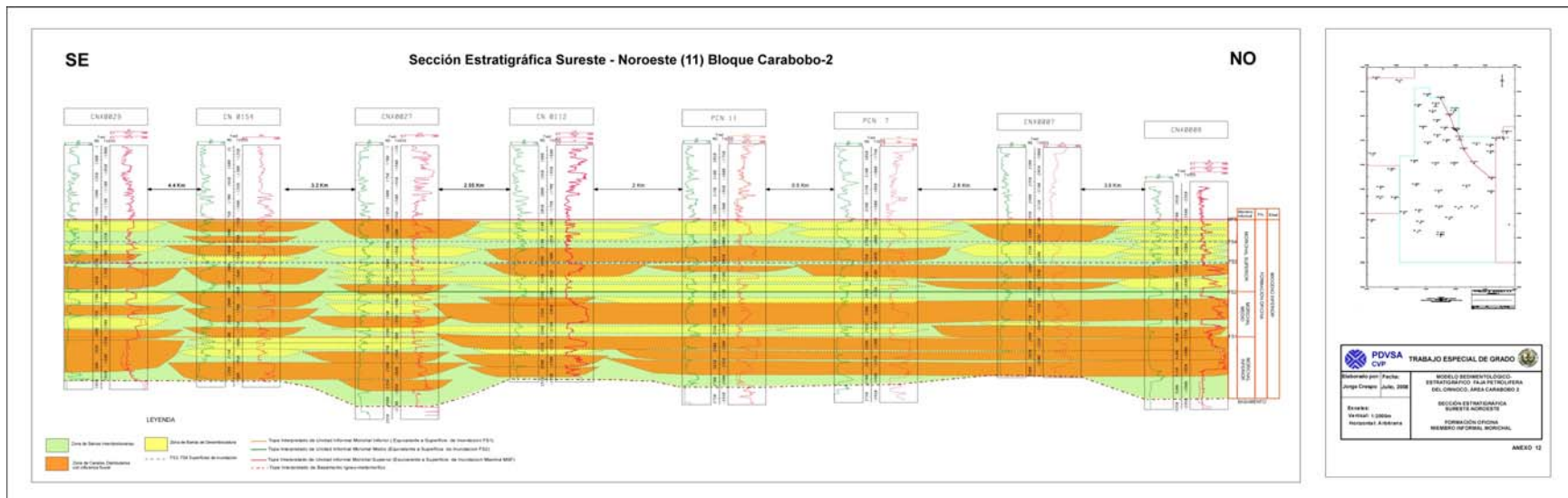


Figura 16. Sección Estratigráfica SE-NO11 mostrando la dirección de sedimentación.



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

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

- Deltas dominados fluvialmente: donde la tasa y volumen de sedimentos aportados exceden la capacidad de la cuenca para re TRABAJAR y modificar sustancialmente el margen activo del delta.
- Deltas dominados por olas: donde el sistema deltaico es dominado por olas y la mayoría de los sedimentos depositados en la boca de los distributarios es re TRABAJADO y redistribuidos a lo largo del frente deltaico por las corrientes costeras.
- Deltas dominados por mareas: los cuales a medida que el rango de la marea se incrementa, las corrientes de marea se intensifican, modificando la geometría de la desembocadura de los canales distributarios y redistribuyendo los sedimentos aportados, el acarreo de los sedimentos. Esto ocurre principalmente en dirección de la pendiente (perpendicular a la línea de costa), fuera de la boca del canal y sobre un extenso prodelta de aguas poco profundas construido por la mezcla rápida y la

decantación de sedimentos en suspensión. Las barras de desembocadura son retrabajadas como una serie de barras elongadas.

En el área Carabobo 2 se propone un tipo de ambiente de sistema deltaico con dominio fluvial, y para demostrarlo se encuentra el pozo con núcleo PCN11, ubicado a un extremo de la región, hacia el noreste del campo, el cual se describió y con ello se realizó la hoja sedimentológica del mismo ver anexo 1. Este núcleo conforma aproximadamente unos 850 pies de espesor vertical de roca, que de base a tope contempla los miembros informales: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon de la Formación Oficina.

Por su ubicación geográfica hacia un extremo norte en el campo y la distribución de los demás pozos del Bloque Carabobo 2, tal vez no sea el pozo con núcleo mas representativo de toda el área, sin embargo, no contando con mas información, se tomo como base para la interpretación ambiental del área.

Como parte complementaria se observaron otros núcleos del área vecina Bloques Carabobo 1 y OCN situado mas al noroeste, para el miembro informal Morichal, según núcleos de los pozos CNX1, CNX17 y CNX19 (figura 17) y de tales observaciones, se considero el mismo ambiente con variantes, por que mostraron evidencias de estructuras sedimentarias bidireccionales, que sugieren se pueda estar en presencia, de un ambiente deltaico con influencias de dominio de mareas.

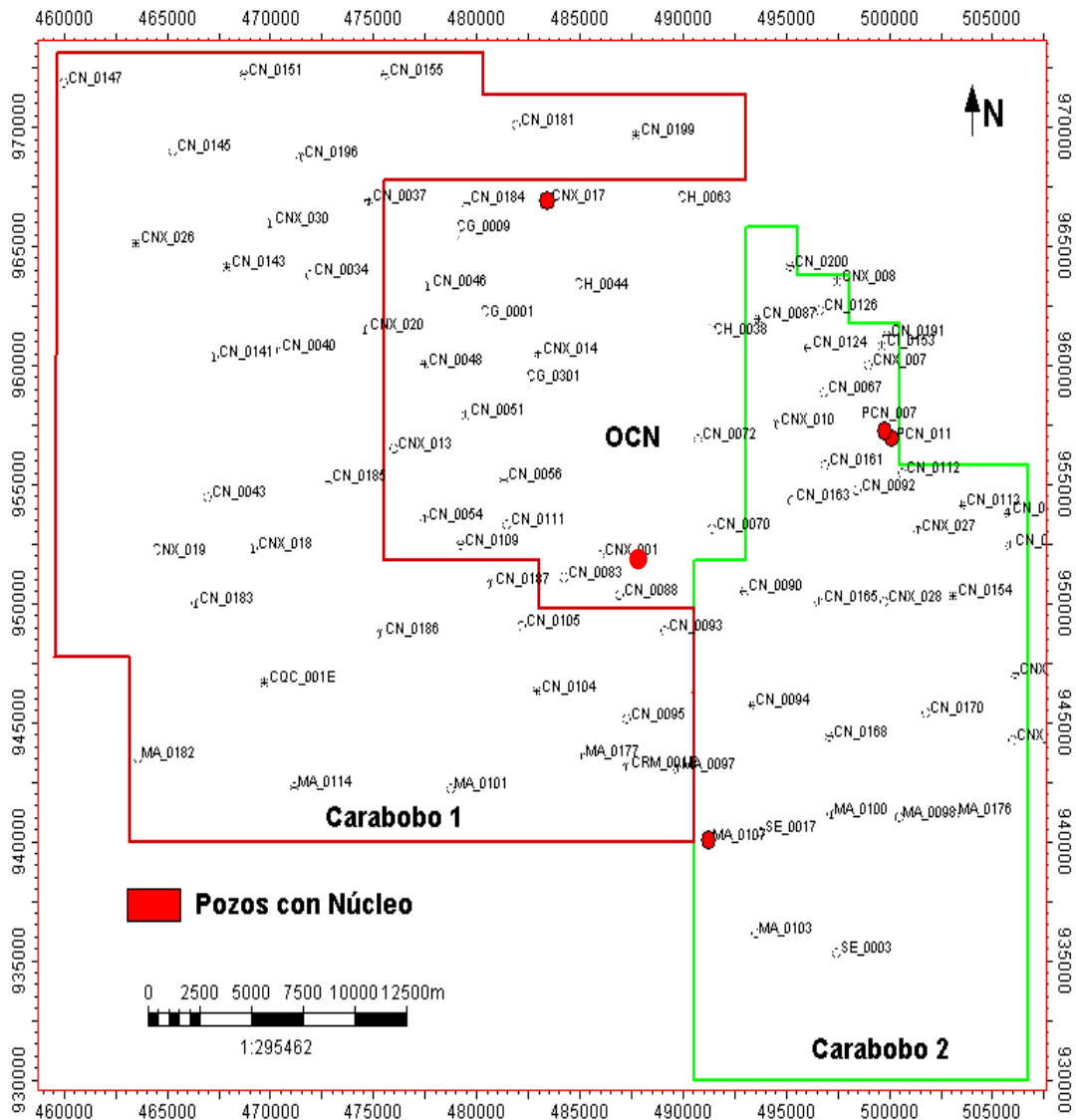


Figura 17. Ubicación de pozos con núcleo dentro del área de estudio.

Los núcleos del pozo PCN11, se encuentra en las instalaciones de la nucleoteca de Quiriquire estado Monagas, se observaron en muy mal estado físico de preservación, sin embargo, se realizó la descripción del mismo, haciendo la acotación que no se pudo realizar la descripción por facies sedimentarias descriptivas. Por esta razón y por la presencia intensa de impregnación de hidrocarburo en la roca, se dificultó distinguir la existencia de estructuras sedimentarias diagnósticas en las rocas, o el tipo de bioturbación presente, lo que constituye una desventaja para la definición de los procesos o

condiciones sedimentarios ocurridos. Para ello, se tomaron consideraciones especiales para interpretarlo junto a las diagrfias de los registros de perfiles del pozo, de acuerdo al comportamiento, según si eran secuencias granodecrecientes o granocrecientes hacia el tope.

Luego de la descripción del núcleo PCN11, se procedió a calibrarlo con los registros del pozo, se observo que según las cajas donde fueron colocados, no se almacenaron debidamente. No teniendo el núcleo un perfil de (core gamma), registro que se toma al núcleo luego de ser extraído para corregirlo, se trato de restituir las dimensiones de tales espesores en la hoja sedimentológica. Al observar debidamente el espesor en algunos intervalos, es probable que se describieran un espesor expandido (ejemplo para la litología arcillosa), y se reporte mucho más espesor del verdadero. También puede suponerse la no recuperación de rocas posiblemente areniscas, que generalmente tienden a perderse durante la extracción, lo que produce una modificación en el espesor verdadero. Al comparar el núcleo con el registro de gamma ray, esto se corrobora, es por ello que en la columna sedimentológica descrita se indica los desfases encontrados entre el registro del gamma ray del pozo y del núcleo (ver desfases en la tabla 3).

