

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE BOLÍVAR  
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA GEOLÓGICA**



**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LOS HORIZONTES  
ESTRATIGRÁFICOS S5 Y TL, PERTENECIENTES A LA  
FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO CARIÑA, DISTRITO SAN  
TOMÉ, DIVISIÓN AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA  
DEL ORINOCO.**

**TRABAJO FINAL DE  
GRADO PRESENTADO  
POR EL BACHILLER  
ROJAS JOSÉ PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO GEÓLOGO**

**CIUDAD BOLÍVAR, OCTUBRE 2019**



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE BOLÍVAR  
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**ACTA DE APROBACIÓN**

Este trabajo de grado, titulado: “**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LOS HORIZONTES ESTRATIGRÁFICOS S5 Y TL, PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO CARIÑA, DISTRITO SAN TOMÉ, DIVISIÓN AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**” presentado por el bachiller, **JOSÉ ROJAS**, cédula de identidad N° **25.893.946**, como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO GEÓLOGO** ha sido **APROBADO** por el jurado integrado por los profesores de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente.

**Nombre y Apellido:**

**Firma:**

\_\_\_\_\_  
Prof. Jorge Abud

(Asesor)

\_\_\_\_\_  
(Jurado)

\_\_\_\_\_  
(Jurado)

\_\_\_\_\_  
Prof. Javier Ramos  
Jefe del Departamento de Geología

\_\_\_\_\_  
Prof. Francisco Monteverde  
Director de Escuela

En Ciudad Bolívar, a los \_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_ de 2019

## **DEDICATORIA**

Este trabajo está dedicado a esas personas que me apoyaron de forma incondicional desde el inicio de mis estudios universitarios, a mis padres José Rojas y Maribely Bellorin, mi queridísima hermana Patricia Rojas, a mi tío Jesús Rojas y su esposa Carmen Peña. Dedicado a mi tío William Bellorín y a mi primo Mario Berlese, quienes fueron de inspiración para cursar esta hermosa carrera y quienes son mi ejemplo a seguir, gracias por todo el apoyo.

Dedicado a mis amigos de toda la vida, Gustavo Díaz, Pedro García, Jesús Díaz, Rebeca Martínez, Lisamar Barreto y en especial a Mirianyelis Fuentes. Gracias por siempre estar.

Dedicado a la Universidad de Oriente y a todos los excelentes amigos que me dejó.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecimiento especial a todo el equipo que conforma la división de Extra-Pesado, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, Distrito San Tomé, División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco. Mención especial a mi tutor industrial Geol. Víctor Mejías, por poner a mi disposición todo su conocimiento y ser una gran persona y compañero, a la Sra. Nancy Fuentes y el Sr. Héctor Belisario, gracias por todo el apoyo brindado.

Mis agradecimientos a mi tutor académico Geol. Jorge Abud Sebastiani, al profesor Geol. José Simón González y a todos los profesores y profesoras, quienes dieron lo mejor de sí para brindarme todos sus conocimientos, gracias a ustedes puedo decir que soy ingeniero geólogo.

## RESUMEN

El presente trabajo de grado tiene como objetivo central la caracterización geológica de los horizontes estratigráficos S5 y TL, pertenecientes a la Formación Oficina, Campo Cariña, distrito San Tomé, división Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, a través del análisis de los registros de pozos (“Gamma Ray” y Resistividad) corridos durante la perforación de cada uno de los pozos pertenecientes al campo Cariña. Para realizar el modelo geológico del campo se realizó la correlación de cada uno de los registros de pozos haciendo uso del software de geointerpretación (Petrel 2009) y basando la correlación en topes de cuerpos sedimentarios superiores e inferiores a los de interés, determinados previamente por la empresa PDVSA. Haciendo uso de la información resultante de la correlación de los registros de pozos (topes en TVDSS, espesor de arena neta y arena neta petrolífera) se procedió a actualizar un mapa preexistente del campo Cariña para generar un mapa base a través del software de generación de mapas SIGEMAP. Mediante técnicas de contorno interpretativo de los datos geológicos se generaron las curvas isopaco-estructurales del campo. Posteriormente haciendo uso del software OpenWorks se generó un segundo mapa base con la información de “Gamma Ray” en cada uno de los pozos con el cual se elaboraron los mapas de paleoambiente (cuya interpretación se ancló al análisis sedimentológico del núcleo extraído en el pozo MFC-26), secciones estratigráficas y estructurales para cada uno de los niveles. Basándose en los resultados obtenidos se pudo determinar que la estructura para ambos niveles es de tipo homoclinal con rumbo y buzamiento regional en dirección Noroeste-Suroeste y Noreste respectivamente, sugiriendo que la dirección de la sedimentación es en dirección Noreste. El tipo de ambiente en el cual se depositaron los sedimentos es de depósitos de barra de desembocadura sobre las cuales progradan canales distributarios asociados a bahías interdistributarias (Frente Deltaico Proximal).

# CONTENIDO

	Páginas
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE APENDICES.....	xii
LISTA DE ANEXOS.....	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>SITUACIÓN A INVESTIGAR.....</b>	<b>3</b>
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Objetivos de la investigación.....	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 Justificación de la investigación.....	5
1.4 Alcances de la investigación.....	5
1.5 Limitaciones de la investigación.....	5
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>6</b>
<b>GENERALIDADES.....</b>	<b>6</b>
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	6
2.2 Características Físico – Naturales del Área de estudio.....	7
2.2.1 Clima.....	7
2.2.2 Vegetación.....	7
2.2.3 Relieve.....	7
2.2.4 Geología.....	8
2.2.5 Suelos.....	8
2.2.6 Hidrografía.....	8

2.3 Geología regional .....	9
2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	9
2.3.2 Subcuenca de Maturín .....	15
2.3.3 Faja petrolífera del Orinoco.....	15
2.4 Geología local.....	18
2.4.1 Área mayor de Oficina.....	18
2.4.2 Interpretación estructural del Campo Cariña .....	21
2.4.3 Sedimentología y estratigrafía del Campo Cariña .....	23
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>27</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>27</b>
3.1 Antecedentes .....	27
3.2 Medios sedimentarios.....	28
3.3 Procesos sedimentarios.....	31
3.3.1 Procesos físicos.....	31
3.3.2 Procesos biológicos.....	35
3.4 Facies sedimentarias .....	36
3.5 Modelo estratigráfico .....	37
3.5.1 Registros de pozos .....	37
3.5.2 Resistividad.....	38
3.5.3 Potencial espontáneo.....	39
3.5.4 Rayos Gamma.....	40
3.5.5 Terminología usada en las medidas de los registros.....	40
3.5.6 Correlación de pozos .....	42
3.5.7 Parámetros de correlación.....	43
3.5.8 Metodología para correlacionar registros de pozos .....	43
3.5.9 Secciones estratigráficas .....	44
3.6 Ambientes sedimentarios .....	44
3.6.1 Ambiente continental.....	45