Tabla 3. Desfase del núcleo con respecto al registro

DESFASE NÚCLEO-REGISTRO			
Punto	Profundidad del Núcleo	Profundidad de Registro	Desfase
A	2670	2682.25	+12.25
B	2567.5	2570	+2.5
C	2436.75	2425.25	-11.5
D	2404.5	2411.5	+7
E	2419	2394.5	-5.5
F	2360	2350	-10
G	2343.75	2344.5	+0.75
H	2296.75	2301	+4.25
I	2275.25	2269	-6.25
J	2150	2149	-2
K	1816	1824.5	+8.5
L	1809.10	1800	-1.10

Con ayuda de la evaluación petrofísica efectuada al pozo CN87 perteneciente al área, ver figura 8, se observan como se homogenizan o distinguen las propiedades de las rocas entre el cruce de las curvas, las cuales delimitan las arenas yacimientos de Morichal inferior y medio, esto se tomo en consideración, para extrapolarlo al perfil del núcleo PCN11, desde donde se procedió a distinguir cada yacimiento.

#### a) Descripción del Yacimiento Morichal inferior

Desde la base del núcleo, se describe el yacimiento Morichal inferior con un espesor de 120 pies, verticalmente su expresión en núcleo, esta compuesta por tres “paquetes” de areniscas de grano fino, muy impregnadas, separadas por pequeños “cuellos” limosos bioturbados, culminando el evento con una lutita de color gris claro finamente laminadas y carbonosas hacia el tope, con raras biotubaciones sin diferenciar, esta ultima lutita es

limite del yacimiento suprayacente o Morichal medio, y que será tratada como la primer superficie de inundación o (flooding surface) FS1 por su extensión areal en el campo, considerándolo el primer pulso retrogradante del miembro informal Morichal. En la base de esta unidad, se presenta una lutita compacta gris oscuro, micacea, en contacto abrupto con la primera arenisca.

Este miembro se tratara como una sola unidad sedimentaria, pudiera interpretarse enmarcada dentro de un ambiente de complejo deltaico, específicamente de areniscas presentes en zonas de canales distributarios con dominio de influencia fluvial, y con bahías interdistributarias hacia el tope de cada espesor arenoso. Las raras bioturbaciones sin diferenciar, posiblemente sugieran la presencia de aguas salobres pero poco propicias para su establecimiento en las bahías interdistributarias. Las areniscas observadas de grano fino, los depósitos dístales de estos canales distributarios, que tal vez sugieran la descarga de sedimentos de forma masiva, con baja energía de transporte.

Comparando según los parámetros petrofísicos de este intervalo con la del pozo CN87, se puede considerar como una solo unidad de flujo, entonces se puede tratar como una unidad sedimentaria o un yacimiento. Observando los registros del pozo (gamma ray y de resistividad), se tienen curvas con secuencias granodecrecientes hacia el tope, estas asociadas a electrofacies del comportamiento de canales.

### **b) Descripción del Yacimiento Morichal medio**

El yacimiento Morichal medio subiendo en sección, se observa de menor espesor en núcleo con 113 pies, este se describe como una arenisca de grano muy fino, muy impregnada, hacia el tope con raras bioturbaciones, el contacto inferior es abrupto con una lutita con laminación paralela. Hacia el tope se tiene una lutita gris oscuro con laminación paralela, con moderada bioturbacion, que supone el límite con el siguiente yacimiento, Morichal superior, también la segunda FS2 interpretada como el siguiente ciclo sedimentario.

Esta unidad sedimentaria en el núcleo puede ser interpretada como una pequeña barra según diagráfia de los registros del perfiles del pozo (gamma ray), luego se comporta como un canal distributivo, considerando en su tope algo mas de bioturbacion sin diferenciar, donde posiblemente sean muchos mejores las condiciones de establecimientos de estas, con mayor migración de especies marinas, tal vez con influencia mixta de fluvial con mareas, aunque de estas ultimas no se obtengan evidencias en los núcleos.

Según datos de parámetros petrofísicos presenta mas arcillosidad que la unidad inferior pero puede considerarse una sola unidad de flujo, luego también como una unidad sedimentaria. Como electrofacies se presenta hacia la base un pequeño intervalo granocreciente en contacto con uno mayor granodecreciente, lo que puede ser interpretado como un canal sobre impuesto a barras de desembocadura de frente deltaico.

### **c) Descripción del Yacimiento Morichal superior**

Se presenta con un espesor de 227 pies en núcleo, su expresión es mucho mas heterogénea en contraste con los dos yacimientos inferiores, y a su vez, se pueden identificar tres unidades sedimentarias que pueden ser separadas entre si, porque poseen sellos lutíticos de extensión en todo el campo, lo que supone las superficies de inundación FS3, FS4 y hacia el tope la MFS (Maximun flouding surface) o máxima superficie de inundación marina limite del miembro informal Yabo, considerado la MFS de toda una secuencia transgresiva.

**Unidad sedimentaria 1:** en su primera unidad de base a tope, la expresión son tres pequeñas areniscas de grano fino, impregnadas, (ver figura 18) separadas por lutitas carbonosas bioturbadas. Se infieren para estas y también por el perfil de pozos una electrofacies de tres secuencias granodecrecientes hacia el tope, asociado a depósitos de barras, específicamente de barras de desembocadura presentes en el frente deltaico.



Figura 18. Areniscas de grano fino, impregnada

**Unidad sedimentaria 2:** la segunda unidad subiendo en sección, no se tiene expresión en núcleo ya que no se recupero muestra de roca, se tienen lutitas supra e infrayacentes de color gris oscuro bioturbadas y carbonosas, en la base un pequeño intervalo de arenisca. Su registro o perfil de pozos muestra, una secuencia granodecreciente hacia el tope, que se interpreta o supone, represente posiblemente un canal distributivo con su terminación en una bahía interdistributaria hacia el tope.

**Unidad sedimentaria 3:** en la ultima unidad se tiene una arenisca de grano medio a fino bien impregnada, separada por lutitas suprayacente de color gris oscuro a verdoso, carbonosa bioturbada, (figura 19) e infrayacentes de color gris oscuro carbonosa y bioturbada. Tal vez represente en el núcleo y por su interpretación, con el perfil de registro de pozo granocreciente, una espesa barra de desembocadura o varias de estas apiladas, del frente deltaico.



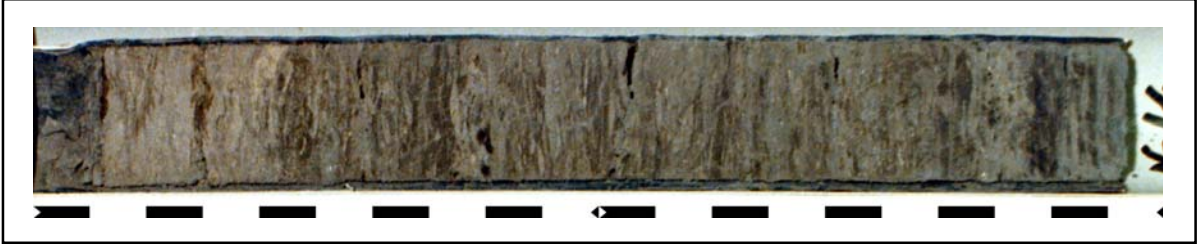


Figura 19 Lutitas gris a verdosa, fosilífera.

#### **d) Descripción del Miembro informal Yabo**

Este Miembro se reconoce como una lutita gris oscura a verdosa, con bioturbación sin diferenciar y carbonosa de espesor en núcleo 30 pies. A una profundidad de 2230 pies en el núcleo se presenta en el perfil de pozos con máximo valor de gamma ray y bajo en resistividad, esta se considerara la roca sello del yacimiento Morichal y se propone la MFS en este estudio. También se menciona en trabajos previos como una lutita de inundación marina con características de MFS, por ser extensa en áreas vecinas, contener fósil guía y ser de menor jerarquía a las lutitas presentes en la Formación Freites.

#### **e) Descripción de los Miembros informales Jobo y Pílon**

Subiendo en sección se encuentran en posición estratigráfica los miembros Jobo y Pílon. La roca de estos miembros informales se encuentra en condiciones más desfavorables de preservación que en el miembro informal Morichal, ya que se observa menos compacta.

En este estudio no se van a detallar los miembros Jobo y Pílon, como el miembro informal Morichal, ya que no forma parte del objetivo de este estudio, sin embargo, por estar contenidos en el núcleo del área se describieron y se interpretaron ambientalmente.

El miembro Jobo se presenta en núcleo con un espesor de 255 pies, mientras Pílon con 140 pies, su expresión sedimentológica en general son secuencias de areniscas de grano fino y limos o lutitas laminadas con bioturbación sin diferenciar de rara a abundante.

Las areniscas, igualmente que en el miembro informal Morichal, están sumamente impregnadas, aunque en menor grado, lo cual dificulta la observación de las estructuras sedimentarias, pero la característica fundamental que distingue estos núcleos, es un mayor porcentaje en la cantidad de bioturbación sin diferenciar que dominan los depósitos. Esta mayor proporción en la bioturbación sugieren que es posible se tengan procesos más de mareas que propicien la invasión en estas zonas de la bioturbación, e indiquen condiciones más salobres.

De acuerdo a las diagramas de los registros del pozo, se interpretan secuencias granodecrecientes que se asocian a canales y secuencia granocrecientes asociadas a barras, sin embargo, no se tienen más elementos relevantes para dar mayor información acerca del ambiente de sedimentación y los procesos asociados a los mismos.

Se interpreta para estos miembros siguiendo con el mismo ambiente de sedimentación del miembro informal Morichal, depósitos de un ambiente deltaicos, pero con procesos o influencias de dominio mixto, una mezcla entre procesos fluviales y de mareas, donde se observan la presencia de depósitos de canales distributarios, bahías interdistributarias y barras de desembocadura.

#### **4.1.2.2 ESTRATIGRAFIA LOCAL**

Como ya se menciona en estudios anteriores, el miembro informal Yabo para el área de Carabobo 2, no representa un yacimiento, este se comporta como un sello lutítico de poco espesor, y con el más alto valor en lectura del registro de gamma ray y bajos valores en los de resistividad, lo que es fácil distinguir en todos los pozos del área Carabobo 2.

Se tiene establecido que el miembro informal Morichal de la Formación Oficina, se subdivide en tres yacimientos, que de base a tope son: Morichal inferior, Morichal medio y Morichal superior, la superficie Yabo, entonces será considerada como limite superior del miembro informal Morichal, o equivalente al tope del miembro informal Morichal superior.

A su vez, de las observaciones en los pozos, Yabo se observa continuo en todo el campo y tiene características de un máximo transgresivo, por lo que en este estudio se toma o considerara la superficie de inundación marina máxima o siglas MSF de (Máximo Flooding Surface).

Yabo se tomara también como *datum* estratigráfico, destinado hacer guía para reestructurar internamente el miembro informal Morichal y para realizar las secciones o correlaciones estratigráficas.