3.6.2 Abanicos aluviales .....	47
3.6.3 Ambiente transicional (deltas) .....	48
3.6.4 Morfología de un delta.....	49
3.6.5 Tipos de deltas .....	53
3.6.6 Ambientes marinos .....	56
3.7 Mapas del subsuelo .....	56
3.7.1 Mapa de contornos estructurales.....	57
3.7.2 Mapa isópaco .....	58
3.7.3 Mapas isópaco-estructurales .....	59
3.7.4 Mapa de planos de fallas.....	59
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>60</b>
<b>METODOLOGÍA DE TRABAJO .....</b>	<b>60</b>
4.1 Tipo de investigación .....	60
4.2 Diseño de la investigación.....	60
4.2.1 Población y muestra.....	62
4.3 Recopilación de la información disponible .....	62
4.4 Creación de la base de datos del campo Cariña .....	63
4.4.1 Establecimiento de topes en pozos verticales .....	63
4.4.2 Correlación estratigráfica.....	64
4.5 Definición de espesores de arena y contornos estructurales a través de la elaboración de mapa isópaco-estructural.....	66
4.5.1 Elaboración del mapa base .....	66
4.5.2 Interpretación geológica de isocurvas.....	66
4.6 Determinación del ambiente de sedimentación mediante la elaboración de mapa de paleo-ambiente .....	71
4.6.1 Creación del mapa base .....	71
4.6.2 Interpretación geológica del mapa .....	73
4.7 Evaluación de la continuidad lateral y vertical de los horizontes de estudio .....	74
4.7.1 Elaboración de secciones estratigráficas y estructurales .....	74

4.8 Interpretación del modelo geológico de los horizontes S5 y TL.....	75
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>76</b>
<b>ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>76</b>
5.1 Creación de la base de datos del campo Cariña .....	76
5.1.1 Correlación estratigráfica.....	76
5.2 Definición de los espesores de la arena y contornos estructurales a través de la elaboración de mapa isópaco-estructural para el nivel S5 y TL.....	78
5.2.1 Mapa isópaco-estructural del nivel S5.....	78
5.2.2 Mapa isópaco-estructural del nivel TL .....	82
5.3 Determinación del ambiente de sedimentación a través de la elaboración de mapas de paleo-ambiente .....	83
5.3.1 Mapa de paleo-ambiente para el nivel S5.....	84
5.3.2 Mapa de paleo-ambiente para el nivel TL .....	85
5.4 Evaluación de la continuidad lateral de los horizontes estratigráficos S5 y TL a través de la elaboración de secciones estratigráficas y estructurales .....	87
5.4.1 Interpretación de secciones estratigráficas .....	87
5.4.2 Interpretación de secciones estructurales.....	92
5.5 Interpretación del modelo geológico de los horizontes S5 y TL del Campo Cariña a través del análisis de los mapas isópaco-estructurales y de paleo-ambiente .....	95
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>96</b>
Conclusiones.....	96
Recomendaciones.....	97
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>98</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>100</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>113</b>

## LISTA DE FIGURAS

Página

2.1Ubicación Geográfica de los campos Cariña,Bare, Melones, Dobokubi, Japreira e Irapa. (PDVSA-Intevep, 2006).....	6
2.2Características tectónicas de la Cuenca Oriental de Venezuela y ubicación de los principales campos petroleros. (Parnaud, 1995).....	10
2.3Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. (PDVSA-Intevep, 2006). ....	14
2.4Sección conceptual de la Cuenca Oriental de Venezuela (WEC,1997).....	17
2.5Configuración estructural de La Faja del Orinoco. (WEC, 1997) .....	17
2.6Columna tipo de la Cuenca Oriental en el Área Mayor de Oficina. (PDVSA-Intevep, 1997). ....	19
2.7Traza sísmica 580, mostrando la intersección de dos fallas normales. (PDVSA-Intevep, 1997). ....	22
2.8Línea sísmica 2336, mostrando la intersección de dos fallas normales. (PDVSA-Intevep, 1997).....	22
2.9Columna estratigráfica del Campo Cariña. (PDVSA-INTEVEP, 2006) .....	26
3.1Mecanismos de transporte. (Barredo, S. 2005) .....	34
3.2Relación entre medio, proceso, facies y tiempo en una cuenca sedimentaria teórica. (Selley, 1976) .....	36
3.3Registros de pozo (CIED-PDVSA, 1998).....	38
3.4Diagrama que muestra la terminología general de los registros (Schlumberger, 1997).....	40
3.5Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Schlumberger, 2005).....	45
3.6Ejemplo de un Delta (Corrales, I. 2009) .....	49
3.7Delta con dominio de mareas (Alfonsi, P. 1999).....	54
3.8Delta con dominio de oleaje (Alfonsi, P. 1999).....	55
3.9Mapa de contornos estructurales (Pérez y Fuenmayor. 1981) .....	57
3.10Mapa isópaco (Pérez y Fuenmayor. 1981).....	58
4.1Flujograma de la metodología utilizada.....	61
4.2Pantalla de inicio de Petrel 2009 .....	64
4.3Registro rayos gamma y resistividad, pozo MFC-148HP2.....	65
4.4Identificación de los horizontes S5 y TL en los pozos del campo .....	65
4.5Contorneo mecánico de curvas. (Tearpock y Bischke, 1996).....	67
4.6Contorneo iso-espaciado. (Tearpock y Bischke, 1996) .....	68
4.7Contorneo por paralelismo. (Tearpock y Bischke, 1996) .....	69
4.8Contorneo interpretativo de curvas. (Tearpock y Bischke, 1996) .....	69
4.9Digitalización de curvas haciendo uso de la aplicación Sigemap.....	70
4.10Correlación en OpenWorks.....	72
4.11Electroformas en el mapa base.....	72
4.12Interpretación de electrofacies (PDVSA-E&P, 2000) .....	73

5.1 Correlación estratigráfica en los pozos MFC-004, MFC-191, MFC-178.....	77
5.2 Sistema de fallas principales del Campo Cariña.....	78
5.3 Mayores espesores de arena en el Nor-Oeste del Campo .....	79
5.4. Límites de roca en la zona sur del campo para el nivel S5 .....	80
5.5. Límite de roca en la zona norte del campo para el nivel S5 .....	81
5.6. Conexión entre la parte este y oeste del campo para el nivel S5 .....	81
5.7 Parte nor-oeste del campo para el nivel TL .....	82
5.8 Límite de roca en la zona sur del campo para el nivel TL.....	83
5.9 Mapa de paleo-ambiente nivel S5.....	85
5.10 Mapa de paleo-ambiente nivel TL .....	86
5.11 Sección estratigráfica A-A' para el nivel S5.....	88
5.12 Sección estratigráfica B-B' para el nivel S5 .....	89
5.13 Sección estratigráfica C-C' para el nivel S5 .....	89
5.14 Sección estratigráfica A-A' para el nivel TL.....	91
5.15 Sección estratigráfica B-B' para el nivel TL.....	91
5.16 Sección estratigráfica C-C' para el nivel TL.....	92
5.17 Sección estructural D-D' .....	93
5.18 Sección estructural E-E' .....	94
5.19 Sección estructural F-F' .....	94

## LISTA DE APÉNDICES

	Página
A Base de datos.....	102
Apéndice A1 Base de datos para los niveles estratigráficos S5 y TL del Campo Cariña.....	102

## LISTA DE ANEXOS

- 1 MAPA ISÓPACO-ESTRUCTURAL NIVEL S5
- 2 MAPA ISÓPACO-ESTRUCTURAL NIVEL TL
- 3 MAPA DE PALEO-AMBIENTE NIVEL S5
- 4 MAPA DE PALEO-AMBIENTE NIVEL TL
- 5 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A' NIVEL S5
- 6 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B' NIVEL S5
- 7 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C-C' NIVEL S5
- 8 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A' NIVEL TL
- 9 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B' NIVEL TL
- 10 SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C-C' NIVEL TL
- 11 SECCIÓN ESTRUCTURAL D-D'
- 12 SECCIÓN ESTRUCTURAL E-E'
- 13 SECCIÓN ESTRUCTURAL E-E'

## INTRODUCCIÓN

A través de la creación de mapas de paleo-ambiente y mapas isópaco-estructurales se pretende definir un modelo geológico de los horizontes estratigráficos S5 y TL de edad Mioceno inferior, ubicados en el Campo Cariña, pertenecientes a la Formación Oficina de la Cuenca Oriental de Venezuela. Anteriormente se habían creado modelos geológicos para los horizontes S5 y TL, pero en el campo vecino de Dobokubi, esta investigación pretende, de esta forma, ampliar la extensión de las características que se tiene sobre dichos horizontes. Al día de hoy en el Campo Cariña se han extraído casi la totalidad de los reservorios de hidrocarburos oficiales es por esto que es necesario identificar y generar modelos geológicos de arenas prospectos no oficiales que podrían contener volúmenes recuperables de hidrocarburos económicamente rentables. De esta forma el objetivo principal de este trabajo de investigación es caracterizar geológicamente los horizontes estratigráficos S5 y TL para la creación de un modelo geológico lo más adaptado a la realidad que sirva como punto de partida para futuros planes de explotación de hidrocarburos en dichos niveles.