A partir del registro del núcleo PCN11, donde se ubico la superficie Yabo, se observan varias superficies de inundación menores infrayacentes a ella, estas se identificaron como superficies menores de inundación, con las siglas FS del termino (Flooding Surface) en ingles, que de base a tope se identificaran como FS1, FS2, FS3, FS4.

Aunque el yacimiento Morichal superior se establezca como una zona uniforme en el campo Carabobo 2, se determino en el núcleo que se podría separar en tres unidades, por lo que tales unidades se trataran en este estudio como unidades de flujos diferentes, ya que las separan lutitas que se pueden seguir en toda el área, (FS3, FS4) aunque internamente puedan variar por razones de cambios de facies ambientales o por lo que se supone progradaciones y retrogradaciones propias de la dinámica de un delta, estos depósitos culminan en un máximo transgresivo en la superficie MFS Yabo.

Se identifican entonces los tres yacimientos en el miembro informal Morichal, y se establece la distribución de la configuración interna del yacimiento, expresado como se ubica en la siguiente tabla 4 y figura 20.

Tabla 4. Superficies de inundación y distribución de la configuración interna del yacimiento

SUPERFICIES DE INUNDACION Interpretadas	YACIMIENTOS Pertenecientes a la Formación Oficina	AMBIENTE DE SEDIMENTACION INTERPRETADOS EN EL POZO PNC11
MFS - Yabo	----- Unidad 3 del Yacimiento Morchal superior	Unidad de barras apiladas o no de desembocadura, y lutitas de frente deltaico, y canales distributarios con influencia fluvial
FS 4	----- Unidad 2 del Yacimiento Morchal superior	Unidad de canales distributarios con influencia fluvial , bahías interdistributarias y barras de desembocadura
FS 3	----- Unidad 1 del Yacimiento Morchal superior	Unidad de barras y lutitas de frente deltaico
FS 2	----- Unidad o Yacimiento Morchal medio	Unidad de canales distributarios con influencia fluvial y bahías interdistributarias
FS 1	----- Unidad o Yacimiento Morchal inferior	Unidad de canales distributarios con influencia fluvial apilados o no, y bahías interdistributarias

A pesar de que el miembro informal Morichal en la región de Carabobo 2 se ubica como una secuencia limitada por altos estructurales y también confinada por el basamento ígneo metamórfico hacia el suroeste, se pueden seguir las unidades propuestas mediante las correlaciones por las superficies de inundación, colocando el datum estratigráfico en Yabo, estas unidades respetan cierto espesor mas o menos constante entre cada SF interpretado.

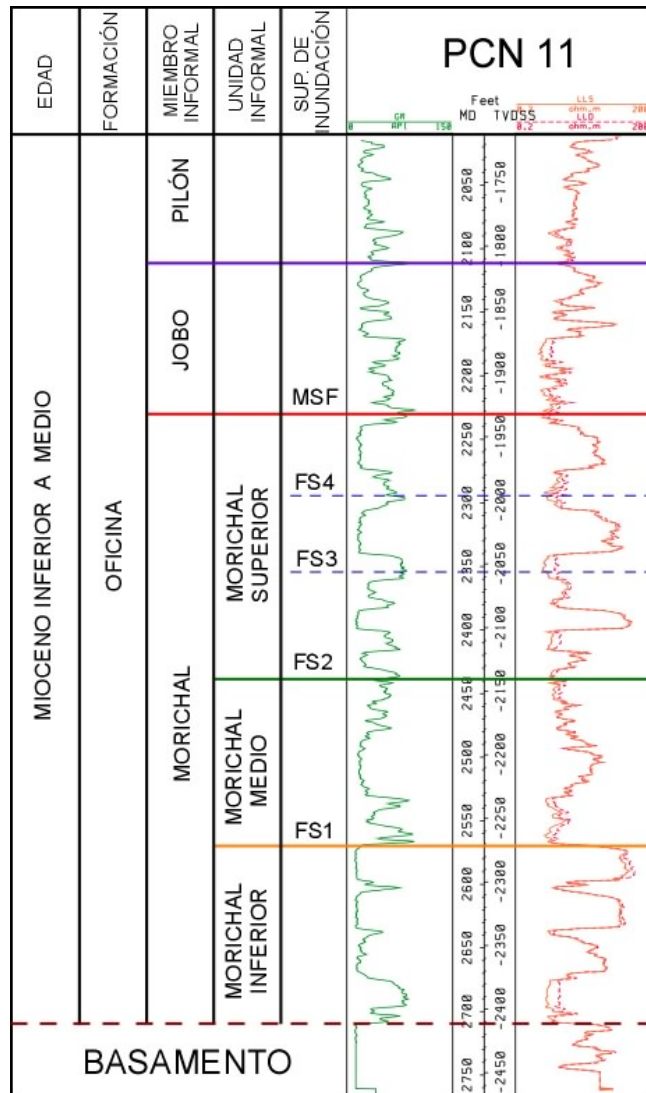


Figura 20 Sección Estratigráfica tipo en el Bloque Carabobo 2

Por otro lado, las fallas que se interpretan en el campo de tipo normal, aparentemente no deforman la secuencia estratigráfica notoriamente, ya que se interpretan de poca extensión, y son pocos los pozos que puedan estar afectados por estas, por lo cual no representa como se menciona de considerar en cuanto a cambios en su espesor.

De acuerdo a la extrapolación de las interpretaciones realizadas en núcleo se tienen mediante las correlaciones estratigráficas en sentido en sentido SO-NE y SE-NO los siguientes comportamientos por unidades, la unidad o del yacimiento Morichal inferior,

esta caracterizada por una unidad de canales distributarios con influencia de dominio fluvial, estos pueden estar apilados hacia la parte sureste del campo o subdivididos en tres canales con sus bahías interdistributarias en secuencia vertical hacia el noreste. Hacia el suroeste esta unidad no aparece, se tiene en contacto discordante con el basamento con la unidad del yacimiento de Morichal medio.

La unidad del yacimiento Morichal medio está caracterizada por canales distributarios con influencia fluvial y bahías interdistributarias, según la región, estos canales pueden presentarse o seguir como una secuencia uniforme u homogénea, también pueden transformarse en dos canales uno más activo que el otro, en otras partes mostrarse como una secuencia de electrofacies mas aserradas. Considerando la distribución areal, al igual que la unidad anterior puede estar en contacto discordante con el basamento hacia el sur del área.

La unidad 1 del yacimiento Morichal superior esta caracterizada por una unidad de barras de desembocadura y lutitas de frente deltaico.

La unidad 2 del yacimiento Morichal superior se distingue como una unidad de canales distributarios bahías interdistributarias y con variaciones en partes por barras de desembocadura.

La unidad 3 del yacimiento Morichal superior se caracteriza por una unidad de barras, que pueden apilarse o pasar a canales distributarios según la región.

Partiendo de la identificación y caracterización sedimentaria en núcleos del Pozo PCN11, y extrapolando la información a los 47 pozos presentes en Carabobo 2, se procedió a seleccionar cinco secciones estratigráficas en sentido SO-NE y cinco en sentido SE-NO, este ultimo propuesto como la dirección del sentido de sedimentación de Carabobo 2.

De las correlaciones estratigráficas se obtuvo el siguiente resultado:

1. De las series de secciones estratigráficas con orientación SE-NO que en anexos se reportan como 2, 3, 4, 5, 6, 12 y 13, y se suponen van en sentido de la sedimentación, se observa la distribución de los cuerpos sedimentarios de forma continua y las variaciones por unidades interpretadas apreciándose las interdigitaciones entre lo que se interpreto como canales distributarios y bahías interdistributarias del plano deltaico, con las barras de desembocadura y lutitas del frente deltaico. Cada yacimiento o unidad particularmente separada por las superficies de inundación propuestas que se observan en todo el campo, progradan y retrogradan hasta alcanzar el máximo transgresivo en el limite superior del yacimiento Morichal equivalente a la superficie de inundación máxima del miembro informal Yabo. En particular se puede observar esta distribución o geometría de cuerpos en la sección estratigráfica SE-NO11, figura 16, anexo 12, que contiene al núcleo, donde se visualiza la configuración interna del yacimiento en esta dirección.
  
2. De las series de secciones estratigráficas con orientación SO-NE que en anexos se reportan como 7, 8, 9, 10, 11 y 14, se suponen interpretadas en sentido casi perpendicular al de la sedimentación propuesto, se observan cuerpos sedimentarios como se esperarían ver mas unitarios, conformados por los canales distributarios y bahías interdistributarias del plano deltaico bajo, y con las barras de desembocadura y lutitas del frente deltaico, hacia los tope de cada superficie de inundación. Para mostrar la configuración se tomo la sección SO-NE13, figura 21, anexo 14, la cual contiene también al pozo con núcleo descrito.

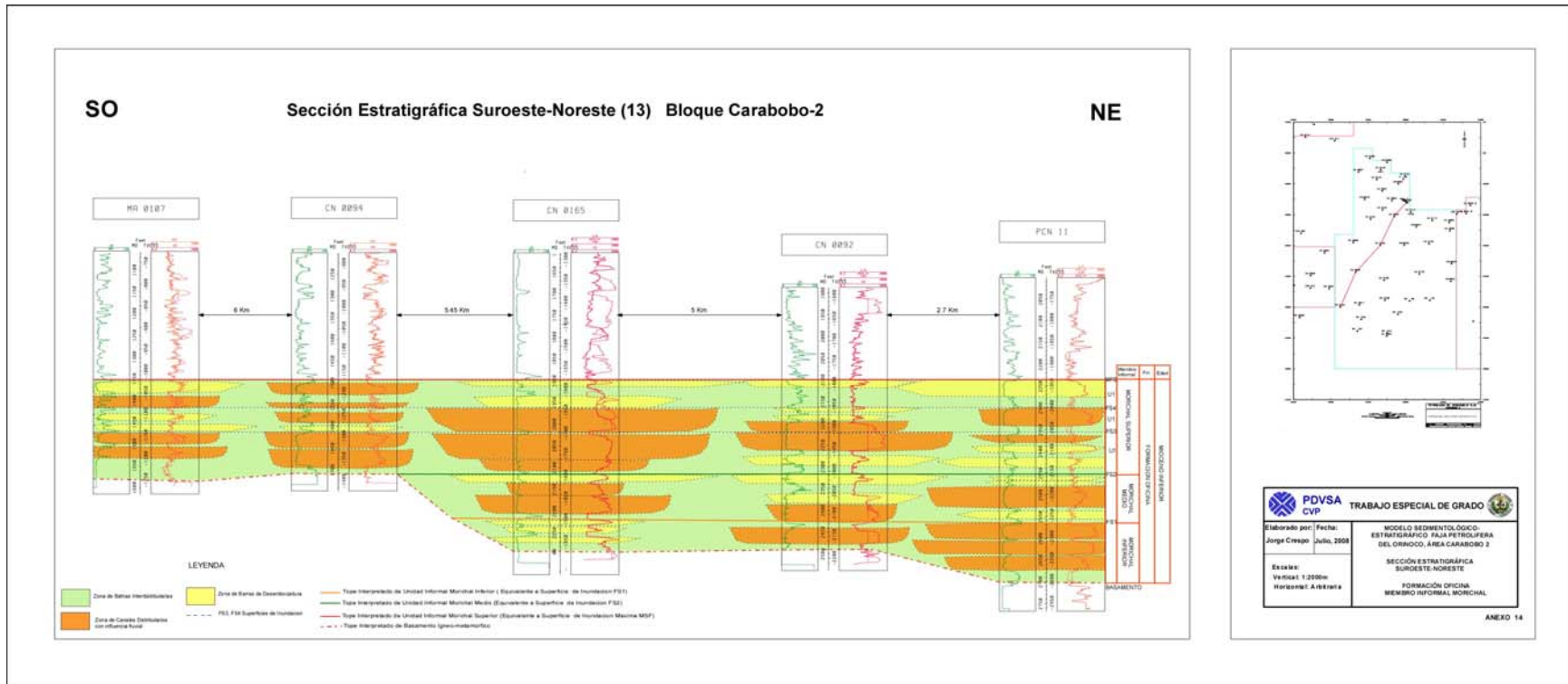


Figura 21. Sección Estratigráfica SO-NE13, mostrando la distribución de los cuerpos sedimentarios.