Para llevar a cabo la presente investigación se revisaron los registros de pozos de la totalidad de los pozos perforados hasta la fecha en el Campo Cariña, se establecieron toques de cuerpos infrayacentes y suprayacentes a los horizontes de interés que previamente habían sido determinados por la empresa PDVSA y a partir de aquí se procedió a realizar la correlación de cada uno de los niveles de interés, obteniéndose así una base de datos del campo que permitió generar los mapas necesarios para poder crear el modelo geológico.

La principal limitación que se encontró al momento de realizar el modelo geológico radica en que en algunos registros de pozos la información representada esté descalibrada, por lo tanto, no se aprecia con certeza los valores correspondientes a los cuerpos en estudio, lo que arrojaría información errónea que no corresponda a los intervalos en interés.

En el presente trabajo de investigación se exponen conceptos básicos que permiten comprender los modelos geológicos resultantes, información del área de estudio, geología regional y geología local, así como también los resultados de la interpretación de la información recopilada y analizada permitiendo de esta forma conocer las características geológicas de los horizontes S5 y TL en el Campo Cariña.

# **CAPÍTULO I**

## **SITUACIÓN A INVESTIGAR**

### **1.1 Planteamiento del problema**

Desde el siglo XIX, la energía primaria más importante del mundo es el petróleo, esto conlleva que la población necesite cada vez mayor cantidad de energía y materia prima para continuar con sus actividades diarias, el petróleo cubre el 40% de las actividades energéticas del mundo, en nuestro país el petróleo como principal fuente de energía e ingresos no escapa a esta problemática. Permanentemente se invierten recursos en la exploración, perforación, explotación y producción de petróleo.

Para la empresa Petróleos de Venezuela (PDVSA) Oriente, su mayor fuente de ingresos viene de la explotación de crudo, cada uno de estas unidades cuenta con yacimientos que poseen reservas significativas, motivo por el cual, se requiere realizar caracterizaciones geológicas de sus arenas prospectos no oficiales, la gerencia de Desarrollo de Yacimiento, Superintendencia Extra-pesado de PDVSA Distrito San Tomé, le resulta muy importante la elaboración de modelos geológicos que permitan representar la distribución de los reservorios de interés.

El campo Cariña, es uno de los campos donde se realizan perforaciones de pozos para la extracción de hidrocarburos y es el campo donde actualmente la superintendencia de Extra-pesado se encuentra realizando el 80% de sus actividades de perforación de pozos. Al día de hoy se han extraído casi la totalidad de los

reservorios de hidrocarburo oficiales, por tal motivo es necesario identificar nuevos prospectos para futuras explotaciones.

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo general**

Caracterizar geológicamente los horizontes estratigráficos S5 y TL pertenecientes a la Formación Oficina de edad Mioceno inferior, ubicados en el campo Cariña del Distrito San Tomé, división Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Crear la base de datos del Campo Cariña, distrito San Tomé, División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.
2. Definir espesores de la arena y contornos estructurales a través de la elaboración de mapa isópaco-estructural.
3. Determinar el ambiente de sedimentación a través de la elaboración de mapas de paleo-ambiente.
4. Evaluar la continuidad lateral de los horizontes estratigráficos S5 y TL a través de la elaboración de secciones estratigráficas y estructurales.

5. Interpretar el modelo geológico de los horizontes S5 y TL del Campo Cariña a través del análisis de los mapas isópaco-estructurales y de paleo-ambiente.

### **1.3 Justificación de la investigación**

Caracterizar geológicamente los horizontes estratigráficos S5 y TL pertenecientes a la formación oficina, ubicado en el campo Cariña del Distrito San Tomé, en donde se han extraído casi la totalidad de los reservorios de hidrocarburo oficiales, con la finalidad de identificar nuevos prospectos para futuras explotaciones.

### **1.4 Alcances de la investigación**

La investigación que se realizará tiene como alcance la caracterización geológica de los horizontes estratigráficos S5 y TL mediante interpretaciones estratigráficas, estructurales y sedimentológicas, de lo cual resultará un modelo geológico que permitirá identificar prospectos para futuras explotaciones.

### **1.5 Limitaciones de la investigación**

Las limitaciones que podemos encontrar al momento de realizar el trabajo de investigación, radica en que en algunos registros de pozos la información representada esté descalibrada, por lo tanto no se aprecia con certeza los valores correspondientes a los cuerpos en estudio, lo que arrojaría información errónea que no corresponda a los intervalos en interés.

## CAPÍTULO II GENERALIDADES

### 2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

El área de estudio del campo Cariña se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, en el área Mayor de Oficina Estado Anzoátegui, en la región Nororiental del Área Ayacucho en la Faja Petrolífera del Orinoco, entre las coordenadas máximas E: 428.314; N: 960., 977 y mínimas E: 386.977; N: 943.779 y está ubicado entre los campos Bare, Melones, Dobokubi, Japreira e Irapa (Figura 2.1)

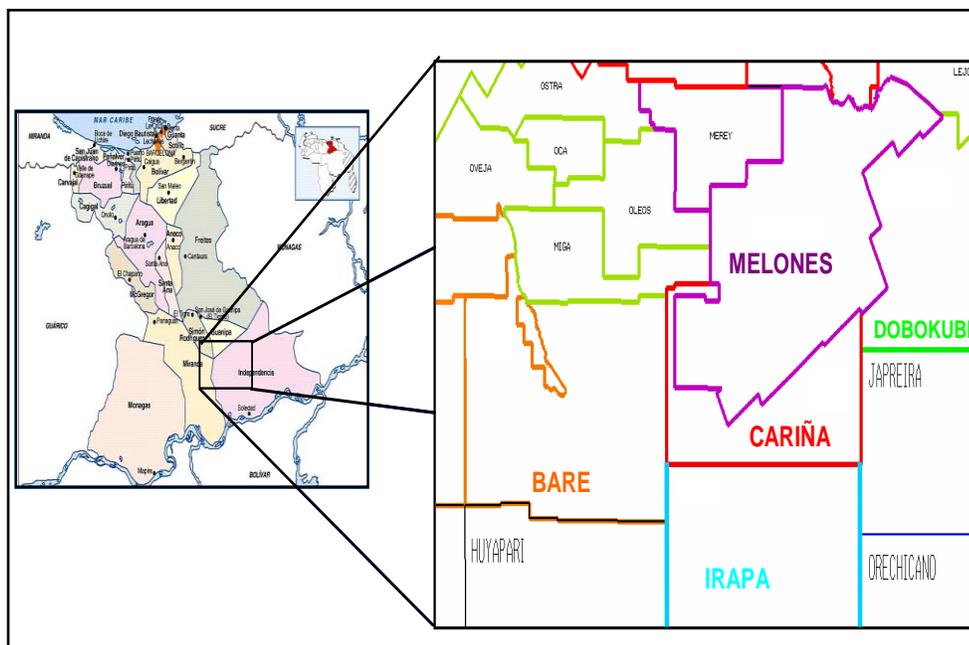


Figura 2.1 Ubicación Geográfica de los campos Cariña, Bare, Melones, Dobokubi, Japreira e Irapa. (PDVSA-Intevep, 2006).