Considerando la distribución y densidad de los pozos hacia el noreste del campo, se esperaría apreciar la mejor distribución dentro de la correlación de estos cuerpos sedimentarios, ya que hacia las partes sur del área, los pozos se encuentran mas distanciados entre si, y su comportamiento según las correlaciones muestran menores espesores del miembro informal Morichal, perdiéndose algunas secuencias o yacimientos por no depositación o tal vez, por las irregularidades del basamento en discordancia con la roca. Esto se vera mejor reflejado cuando se observen la representación paleogeograficas de ciertos topes elegidos para su realización.

## **4.2 MAPAS PALEOGEOGRÁFICOS**

Luego de realizar las correlaciones mediante las secciones estratigráficas, se procedió a realizar los mapas paleogeograficos eligiéndose los topes del yacimiento Morichal inferior, medio y superior, con ello se podría representar la distribución paleogeografica de los diferentes tiempos de depositación.

Dentro de los mapas estratigráficos un mapa paleogeografico es aquel donde se representa la geografía física reconstruida para un tiempo concreto de la historia, mostrando los medios sedimentarios, Vera 1994.

La figura 22 muestra el mapa paleogeografico del tope del yacimiento Morichal inferior, en este se puede observar como se distribuyen las zonas interpretada de canales distributarios y bahías interdistributarias sin diferenciar, en contacto discordante con el basamento ígneo-metamórfico, anexo 22. Se aprecia el mayor desarrollo de los canales hacia los pozos CN87 y CNX10, los cuales tienen una orientación preferencial hacia el noroeste. Hacia el sur disminuye el desarrollo de los canales ya que hacia esta zona, para este nivel estratigráfico, se encuentra la paleotopografía del basamento.

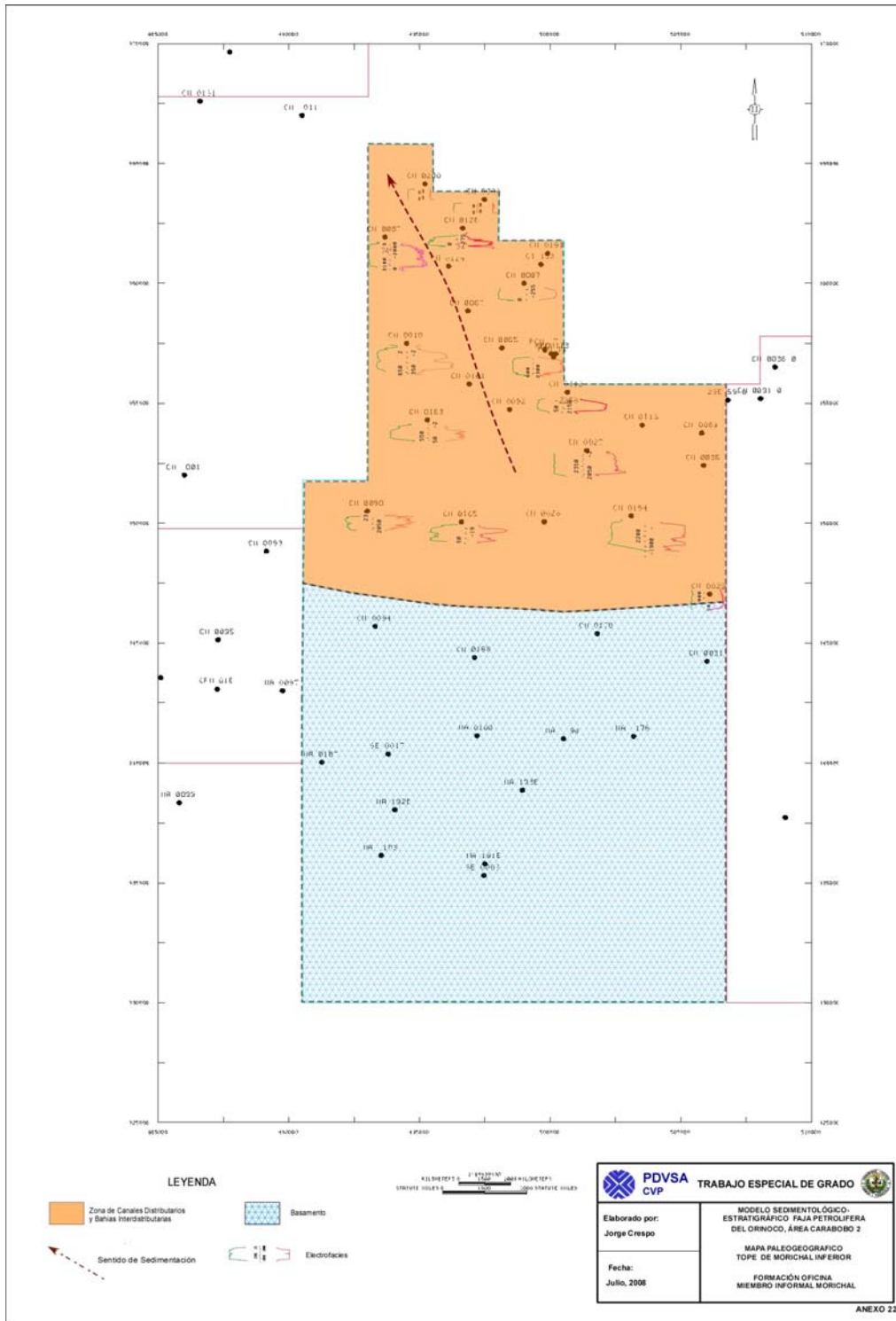


Figura 22 Mapa paleogeográfico del tope de Morichal inferior.

La figura 23 muestra el mapa paleogeográfico del tope del yacimiento Morichal medio, en el se observan las zonas de canales distributarios y bahías interdistributarias sin diferenciar, en discordancia con el basamento, y a diferencia del mapa anterior se observa la retrogradación de las facies hacia el sur, cubriendo mayor parte del basamento, anexo 23.

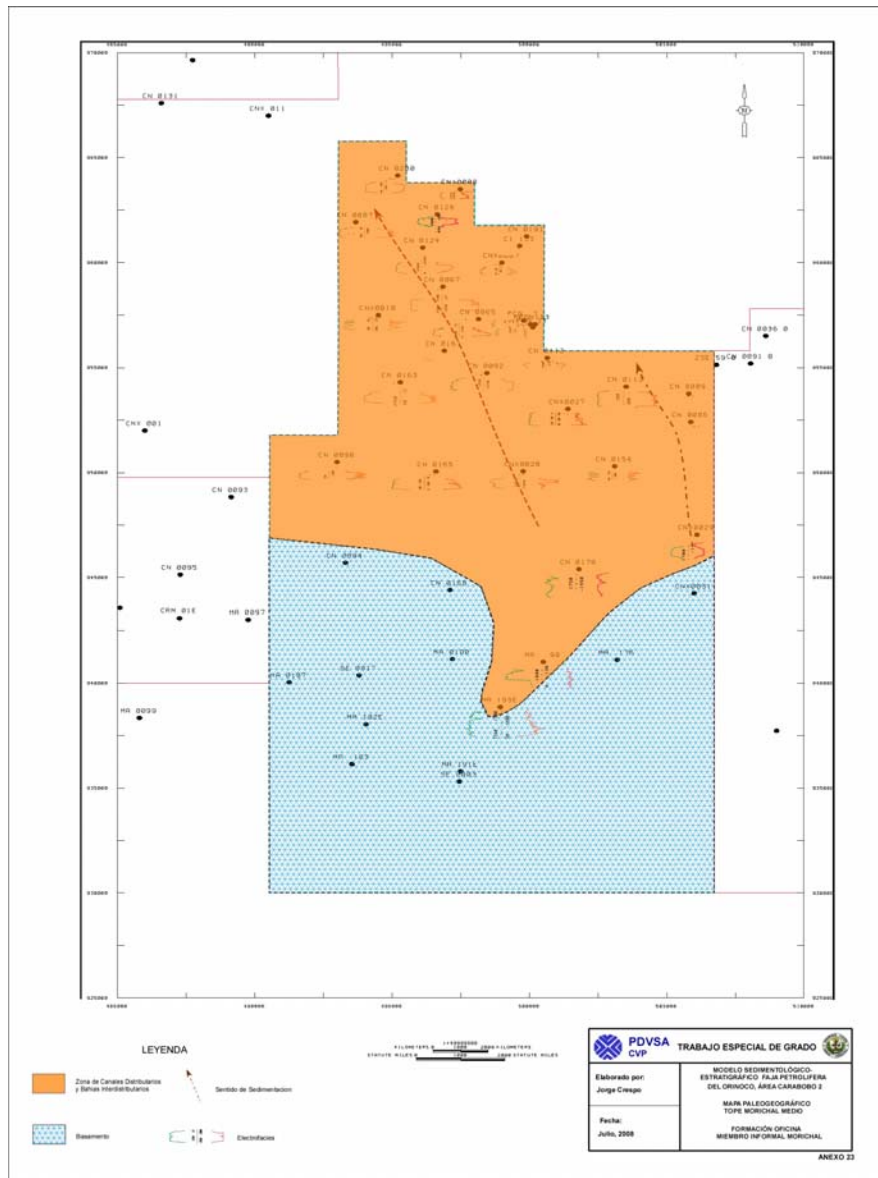


Figura 23 Mapa paleogeográfico del tope de Morichal medio.