## **2.2 Características Físico – Naturales del Área de estudio**

### **2.2.1 Clima**

Una alta temperatura entre los 25 y 28 °C, caracteriza al estado Anzoátegui en sus sectores más bajos, la franja del norte es semiárida, con excepción de la serranía de Bergantín, colindante con el estado Sucre, cuyo clima presenta un periodo de lluvias prolongado y un corto periodo de sequía, en el sur sobrepasando un área de transición. El clima dominante es de sabana, con dos periodos bien marcados, el nivel de las precipitaciones fluctúa entre los 530 y 1400MMS al año. (INE, 2013)

### **2.2.2 Vegetación**

La vegetación es principalmente de sabana tanto en el centro como en el sur del estado. En el norte, más seco, se consiguen plantas espinosas tipo matorrales y cardones. (INE, 2013)

### **2.2.3 Relieve**

Anzoátegui está ocupada en su mayor parte por los llanos orientales del Orinoco. Donde se pueden distinguir dos secciones bien definidas en la depresión del río Unare, que se ocupa una superficie de 2321Km<sup>2</sup>, una parte de ellas corresponde a Anzoátegui. Esta depresión forma parte de la región de los Llanos, pues, aunque geológicamente se considera que tiene un origen distinto, ha tomado esta forma de erosión. (INE, 2013)

#### **2.2.4 Geología**

El conjunto de los basamentos de Anzoátegui es de origen reciente, de las eras terciaria y cuaternaria en montañas y colinas se observan areniscas, arcillas, margas, lutitas, calizas y limolitas, además de concreciones de hierro, grava y cuarcita. en la formación mesa, la conformación es mayoritariamente de arenas no consolidadas, provenientes del cuaternario, y aún más jóvenes son los depósitos sedimentarios originados por las inundaciones periódicas generadas por las crecientes de los ríos. (INE, 2013)

#### **2.2.5 Suelos**

La composición física y química predominante en los suelos es la de areniscas (generadas como remanentes de fondos marinos) y está asociada a índices de baja fertilidad agrícola. En general, son arenosos en superficie, con un contenido variable de arcilla en distintos estratos de profundidad, son ácidos, pobres en materia orgánica y de baja retención de humedad. (INE, 2013)

#### **2.2.6 Hidrografía**

Son dos las vertientes que riegan al estado: la atlántica y la del Mar Caribe. Ambas tienen importantes afluentes que surten de agua al territorio, como son el Unare y el Neverí en la segunda vertiente y el Zuara y el Cabrutica en la primera vertiente. Gran parte de estas corrientes tienen sus nacientes en las mesas centrales. En la zona llana de la costa se encuentran las lagunas de Píritu y Unare, cerradas ambas por cordones litorales generados por los sedimentos acarreados por el río Unare. (INE, 2013)

## **2.3 Geología regional**

### **2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela**

Constituye una cuenca sedimentaria ubicada en la región centro oriental de Venezuela y que se extiende por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y Sucre; y que se prolonga hasta el sur de Trinidad. La Cuenca Oriental de Venezuela está limitada al norte por el corrimiento de la Serranía del Interior, que marca el límite mayor de placas con el Caribe, y se extiende hasta el río Orinoco en el sur. Está constituida por una cuenca de antepaís que se desarrolló en el Neógeno sobre un margen pasivo del Mesozoico tardío del cratón de sur América. (Parnoud et al., 1995)

La cuenca Oriental de Venezuela se divide en función de sus características tectónicas y estratigráficas en dos subcuencas: la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín. Estas subcuencas se caracterizan por condiciones variables de entrapamiento y calidad del crudo. La producción proviene de arenas que varían desde el Mioceno hasta el Cretácico.

Las principales trampas están controladas por la combinación de factores estratigráficos y estructurales (Felder et al., 1980). La subcuenca de Maturín, de entre 6 – 8 kilómetros de espesor, sobreyace sobre rocas sedimentarias cretácicas a paleocenas que buzcan hacia el norte y sobre rocas del basamento cristalino precámbrico del Escudo de Guayana al sur. (Di Croce, 1995)

La evolución geodinámica de la cuenca puede dividirse en cuatro etapas: Una fase de “prerift” o preapertura en el Paleozoico. Una fase de “rifting” o apertura durante el Jurásico y Cretácico reciente, caracterizada por la formación de grábenes, la creación de corteza oceánica, y una discordancia regional de rotura. Una fase de margen pasivo durante el Cretácico-Paleógeno. Una cuarta y última fase de colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario que resultó en la formación de la Serranía del Interior y la transformación del margen pasivo en una cuenca de antepaís (Parnoud et al., 1995). En la Figura 2.2 observamos las características tectónicas de la Cuenca Oriental de Venezuela y la localización de los principales campo petroleros.

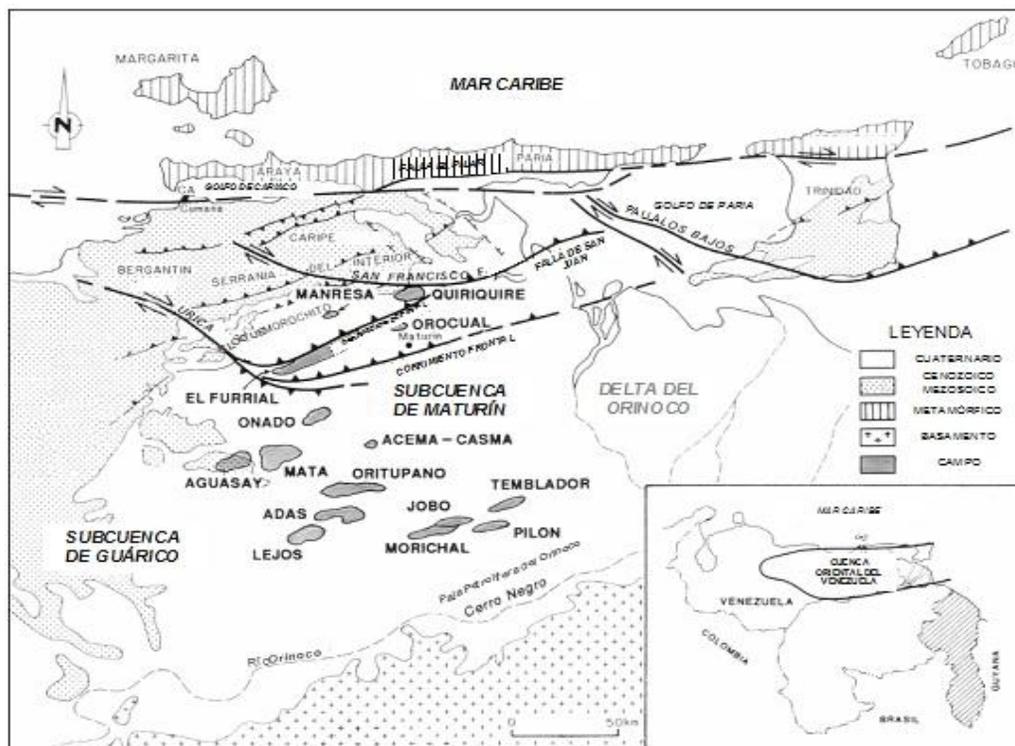


Figura 2.2 Características tectónicas de la Cuenca Oriental de Venezuela y ubicación de los principales campos petroleros. (Parnaud, 1995).

### **2.3.1.1 Proceso evolutivo sedimentario de la cuenca oriental de Venezuela**

El proceso evolutivo sedimentario de la Cuenca Oriental de Venezuela se sitúa desde el Devono- Carbonífero (González de Juana et al., 1980), hace unos 350 millones de años. Durante este período se reconocen tres períodos sedimentarios separados: el primero corresponde al Paleozoico medio- tardío y tardío, el segundo comienza en el Cretácico medio y se hace regresivo durante el Terciario temprano, y el tercero, se desarrolló durante el Terciario tardío y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. Ellos tienen lugar entre períodos principales de orogénesis y después de largos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente pleniplanadas. A continuación se describe brevemente, la historia geológica del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental según González de Juana et al., (1980):

Durante el Cámbrico-Ordovícico, aproximadamente 500 M.a., ocurre la sedimentación de las formaciones Carrizal y Hato Viejo asociadas a una sedimentación clástica más interna, de un margen pasivo. Ambas formaciones se consideran transicionales. Posiblemente la sedimentación ocurre en planicies costeras mal conocidas y aparatos deltaicos conexos.

En el Triásico-Jurásico (220-160 M.a.) se producen actividades volcánicas en el Macizo de El Baúl. Fue un período de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca. Durante el Barremiense-Aptiense-Albiense, se inicia la transgresión cretácica sedimentándose la Fm. Barranquín compuesta de calizas y areniscas en el flanco norte de la serranía actual, con disminución de sedimentos marinos hacia el flanco norte y hacia el flanco sur de la misma. Es seguido por la sedimentación en el flanco norte de las formaciones Borracha y Chimana compuestas de calizas espesas y lutitas,

y en el flanco sur por la Fm. El Cantil compuestas de areniscas, lutitas e intercalaciones de calizas. Hacia el sur ocurre también una extensión de las aguas donde la sedimentación es predominantemente continental, depositándose la Fm. La Canoa. Las calizas y arenas de estos períodos constituyen legítimos prospectos para petróleo.

En el Cenomaniense-Coniacense (100-85 M.a.), ocurre la máxima cobertura marina y desarrollado de ambientes euxínicos en el norte, representando por la Fm. Querecual, esta formación es la Roca Madre del petróleo. Hacia el sur se extienden ambientes marinos-costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo sur, en las proximidades del noroeste se encuentra la Fm. Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante). La Fm. Tigre ha producido cantidades menores de petróleo en el Área de Las Mercedes. Durante el Santoniense-Mastrichtiense (85-65 M.a.), ocurre una sedimentación de lutitas marinas, algunas arenas finas e intervalos de fñanitas silíceas al norte (Fm. San Antonio). En la regresión sureste comienza la regresión marcada por las areniscas de la Fm. San Juan, básicamente Maastrichtiense, probablemente extendida al Paleoceno.

Durante el Paleoceno-Eoceno medio (65-45 M.a.), el levantamiento de las masas metamórficas delimitó hacia el sur una extensa cuenca donde se depositaron sedimentos del ciclo Terciario temprano. Durante este período comienza el levantamiento de las masas metamórficas hacia el sur, con el consiguiente empuje sobre la secuencia sedimentaria en el borde cratónico, integrada por la columna cretácica (Grupo Sucre y Guayuta) y la sedimentación del Terciario temprano. Gran parte de la sedimentación alóctona del surco de Guárico fue ocasionada por este movimiento. En el Eoceno tardío-Oligoceno (45-25 M.a.), se sedimenta en Guárico la Fm. La Pascua de carácter transgresivo y que corresponde a aguas someras

procedentes de la Cuenca de Barinas, seguida de la Fm. Roblecito, que se compone de un cuerpo lutítico de aguas marinas someras y tranquilas. La transgresión progresa hacia el este y en la región de Barcelona, el hiatus y la transgresión mencionada se encuentran sobre la Fm. Caratas y por debajo de la Fm. Los Jabillos del Oligoceno medio. Hacia el sur se extiende al oeste la sedimentación arenosa-parállica de La Pascua y al este de las formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual, reunidas en el Grupo Merecure, por debajo de la cual desaparece por acuñamiento del lente de Roblecito. Hacia el este se produce la sedimentación profunda, de mar abierto, de la Fm. Carapita.

Al final de este período (22 M.a. aproximadamente), continua el levantamiento de la Serranía del Interior y se desarrolla el “Foredeep” al sur, donde se depositan los sedimentos de aguas profundas de la Fm. Carapita. Durante el Mioceno (20 M.a.), en la parte norte de Guárico la sedimentación se hace predominantemente continental. Desde el flanco norte de la cuenca hacia el sur se observa gradación entre las formaciones Capiricual-Quiamare al norte y la Fm. Oficina hacia el sur. Hacia el este la profundización de ambientes continúa determinando la sedimentación de Carapita. En el flanco sur se sedimenta la Fm. Freites de ambiente marino somero, en el borde norte los mares transgreden ligeramente sobre la superficie erosionada de Carapita, depositándose la sedimentación marina marginal de Fm. La Pica. Cerca de la línea septentrional se sedimenta una secuencia arenosa.

Durante el Mioceno tardío-Plioceno, se sedimentó la Fm. Las Piedras sobre extensos ambientes fluvio-deltaicos. Hacia el oeste del Estado Anzoátegui y en el sur, en el subsuelo de los campos de las áreas de Oficina y Temblador, esta sedimentación cubre los sedimentos marinos someros de la Fm. Freites. Hacia noreste se encuentra por encima de la Fm. La Pica, sobrepasando la línea de playa de ésta formación y



### **2.3.2 Subcuenca de Maturín**

Constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela y de acuerdo con la configuración estructural se divide en tres provincias tectónicas principales: Una provincia compresional, al Norte, en la Serranía del Interior; El frente de deformación en el piedemonte y una provincia extensional al Sur. El flanco Sur de la Cuenca Oriental está representado por esta provincia extensional, con fallamiento normal asociado y buzamiento en la sección sedimentaria hacia el Noreste, el cual aumenta de manera gradual hacia el eje de la cuenca. Constituye el margen meridional, la zona de plataforma del foreland identificado en la Cuenca. Sobre esta plataforma se encuentra el Área Mayor de Oficina. Las principales formaciones productoras en el flanco Sur de la Cuenca Oriental y asociada al Área Mayor de Oficina, son: Merecure (Época Oligoceno-Mioceno temprano) y Oficina (Época Mioceno Temprano-Medio), las cuales fueron sedimentadas en un ambiente transgresivo y presentan muy bajo relieve en ambientes de llanuras deltaicas con extensas áreas pantanosas, abundante vegetación, intercalaciones de aguas salobres y ocasionales incursiones de aguas marinas. Además, presentan un engrosamiento de las formaciones de Sur a Norte y desaparición de las arenas hacia el noreste. (González de Juana, 1980).

### **2.3.3 Faja petrolífera del Orinoco**

La Faja Petrolífera del Orinoco es una extensa área ubicada al margen izquierdo del Río Orinoco en Venezuela y que se extiende de Este a Oeste por aproximadamente 650 Km. y de norte a sur por más de 70 Km., con un área de 55314 km<sup>2</sup> (Acosta, 2011). Esta importante acumulación de hidrocarburos, fue descubierta en el año 1937, con la perforación del pozo CANOA-1, el cual produjo crudo de 7°API, a una tasa de 40 BN/D; pero no fue hasta finales de los años 60, que el estudio

sobre la FPO se cuantificó, cuando, a través de PDVSA, se evaluaron técnicas de producción de frío y caliente.