La figura 24 muestra el mapa paleogeografico del tope del yacimiento Morichal superior, en el se observan las zonas de canales distributarios y bahías interdistributarias sin diferenciar, en contacto discordante con el basamento, también la zona de barras de desembocadura del frente deltaico y lutitas de frente deltaico sin diferenciar. A diferencia del mapa anterior se muestra otro proceso de retrogradación pero develando aun mas las partes características del ambiente deltaico plano deltaico y frente deltaico, anexo 24.

La unidad Morichal superior se encuentra la zona más prospectiva y de mayor espesor, donde se observa una mayor heterogeneidad en cuanto a la distribución y características de las facies en el Bloque Carabobo 2.

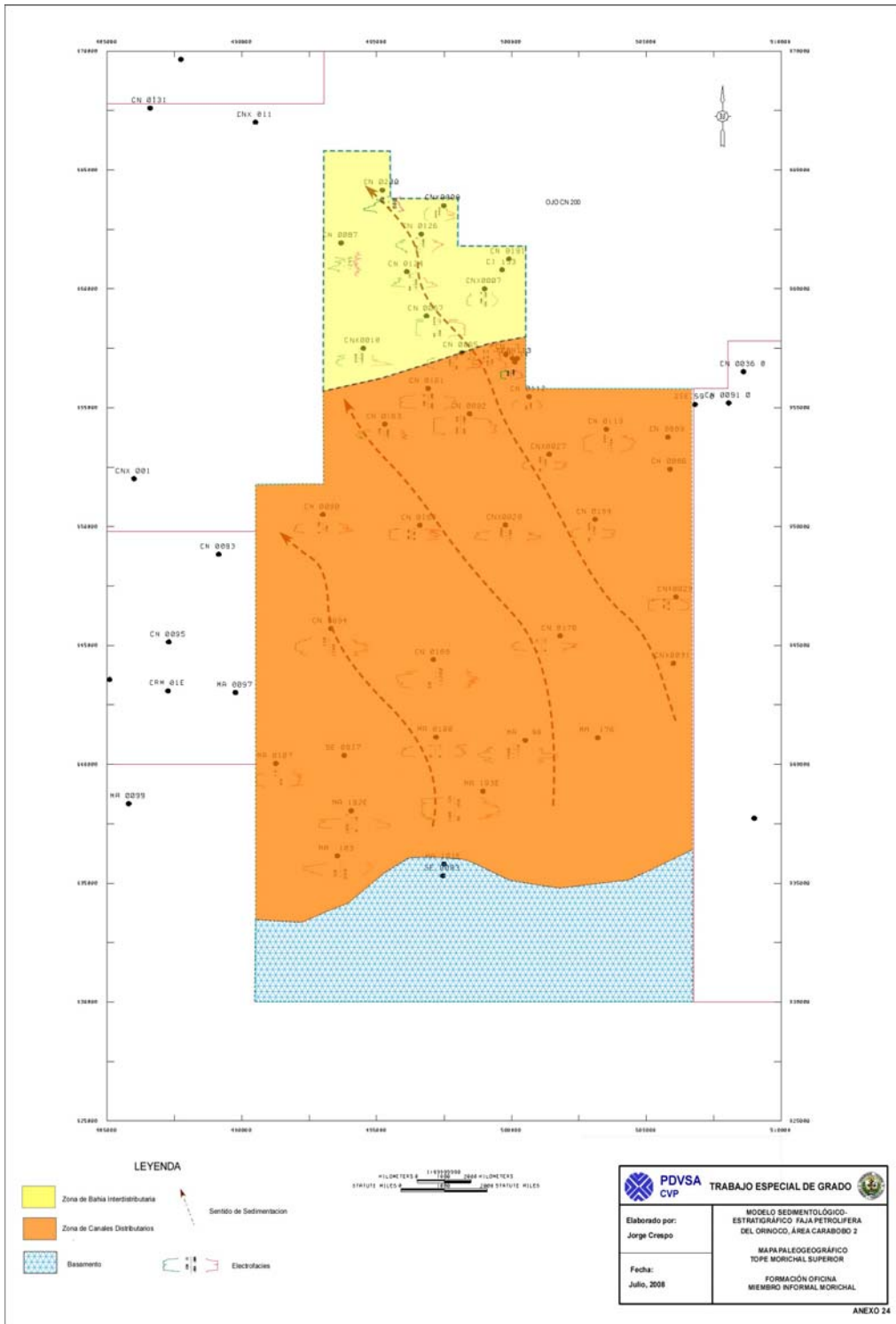


Figura 24 Mapa paleogeográfico del tope de Morichal superior

### **4.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS ARENAS YACIMIENTOS DENTRO DEL MIEMBRO INFORMAL MORICHAL**

Además de los mapas paleogeográficos de las unidades antes descritas se construyeron los mapas estructurales e isopacos para de esta manera caracterizar los yacimientos presentes en estas unidades, anexos 16 al 21. Los límites de sedimentación de cada unidad son mostrados de acuerdo a la información de la correlación de pozos y a la interpretación sísmica. En la tabla 5, se muestra los topes y el espesor de arena total, de acuerdo a estos resultados se construyeron los mapas isopacos para el miembro informal Morichal, unidad Morichal superior, unidad Morichal medio y unidad Morichal inferior.

Los mapas isopacos son mapas en los que se expresan las variaciones de espesor de una unidad estratigráfica. En este caso se representan las variaciones de espesor de una unidad litoestratigráfica, a través de líneas de isopacos. Así obtenemos distintas zonas donde se localizan los depocentros, por el mayor sedimento acumulado. Estos mapas se emplean en análisis de cuencas, ya que con el estudio de varias “capas” sucesivas observaremos como migro la cuenca, y tienen interés económico. Las líneas de valores cero indican el fin de la unidad litoestratigráfica, y nos marcan su extensión. Estas líneas son debidas, bien a la terminación de esa unidad, bien a que fue erosionada la unidad, o bien a la modificación tectónica por procesos actuales, que nos marcan hasta donde llegan en la actualidad pero no tienen porque dar hasta donde llegaban antes, Vera 1994.

#### **4.3.1 Unidad Morichal inferior**

La unidad Morichal inferior es predominantemente arenosa, suprayacente y en contacto discordante con el basamento, con espesores que varían de 0 a 200 pies, adelgazando al sur contra el basamento, figura 25. Está representada por arenas fluviales las cuales generan por apilamiento de los canales una morfología de la curva GR tipo cilíndrico, ver anexo 19.

De acuerdo a las propiedades petrofísicas, esta unidad es medianamente prospectiva, presentando valores promedios de porosidad de 30% y 4200 mD de permeabilidad. En esta unidad se observa los mejores espesores hacia el noroeste, pozos CNX10 y CN87.

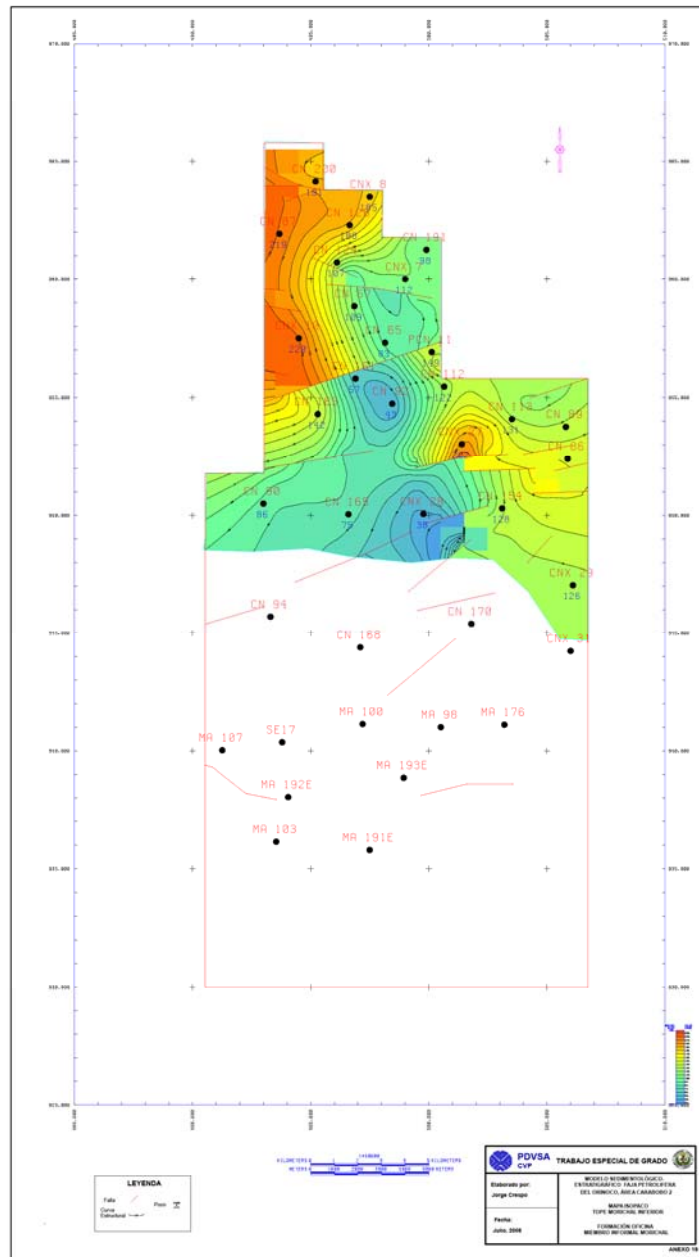


Figura 25 Mapa isópaco del tope de Morichal inferior

Tabla 5. Topes y espesor de arena en los pozos del Bloque Carabobo 2

Pozo	Tope	Tope TVDSS	Base TVDSS	Espesor Total
CN-112	MOR_SUP	-1778	-1997	219
CN-112	MOR_MED	-1997	-2128	131
CN-112	MOR_INF	-2128	-2250	122
CN-113	MOR_SUP	-1721	-1942	221
CN-113	MOR_MED	-1942	-2069	127
CN-113	MOR_INF	-2069	-2200	131
CN-124	MOR_SUP	-2269	-2518	249
CN-124	MOR_MED	-2518	-2636	118
CN-124	MOR_INF	-2636	-2743	107
CN-126	MOR_SUP	-2372	-2609	237
CN-126	MOR_MED	-2609	-2742	133
CN-126	MOR_INF	-2742	-2930	188
CN-154	MOR_SUP	-1440	-1649	209
CN-154	MOR_MED	-1649	-1780	131
CN-154	MOR_INF	-1780	-1908	128
CN-161	MOR_SUP	-1988	-2178	190
CN-161	MOR_MED	-2178	-2298	120
CN-161	MOR_INF	-2298	-2355	57
CN-163	MOR_SUP	-1878	-2091	213
CN-163	MOR_MED	-2091	-2210	119
CN-163	MOR_INF	-2210	-2352	142
CN-165	MOR_SUP	-1570	-1790	220
CN-165	MOR_MED	-1790	-1917	127
CN-165	MOR_INF	-1917	-1992	75
CN-168	MOR_SUP	-1170	-1378	208
CN-170	MOR_SUP	-1241	-1455	214
CN-170	MOR_MED	-1455	-1500	45
CN-191	MOR_SUP	-2230	-2488	258
CN-191	MOR_MED	-2488	-2612	124
CN-191	MOR_INF	-2612	-2710	98
CN-200	MOR_SUP	-2781	-3007	226
CN-200	MOR_MED	-3007	-3141	134
CN-200	MOR_INF	-3141	-3332	191
CN-65	MOR_SUP	-1948	-2172	224
CN-65	MOR_MED	-2172	-2285	113
CN-65	MOR_INF	-2285	-2368	83
CN-67	MOR_SUP	-2141	-2368	227
CN-67	MOR_MED	-2368	-2471	103
CN-67	MOR_INF	-2471	-2580	109
CN-87	MOR_SUP	-2446	-2663	217
CN-87	MOR_MED	-2663	-2779	116
CN-87	MOR_INF	-2779	-2998	219