Los yacimientos de la Faja del Orinoco son neógenos y roca madre cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico-Neógeno y Basamento-Neógeno. En la Faja del Orinoco, los crudos pesados y extrapesados constituyen la característica esencial. En general, los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos más someros.(WEC, 1997).

#### **2.3.3.1 Características estructurales de la faja petrolífera del Orinoco**

La Cuenca Oriental de Venezuela, ha sido dividida en dos provincias tectónicas; una autóctona y otraalóctona. La provincia autóctona (donde se ubica la Faja del Orinoco), se extiende desde el eje de la cuenca hasta el Río Orinoco. Esta provincia es extensional y se caracteriza por un tren de fallas N 60° - 70° E, y fallas transcurrentes más jóvenes hacia la parte sur con rumbo N 70° O. Hacia el Norte se observan fallas de gravedad de colapso que afectan rocas sedimentarias del Mioceno–Plioceno. En la Figura 2.4se presenta una sección Norte–Sur de la cuenca Oriental del Venezuela, mostrando los principales rasgos tectónicos de la misma.

De igual modo la Faja Petrolífera del Orinoco, puede subdividirse en dos provincias: una occidental hacia el Oeste que involucra las áreas de Boyacá y Junín y una provincia oriental que corresponde a las áreas de Ayacucho y Carabobo (Figura 2.5). En la provincia oriental, en donde se ubica nuestra área de interés, el Basamento

Precámbrico tiene un papel determinante en la configuración de las trampas petrolíferas. (WEC, 1997).

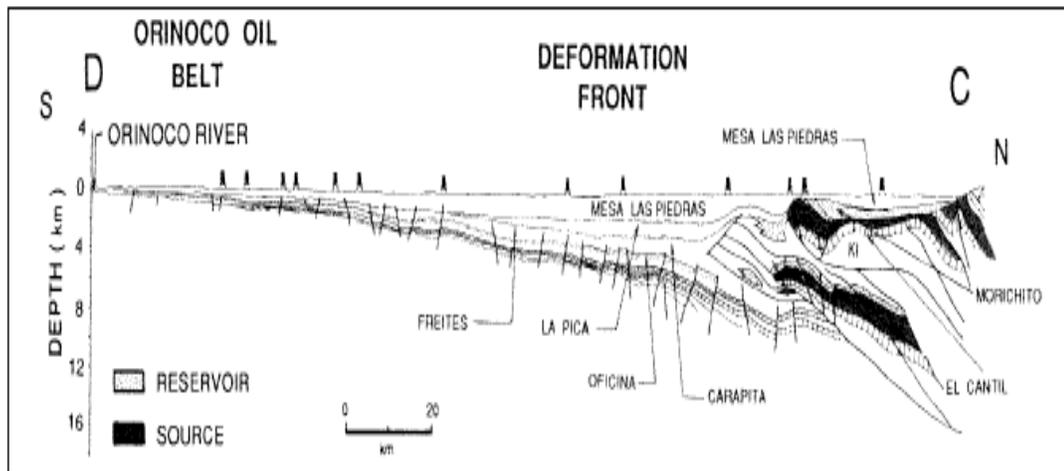


Figura 2.4 Sección conceptual de la Cuenca Oriental de Venezuela(WEC,1997)

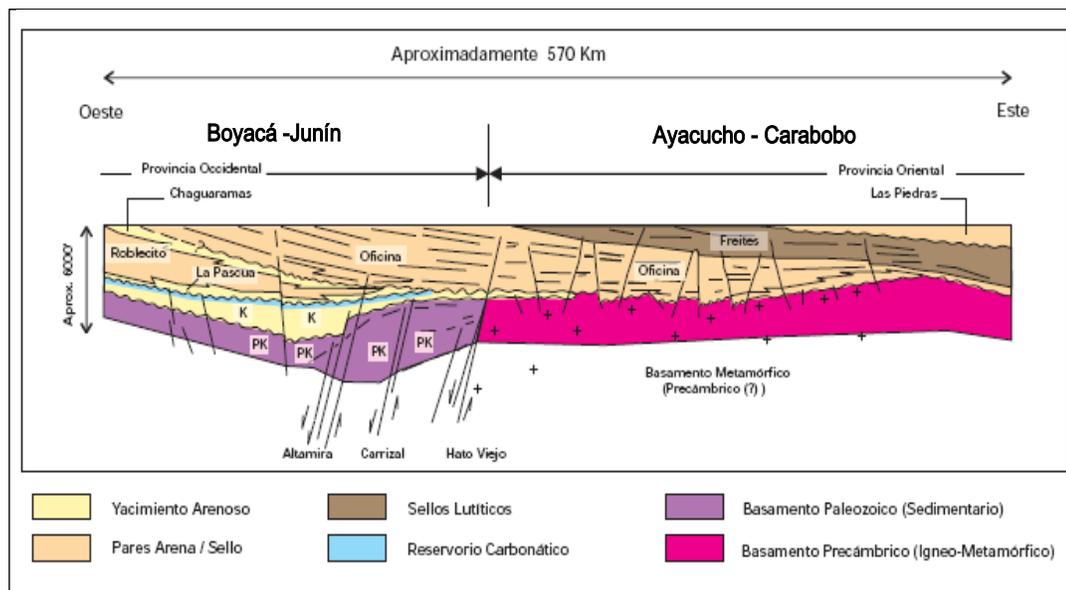


Figura 2.5 Configuración estructural de La Faja del Orinoco. (WEC, 1997).

## **2.4 Geología local**

### **2.4.1 Área mayor de Oficina**

El área mayor de oficina se encuentra ubicada en el flanco sur de la subcuenca de Maturín en los estados Anzoátegui y Monagas. Está limitada arbitrariamente al Este por una línea de rumbo N-NO, entre el extremo occidental del campo Oritupano hacia el sur y el campo Onado hacia el norte; al sur, por una línea este-oeste situada al sur de los campos Melones, Miga y Yopales sur, que marca el límite convenido entre los crudos pesados del sur del área mayor de oficina y los crudos pesados y extra pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco; al Oeste por el meridiano del campo Budare, y al Noroeste y Norte, por el corrimiento de Anaco entre los campos El Topo y Guárico, desde este último campo, por una línea aproximadamente Oeste-Este hasta el campo Onado. Esta última línea constituye la separación entre la zona productora de petróleo y la zona axial de la cuenca Oriental de Venezuela, más profunda y solo parcialmente perforada. Tiene aproximadamente 120 Km de largo y 60 Km de ancho, con un área aproximada de 7200 Km<sup>2</sup>. Abarca un gran número de campos petrolíferos.