Tabla 5. (Continuación) Topes y espesor de arena en los pozos del Bloque Carabobo 2

Pozo	Tope	Tope TVDSS	Base TVDSS	Espesor Total
CN-90	MOR_SUP	-1702	-1929	227
CN-90	MOR_MED	-1929	-2026	97
CN-90	MOR_INF	-2026	-2112	86
CN-92	MOR_SUP	-1829	-2052	223
CN-92	MOR_MED	-2052	-2168	116
CN-92	MOR_INF	-2168	-2211	43
CN-94	MOR_SUP	-1174	-1400	226
CNX-10	MOR_SUP	-1969	-2182	213
CNX-10	MOR_MED	-2182	-2298	116
CNX-10	MOR_INF	-2298	-2518	220
CNX-27	MOR_SUP	-1558	-1765	207
CNX-27	MOR_MED	-1765	-1898	133
CNX-27	MOR_INF	-1898	-2100	202
CNX-28	MOR_SUP	-1662	-1888	226
CNX-28	MOR_MED	-1888	-1992	104
CNX-28	MOR_INF	-1992	-2030	38
CNX-29	MOR_SUP	-1194	-1401	207
CNX-29	MOR_MED	-1401	-1534	133
CNX-29	MOR_INF	-1534	-1660	126
CNX-7	MOR_SUP	-2190	-2400	210
CNX-7	MOR_MED	-2400	-2530	130
CNX-7	MOR_INF	-2530	-2642	112
CNX-8	MOR_SUP	-2414	-2622	208
CNX-8	MOR_MED	-2622	-2753	131
CNX-8	MOR_INF	-2753	-2938	185
MA-100	MOR_SUP	-972	-1160	188
MA-103	MOR_SUP	-950	-1090	140
MA-107	MOR_SUP	-1020	-1268	248
MA-191E	MOR_SUP	-790	-856	66
MA-192E	MOR_SUP	-986	-1332	346
MA-193E	MOR_SUP	-930	-1140	210
MA-193E	MOR_MED	-1140	-1280	140
MA-98	MOR_SUP	-1078	-1302	224
MA-98	MOR_MED	-1302	-1360	58
PCN-11	MOR_SUP	-2270	-2419	149
PCN-11	MOR_SUP	-2270	-2419	149
SE-17	MOR_SUP	-1008	-1240	232

### **4.3.2 Unidad Morichal medio**

La unidad Morichal medio, en contacto transicional con Morichal inferior, es de carácter mixto, predominando las arenas con un espesor que varía de 0 a 130 pies, adelgazando al sur contra el basamento.

Los mayores espesores de arena se ubican en la zona centro-norte del bloque. (Pozos CN112 y PCN11) y hacia la zona oeste, pozos CNX27, CN113. Los menores espesores están localizados en la parte sur (pozo CN170).

Hacia la parte suroeste del campo se observa un acuñaamiento de los espesores, ya que los pozos ubicados en esta área (pozos MA100, MA107, MA192E y MA103), a este nivel estratigráfico ya están dentro del basamento Precámbrico, figura 26, anexo 20.

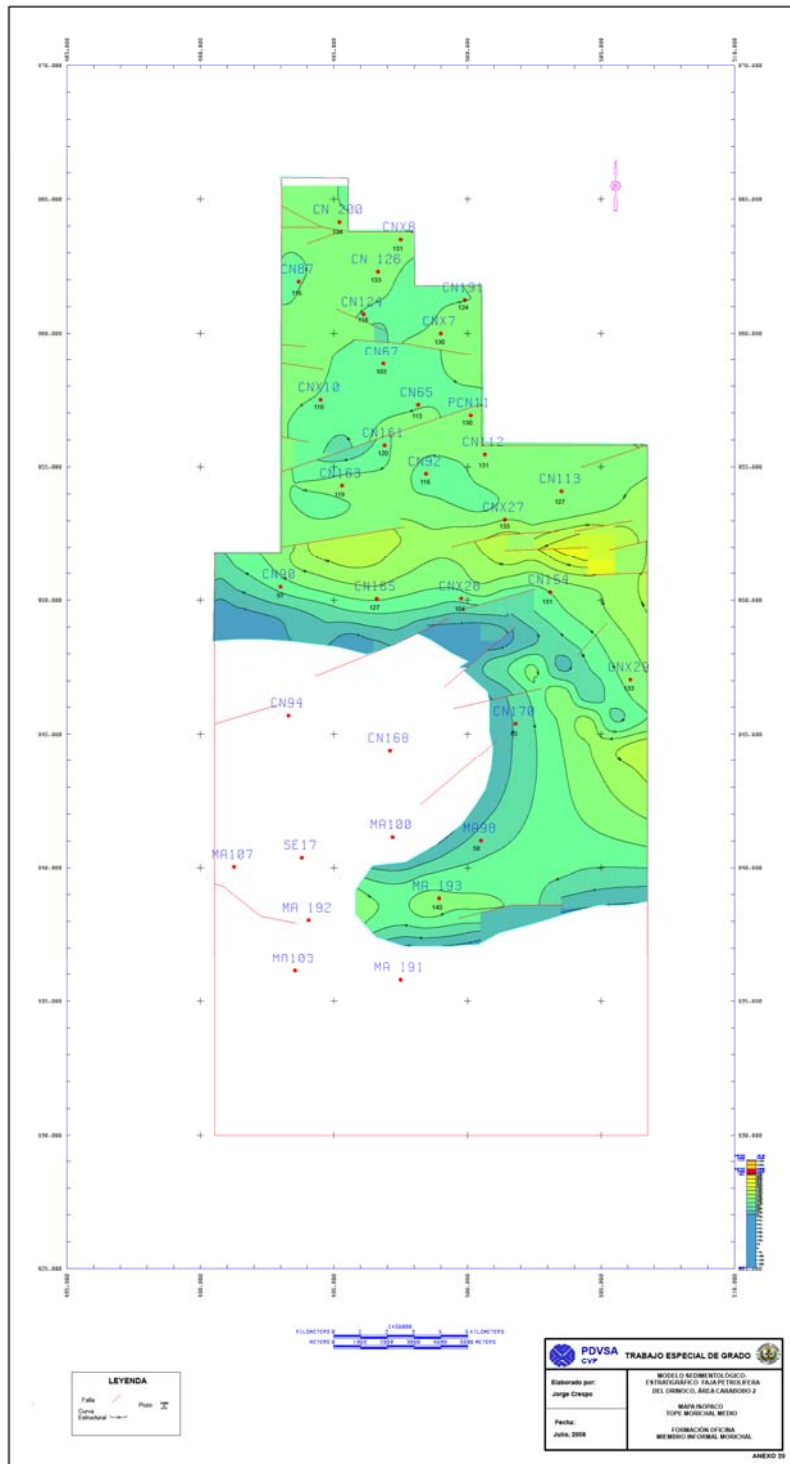


Figura 26 Mapa isópaco del tope de Morichal medio

### **4.3.3 Unidad Morichal superior**

La unidad Morichal superior, hacia la base está en contacto transicional con Morichal medio y hacia el tope con la superficie de inundación marina, miembro informal Yabo de edad Mioceno Inferior.

Presenta los mejores espesores de las tres unidades, con unos espesores promedios de 220 pies, adelgazando al suroeste contra el basamento, figuras 22, 23 y 24.

La figura 24 de la unidad Morichal superior muestra que el depocentro o la zona donde se ubican los pozos con mayor espesor de arena para esta unidad, está ubicada en la parte centro-noreste del bloque, los pozos ubicados en esta zona de mayor espesor corresponde a: CN113, CN92, PCN11, CN65, CN112.

Hacia el sur se puede observar una reducción del espesor (Pozo MA-103 y MA191) producto de un alto del Basamento, de acuerdo a las propiedades petrofísicas, esta unidad es la más prospectiva, presentando valores promedios de porosidad de 30% y 4200 mD de permeabilidad.

Esta unidad Morichal superior es la que presenta mejor calidad de roca y donde se encuentran las mejores acumulaciones de hidrocarburos.