Las principales formaciones productoras del Área Mayor de Oficina en orden estratigráfico son Merecure y Oficina (Figura 2.6). Ambas fueron sedimentadas en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco sur de la cuenca, que presentaban muy bajo relieve de forma que las aguas llanas se extendían considerablemente de Norte a Sur, lentamente subsidente con suaves oscilaciones que favorecieron el avance y retroceso de las aguas y aún cambios de salinidad en un punto dado. La sedimentación en la parte meridional del área, tanto en la Formación Merecure como en Oficina, sugiere ambientes de llanura deltaica con extensas zonas pantanosas tranquilas, con abundante vegetación, intercalaciones de aguas salobres,

sistemas de caños de dirección generalizada al Norte y ocasionales incursiones marinas. (Porras, 2003)

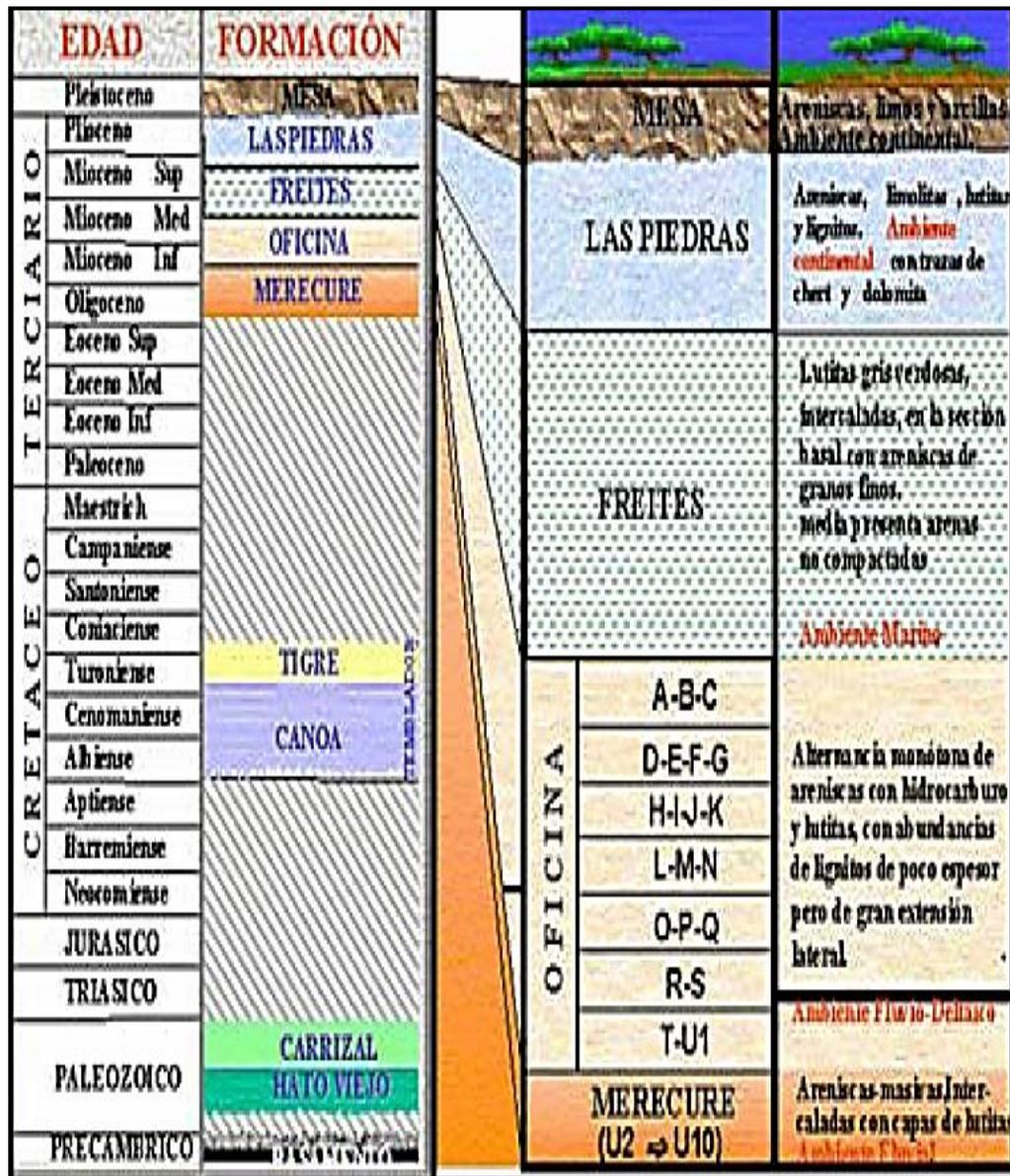


Figura 2.6 Columna tipo de la Cuenca Oriental en el Área Mayor de Oficina. (PDVSA-Intevp, 1997).

### 2.4.1.1 Interpretación estructural

El Área Mayor de Oficina no muestra mayor deformación, su buzamiento regional es de 2 a 4° y se encuentra interrumpido por un complejo de fallas normales discontinuas que generalmente buzcan 45° al Norte. En el área se evidencian tres familias de fallas, las cuales poseen una orientación preferencial NE-SO, NO-SE y O-E. El primer sistema de fallas es paralelo al eje de la cuenca y refleja el levantamiento flexural del basamento, mientras el segundo es el esfuerzo compresivo resultante del movimiento de rumbo dextral, a lo largo del límite de las placas Caribe y Suramérica. Todos los sistemas controlan el entrapamiento de hidrocarburos en la zona.

Las fallas pueden ser antitéticas o sintéticas respecto a la pendiente o buzamiento regional y afectan casi toda la columna estratigráfica incluyendo el basamento. Su origen se postula como el desarrollo del levantamiento flexural del basamento durante el Oligoceno-Mioceno, cuando ocurrió el desplazamiento de la cuenca del Oeste hacia el Este.

Las fallas del sistema NO-SE pueden indistintamente buzcan al Norte o al Sur. Es un sistema de fallas oblicuas derivadas de fallas principales, su origen se asocia a la reactivación de los esfuerzos en dirección Sur del límite de placas.

el sistema de fallas Oeste-Este posee buzamiento antitético o sintético cuyo ángulo promedio es de 45°. Su origen se debe al flexuramiento de la cuenca y pueden ser trazadas a lo largo de grandes extensiones. Son producto del crecimiento de fallas superpuestas conectadas. Otro tipo de estructura muy importante presente en la zona, lo representa los pliegues asociados a las fallas normales, cuya naturaleza es de

origen distensivo y ocurren mayormente en las secciones superior y media de la secuencia productiva Miocénica. Se ubican en el Área Mayor de Oficina y son responsables de las acumulaciones de hidrocarburos en dicha zona. (Hedberg et al, 1945)

#### **2.4.2 Interpretación estructural del Campo Cariña**

En el área de estudio las principales observaciones desde el punto de vista estructural son las siguientes:

Como se tenía previsto, todas las fallas interpretadas son de tipo normal, producto de los esfuerzos extensionales a los que ha sido sometida esta zona. Se observaron dos trenes de fallamiento principales: uno de rumbo noreste-suroeste y otro de rumbo Noroeste–Sureste. Estos trenes de fallamiento se corresponden con los descritos por Parnaut en 1995, observándose además un componente transcurrente de las fallas de rumbo Noroeste–Sureste que tiende a desplazar las fallas de rumbo Noreste–Suroeste que son más antiguas y que tienden a tener mayor salto vertical. Este comportamiento fue interpretado a partir de la observación de diversas líneas y trazas sísmicas. En las Figuras 2.7 y 2.8 observamos algunos ejemplos que muestran lo anteriormente descrito.