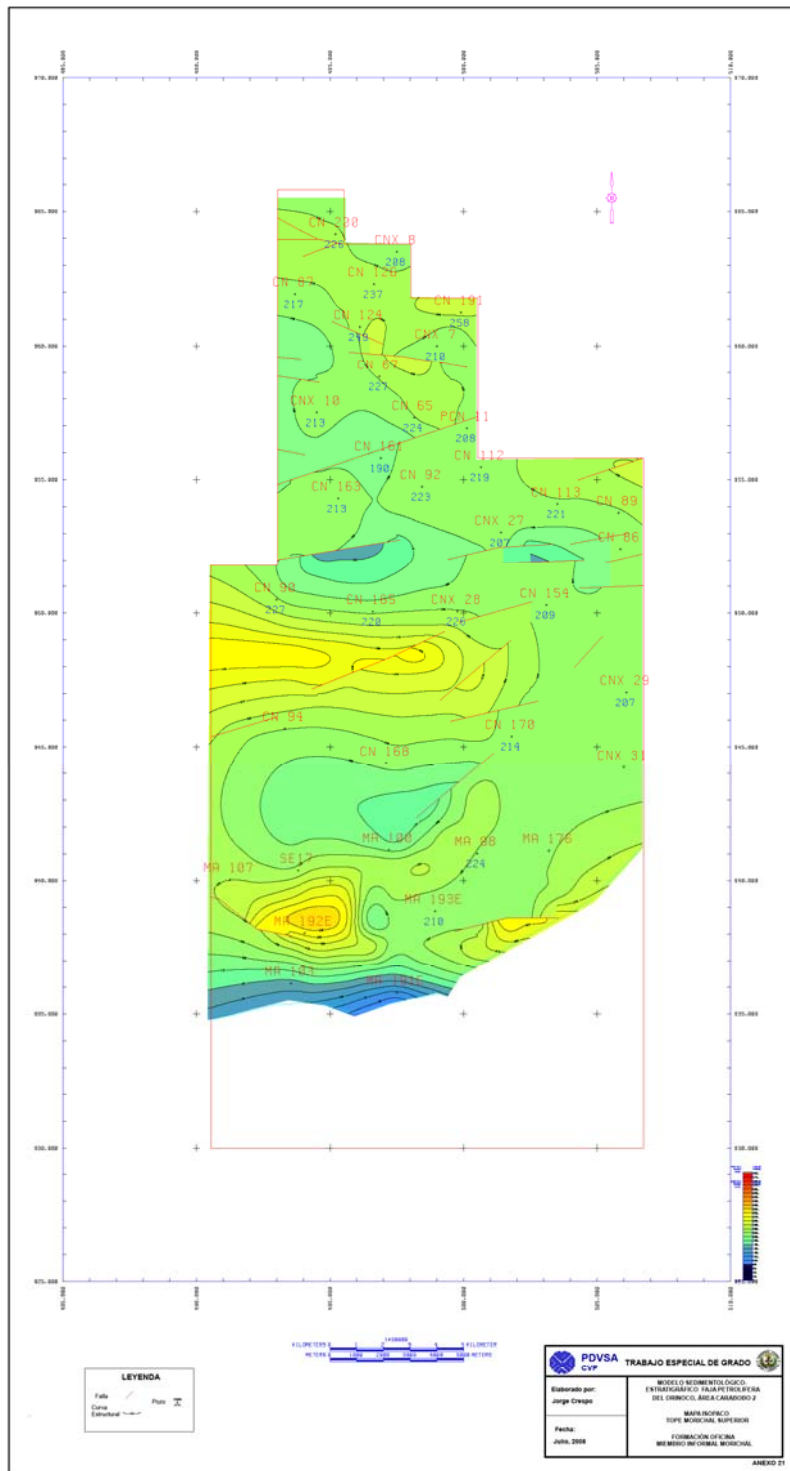


Figura 27 Mapa isópaco del tope de Morichal superior

## CAPITULO V

### 5.1 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS

Basada en la evaluación petrofísica realizada por la Ing. Deborah Salas, y los datos de yacimiento del área, a continuación se resumen las características del mismo y los resultados obtenidos en el cálculo de POES (petróleo original en sitio).

La sección productora está representada por la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior, del Terciario Medio, la cual forma parte de la columna estratigráfica regional de la Cuenca Oriental de Venezuela. La profundidad de los yacimientos oscila entre 900 y 3.400 Pbnm.

Las gravedades API para toda la sección de roca saturada con petróleo en el Bloque Carabobo 2 varían entre 7 y 10 grados.

El principal mecanismo de drenaje es por expansión de gas disuelto y compactación de la roca. En la Tabla 6 se pueden ver las propiedades más resaltantes del miembro informal Morichal en el Bloque Carabobo 2:

Tabla 6. Propiedades Geológicas del Miembro Morichal

<b>MECANISMO DE DRENAJE</b>	Empuje Por Gas Disuelto / Compactación de la roca
<b>ENTRAMPAMIENTO</b>	Estructural / Estratigráfico
<b>ROCA RESERVORIO</b>	Areniscas
<b>ESPEJOR TOTAL (PROMEDIO)</b>	211 pies
<b>ESPEJOR NETO (PROMEDIO)</b>	97 pies
<b>POROSIDAD PROMEDIO</b>	32 %
<b>PERMEABILIDAD PROMEDIO</b>	5 D

## 5.2 CALCULO DE POES

Para el cálculo de POES el Bloque Carabobo 2 se utilizó el método volumétrico, este método es uno de los más antiguos en la estimación de reservas y da resultados muy aceptables cuando se dispone de un buen conocimiento del yacimiento y sus propiedades físicas están bien definidas. Consiste en evaluar y estimar el petróleo original en sitio (POES) a través del volumen de roca poroso interconectado que lo conforma, considerándose como un tanque a condiciones de presión y temperatura del mismo [20]. La siguiente ecuación representa el POES volumétrico.

$$POES = \frac{7.758 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot S_o}{\beta_{oi}}$$

$$GOES_{Solución} = POES \cdot R_{si}$$

$$GOES_{casquete} = \frac{43.560 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot S_g}{\beta_{gi}}$$

$$GOES = GOES_{casquete} + GOES_{Solución}$$

Donde

A = Área del yacimiento (Acres).

h = Espesor de la arena (pies).

$\phi$  = Porosidad (fracción).

S<sub>oi</sub> = Saturación inicial de petróleo (fracción).

$\beta_{oi}$  = Factor volumétrico inicial de petróleo (BY/BN).

$\beta_{gi}$  = Factor volumétrico inicial de petróleo (BY/PCS).

Basados en este método se procedió al cálculo del POES en los cinco yacimientos que conforman el Bloque Carabobo 2.

### 5.2.1 YACIMIENTO OFIMS CNX 18

El yacimiento OFIMS CNX 18 se encuentra ubicado en el Campo Cerro Negro zona norte de Carabobo 2, limita al noreste con el área Cerro Negro (antiguo Bitor) al sur con una falla normal de buzamiento sur y dirección noreste asumida sellante y al oeste con el área asignada a la Petrolera Cerro Negro, tiene una presión inicial de 1.117 lpc y una temperatura de 120 °F con petróleo de 8,3 °API, una solubilidad del gas original de 109 PCN/BN.

Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el Yacimiento OFIMS CNX18 se muestran en la siguiente Tabla. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado, obteniéndose un POES de 3.718.092 MBNP.

Tabla 7: Parámetros para el cálculo de POES, yacimiento OFIMS CNX 18.

Área (acre)	Volumen (acre-pie)	Espesor (Pies)	Porosidad (%)	Saturación de Petróleo So (%)	Factor de Merma (BN/BY)
13.897	1.849.797	133	32	87	0,9305

### 5.2.2 YACIMIENTO OFIMS MA 97

El yacimiento OFIMS MA 97 se encuentra ubicado en los Campos Cerro Negro y Mamob Zona Sur de Carabobo 2, limita al norte con una falla normal de buzamiento sur y dirección noreste-soroeste asumida sellante, al sur con el Campo Mamob, al oeste con el Bloque Carabobo 1 y al Este con el Bloque Carabobo 3 y parte Bitor. El yacimiento OFIMS MA 97 tiene una presión inicial de 1671 lpc y una temperatura de 108 °F con petróleo de 8,2 °API, una solubilidad del gas original de 61PCN/BN. Actualmente el yacimiento OFIMS



MA 97 en el Bloque Carabobo 2 no cuenta con ningún pozo productor todos los pozos del mismo se encuentran abandonados.

Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el Yacimiento OFIMS MA97 se muestran en la siguiente tabla. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado, obteniéndose un POES de 19.658.698 MBNP.

Tabla 8: Parámetros para el cálculo de POES yacimiento OFIMS MA 97

<b>Área (acre)</b>	<b>Volumen (acre-pie)</b>	<b>Espesor (Pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Saturación de Petróleo So (%)</b>	<b>Factor de Merma (BN/BY)</b>
74.998	9.765.871	130	31	88	0,9512

### **5.2.3 YACIMIENTO OFIMM CN 93**

El yacimiento OFIMM CN 93 tiene una presión inicial de 939 lpc y una temperatura de 115 °F con petróleo de 8,2 °API, una solubilidad del gas original de 89 PCN/BN.

Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el Yacimiento OFIMM CN93 se muestran en la siguiente Tabla. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado, obteniéndose un POES de 2.348.324 MBN.

Tabla 9: Parámetros para el cálculo de POES yacimiento OFIMM CN 93

Área (acre)	Volumen (acre-pie)	Espesor (Pies)	Porosidad (%)	Saturación de Petróleo So (%)	Factor de Merma (BN/BY)
37.236	1.155.671	31	31	90	0,9388

#### 5.2.4 YACIMIENTO OFIMM CNX 26

El yacimiento OFIMM CNX 26 se encuentra ubicado en los Campos Cerro Negro zona norte de Carabobo 2, limita al sur con una falla normal de buzamiento sur y dirección noroeste-sureste, al este con el área asignada a la operadora Cerro Negro y al noroeste con el área asignada a Bitor. El yacimiento OFIMM CNX 26 tiene una presión inicial de 1.207 lpc y una temperatura de 123 °F con petróleo de 8,3 °API, una solubilidad del gas original de 118 PCN/BN.

Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el Yacimiento OFIMM CNX26 se muestran en la siguiente tabla. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado, obteniéndose un POES de 2.278.109 MBN.

Tabla 10: Parámetros para el cálculo de POES yacimiento OFIMM CNX 26

Área (acre)	Volumen (acre-pie)	Espesor (Pies)	Porosidad (%)	Saturación de Petróleo So (%)	Factor de Merma (BN/BY)
13.887	1.101.019	79	32	90	0,9264

### 5.2.5 YACIMIENTO OFIMM CNX 20

El yacimiento OFIMM CNX 20 se encuentra ubicado en los Campos Cerro Negro zona norte de Carabobo 2, limita al noreste con el Área Cerro Negro (antiguo Bitor) al sur se observa un límite de sedimentación y al oeste con el Área Asignada a Petrolera Cerro Negro. El yacimiento OFIMM CNX 20 tiene una presión inicial de 1.296 lpc y una temperatura de 125 °F con petróleo de 8,3 °API, una solubilidad del gas original de 128 PCN/BN.

Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas para el Yacimiento OFIMM CNX20 se muestran en la siguiente tabla. Estos promedios fueron los utilizados en el cálculo de los volúmenes originales de petróleo para el yacimiento mencionado, obteniéndose un POES de 261.390 MBN.

Tabla 11: Parámetros para el cálculo de POES yacimiento OFIMI CNX 20

<b>Área (acre)</b>	<b>Volumen (acre-pie)</b>	<b>Espesor (Pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Saturación de Petróleo So (%)</b>	<b>Factor de Merma (BN/BY)</b>
4.433	136.997	31	31	86	0,9223

Después de realizar el cálculo del POES en los cinco yacimientos que conforman el Bloque Carabobo 2, los resultados obtenidos se presentan en la tabla 12.

Tabla 12. POES por Yacimiento

<b>Yacimiento</b>	<b>POES (MMBN)</b>
<b>OFIMS CNX 18</b>	<b>3.718</b>
<b>OFIMS MA 97</b>	<b>19.658</b>
<b>OFIMM CN 93</b>	<b>2.348</b>
<b>OFIMS CNX 26</b>	<b>2.278</b>
<b>OFIMS CNX 20</b>	<b>261</b>
<b>TOTAL</b>	<b>28.263</b>

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- De la interpretación de la sísmica 2D en el área del Bloque Carabobo 2, se propone una estructura correspondiente a un monoclinal, con buzamiento suave al norte, con fallas de tipo normal que buzan al norte y al sur, con dirección preferencial noreste-suroeste y este-oeste, no sellantes, de poca extensión y saltos entre 30' y 100' pies, por lo que se le consideran fallas de reacomodo estructural. De acuerdo a esta característica se tiene que las trampas de los yacimientos del miembro informal Morichal de la Formación Oficina, tienen origen estratigráfico.
- La secuencia depositacional en el área de Carabobo, es estructuralmente controlada por los Altos de Hamaca al oeste y Uverito al este presentes en el basamento ígneo-metamórfico del Cratón de Guayana, 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.
- La descripción del pozo con núcleo PCN11 ubicado hacia el extremo norte del Bloque Carabobo 2, permitió interpretar los ambientes en el miembro Morichal de la Formación Oficina, dentro de un ambiente depositacional deltaico, con procesos principalmente de dominio fluvial, y en sentido de sedimentación preferencial SE-NO.
- A pesar de que el núcleo PCN11 se encuentra a un extremo del campo, con mala preservación, alta impregnación que oculto ver estructuras sedimentarias y la bioturbaciones que comprometían el diagnostico ambiental, otros parámetros de importancia fundamentaron las interpretaciones donde fue determinante la presencia de materia orgánica y carbones en las rocas arcillosas, el tamaño del grano en los

cuerpos arenosos, los contactos entre las rocas, la escasa bioturbación sin diferenciar, y los patrones de granosecuencia asociados a las diagénesis del registro en el pozo.

- Con la ayuda de las evaluaciones petrofísicas realizadas al pozo CN87, pueden observarse dos unidades de flujo que van a corresponder a los yacimientos conocidos en el campo de base a tope como Morichal inferior y Morichal medio. Estos toques coinciden con las superficies interpretadas como de inundación en el núcleo (FS1 y FS2), que sellan los yacimientos y pueden seguirse continuas en toda el área de Carabobo 2. Entonces se corrobora que el miembro Morichal de la Formación Oficina se puede subdividir en tres yacimientos Morichal inferior, Morichal medio y Morichal superior.
- El yacimiento Morichal superior es el más heterogéneo de los tres, por ello internamente puede ser separado por dos superficies de inundación, interpretadas en núcleo (FS3 y FS4), que dividen en tres unidades sedimentarias al yacimiento, el sello superior es considerado como de inundación máxima (MFS), corresponde en sección al miembro informal o yacimiento denominado Yabo, cuya expresión en el área es una lutita de 30 pies de espesor, que en este estudio se tomó como *datum* estratigráfico.
- Extrapolando la interpretación ambiental realizada en núcleo PCN11, a los 47 pozos del área, se tienen mediante las correlaciones estratigráficas en sentido SO-NE y SE-NO, que internamente los cuerpos sedimentarios distinguidos como del plano deltaico (canales distributarios y bahías interdistributarias) o del frente deltaico (barras de desembocadura y limos y lutitas de frente deltaico) pueden variar lateralmente por lo que se suponen progradaciones y retrogradaciones o hasta avulsiones propias de la dinámica de un delta.
- Los mapas paleogeográficos de las superficies toques de los miembros Morichal inferior, Morichal medio y Morichal superior, muestran los procesos de

retrogradación en el área de estudio, lo cual hacen inferir los avances de las inundaciones marinas que propiciaron los sellos de cada yacimiento.

- La unidad informal Morichal superior contiene las principales acumulaciones de petróleo cuyos espesores se reducen hacia al sur debido al carácter retrogradante de la Formación Oficina.
- Las unidades informales Morichal superior y medio son los que presentan mayores espesores de ANP (arena neta petrolífera) y mejor distribución en el área.
- Para el área Bloque Carabobo 2, con 468 km<sup>2</sup>, se confirma un POES de 30.660 millones de barriles de petróleo, para Morichal superior se estiman 26.200 barriles de petróleo, para Morichal medio se estiman 4.150 millones de barriles de petróleo y en Morichal inferior 310 millones de barriles petróleo.
- Se recomienda la depuración de la base de datos existente en el proyecto, la adquisición de nueva información en sísmica 3D en el área, para lograr un mejor conocimiento de la configuración estructural del bloque, así como la perforación de nuevos pozos con núcleo (que se preserven mejor) para captura y validación de información, que permitirá estimar con mayor precisión áreas prospectivas dentro del Bloque Carabobo 2.

## BIBLIOGRAFÍA

Aymard, R. (1990). *Geological Integration and Evolution of Northern Monagas, Eastern Venezuela Basin*. Classic Petroleum Provinces. J Brooks ed., Geol. Soc. Special Publ. 50, London, UK, pp. 37-53.

Cabrera, S. de y N. Di Gianni, 1994. Biostratigraphy and paleogeography of the Eastern Venezuelan Basin during the Oligo/Miocene, *V Simp. Bolívar.*, "Exploración petrolera en las cuencas subandinas", Puerto La Cruz, Soc. Venez. Geol.: 231-233.

Campos, V.A. Daal, A. González, J Pinzón, H. Chopping De Janvry, G.B. Montes (1985). *Síntesis tectónico-estratigráfico del norte de Anzoátegui-Monagas y su aplicación en la exportación de hidrocarburos. III Simposio Bolivariano de cuencas petroleras subandinas. Caracas. Tomo I, p. 374.400.*

Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (CIEN) – PDVSA Intevep, (1999). *Léxico Estratigráfico Electrónico de Venezuela.*

Di Croce, Juan (1995). *Eastern Venezuela Basin: Sequence Stratigraphy and Structural Evolution*. PhD. Thesis, Rice University, Houston-Texas, USA.

Di Giacomo, E., 1985. *Acritarcos de la Formación Carrizal, Área de Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela Oriental. VI Congreso Geológico Venezolano*, 1: 503-529

Di Gianni (1994) *Estudio sedimentológico bioestratigráfico y geoquímico del núcleo Guasimito-IX Flanco Surandino*, PDVSA.



Duerto, L. (1995), *Reprocesamiento e interpretación estructural de 350 km de las líneas sísmicas en el área de Cerro Negro, F.P.O.* Tesis Especial de Grado, UCV, Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

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

Funkhouser, H. J., Sass, L. C., and Hedberg, H. D., 1948. Santa Ana, San Joaquín, Guárico and Santa Rosa oil fields (Anaco fields), central Anzoátegui, Venezuela, *Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull.*, 32(10): 1851-1908.

Galloway and Hobday (1996), *Terrigenous Clastic Depositional Systems*. Springer. 2da edición New York 489 p.

González de Juana, C. J. M. Iturralde y X. Picard (1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. FONINVES (eds.), Caracas, v. 2, p. 908- 959.

Hedberg, H. D. “et al”, (1947). Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 31(12): 2089-2169.

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

Jam, P. y A. Santos, (1989). “Cambios de facies de la Formación Freites en el sector Cerro Negro, Faja Petrolífera del Orinoco”. *Bol. SVG.*, Caracas, 31: 47-48.

Kiser, (1987). “Exploration Results, Machete Area, Orinoco Oil Belt, Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*”, 10(2): 149-162.

Lagoven, S.A (1982), *Desarrollo del Sur de Monagas y Anzoátegui, área Cerro Negro*, Caracas.

Latreille M. (1983), *Modelo geológico integrado de la faja petrolífera del Orinoco*, PDVSA Caracas.

Machado V. (2003), *Modelo sedimentológico-estratigráfico de la secuencia paleozoico en la faja petrolífera del Orinoco*, Tesis Especial de Grado, UCV, Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

Méndez, O.(2003). " *Geología del Petróleo*". Material mimeografiado para la cátedra de Geología del Petróleo. Facultad de Ingeniería. UCV.

Moreno L. (1982), *Estratigrafía sísmica en Cerro Negro con el objeto de determinar la capacidad en la sísmica convencional en la delineación de cuerpos de arena*, PDVSA.

Muller, J., Di Giacomo, E. & Van Erve, A. W. 1987. A palynological zonation for the Cretaceous, Tertiary, and Quaternary of Northern South America. AASP Contributions Series No. 19, 7-60.

Parnaud, F.(1995). "*Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuela Basin*". AAPG Memoir 62, pp.741-756.

Patterson, J. M. y J. G. Wilson, 1953. "*Oil fields of Mercedes region, Venezuela, Am*". Assoc. Petrol. Geol., Bull., 37(13): 2705-2733.

Pemberton, G (1992). *Applications of Ichnology to Petroleum Exploration: A Core Workshop*. SEPM Core Workshop # 17. Organized and edited by S. Calgary. 429 p.

Portilla A & Taboada G. (2006), "*Informe inédito sísmica del área Carabobo*", PDVSA.

- Rahmanian V. (2001), “*Análisis sedimentológico de núcleo CNX1*”, Exxon Mobil.
- Rodríguez, A. (1981). “*Faja petrolífera del Orinoco. Análisis geológico de núcleos Pozo CNX-1*”. Informe Técnico PDVSA-Intevep, INT-144,1981, 1- 31.
- Robertson R, (1980). “*Micropaleontology of the core PCN11, Faja Petrolífera del Orinoco*”, Venezuela 40-43.
- Santos A. (1985), “*Estudio geológico detallado en el área del proyecto piloto de inyección de vapor sector cerro negro faja petrolífera del Orinoco*”, PDVSA Caracas.
- Sinanoglu, E (1986). “*Palinoestratigrafía de los sedimentos pre-cretácicos (Formación Carrizal) en el área de Zuata, Venezuela Oriental*”, PDVSA.
- Stephan, J. F, (1985), “*Paleogeodynamic maps of the Caribbean: 14 steps from Lias to present*”.. Bull. Soc. Geol. Fr. 8 (6), p. 915-919.
- Toro M. (2001), “*Modelo estático integrado de Cerro Negro, área Bitor*”, Informe Técnico INTEVEP.
- Toro M. (2002), “*Estudio de yacimientos, área Cerro Negro Sureste, Fase II, modelo estático integrado*”, 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., 2: 1205-1209.
- Vera, J.A, (1994) “*Estratigrafía, principios y métodos*”, Editorial Rueda, Madrid.

[www.pdvs.com/lexico](http://www.pdvs.com/lexico)

# **ANEXOS**