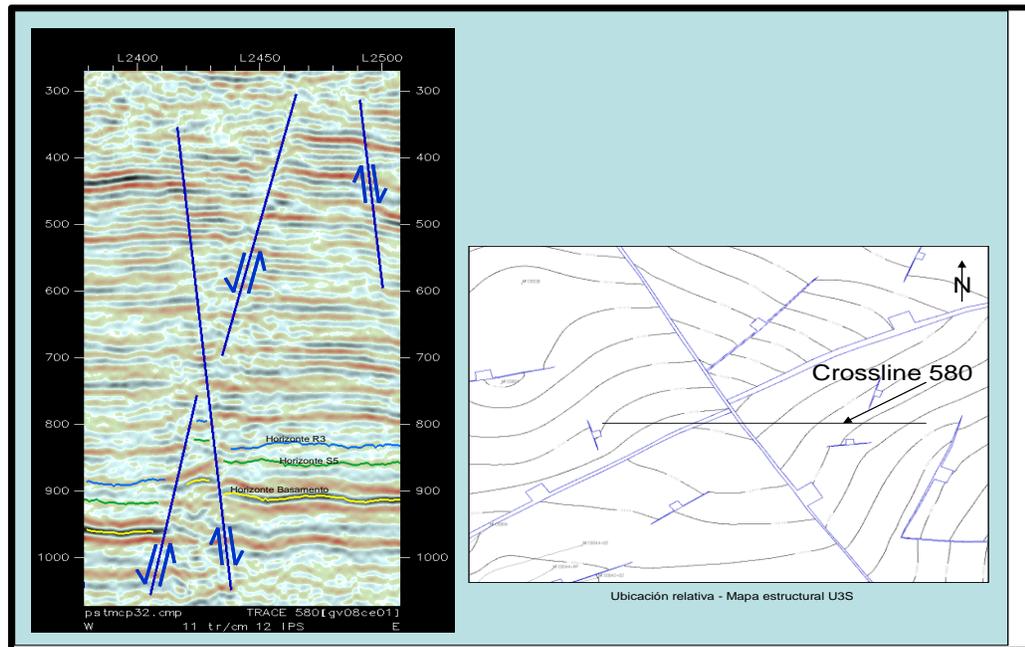


Figura 2.7 Traza sísmica 580, mostrando la intersección de dos fallas normales. (PDVSA-Intevep, 1997).

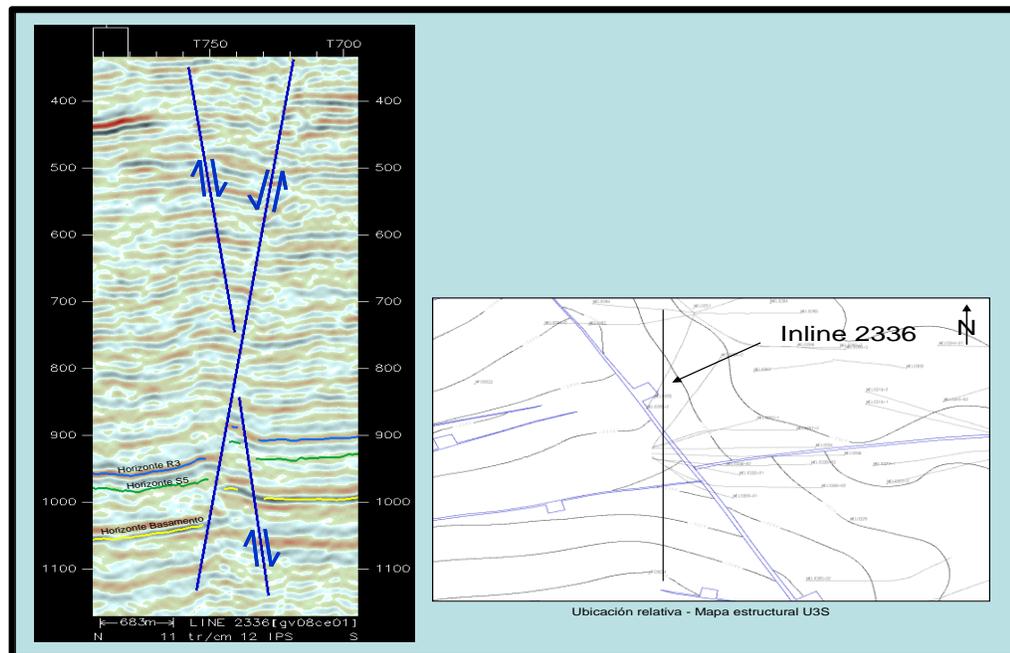


Figura 2.8 Línea sísmica 2336, mostrando la intersección de dos fallas normales. (PDVSA-Intevep, 1997).

### **2.4.3 Sedimentología y estratigrafía del Campo Cariña**

El Campo Cariña se encuentra dentro del Área Mayor de Oficina, en la Faja Petrolífera del Orinoco, geológicamente en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, posee una columna estratigráfica que descansa sobre el basamento ígneo-metamórfico y está conformada por sedimentos de las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina, Merecure, y Basamento.

A continuación se realiza una descripción de las formaciones geológicas penetradas por los pozos del área de estudio y sus ambientes de sedimentación.

#### **2.4.3.1 Formación Merecure:**

Oligoceno-Mioceno Temprano. La columna estratigráfica en el campo Cariña comprende en su base un grupo de arenas masivas, apiladas, de origen fluvial, con buenas características de porosidad y permeabilidad, que aparecen bien conectadas y lateralmente extensas con espesor promedio de 800 pies aproximadamente, pertenecientes a la Formación Merecure, las cuales descansan sobre el Basamento Ígneo-Metamórfico. Las características litológicas indican que la sedimentación de esta unidad se desarrolla en un sistema fluvio-deltaico; sin embargo, la presencia de canales que coalescen indican que Merecure se encuentra en la zona más continental del delta y está dominado por corrientes fluviales entrelazadas. Por otro lado, el contacto superior con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico en ese nivel. Por consideraciones regionales, se presume que tanto el tope como la base de la Formación Merecure, se hacen más jóvenes hacia el Sur y refleja el avance del mar de Oficina en esa dirección. Igualmente, se

interpreta como un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a marinas, donde el ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y en posición más distal, por condiciones deltaicas. Los análisis Sedimentológicos y las interpretaciones paleo ambientales realizadas, en el área de estudio, se describen ambientes fluviales a transicionales cercanos a la línea de costa o posiblemente localizados en zonas ínter mareal o en desembocaduras de ríos intercalados con pulsos o episodios de eventos de agradación y progradación de orden 5 a 6, donde los sedimentos fueron depositados en un ambiente nerítico interno; Con los datos BioEstratigráficos se han identificado ambientes de pro-delta, frente deltaico, deltaico proximal, canales distributarios deltaicos y abanicos aluviales. (PDVSA-INTEVEP, 1997).

#### **2.4.3.2 Formación Oficina**

Mioceno Temprano-Medio. Suprayacente se encuentra la Formación Oficina de Época Mioceno Inferior a Medio, con espesor promedio de 2000 pies aproximadamente y está caracterizada por interestratificación de areniscas y lutitas como consecuencia de los procesos fluviodeltaicos a marinos someros ocurridos durante la sedimentación. Los depósitos en la Formación Oficina se caracterizan por ser reservorios de buena calidad, sin embargo en algunas regiones el poco espesor de los cuerpos de arenas y la presencia de láminas de arcillas interestratificadas pueden afectar la calidad del reservorio. La sedimentación de la Formación Oficina se inicia en condiciones de agua dulces a salobres, continuando con respectivas alternancias de ambientes marinos a someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de Oeste a Este y de Sur a Norte. La Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de río. (PDVSA-INTEVEP, 1997).

### **2.4.3.3 Formación Freites**

Mioceno Medio- Tardío. Consiste en lutitas gris verdosa con areniscas arcillosas, blanco verdosas y de grano fino en el tope e intercalaciones de lutitas y areniscas verde-amarillentas y de grano medio a grueso en la base de la Formación.

La Formación Freites suprayace concordantemente a la Formación Oficina en casi toda su extensión; hacia el tope, la Formación es concordante con la Formación Las Piedras suprayacente. La sedimentación ocurre en ambientes marino a someros que pasa a condiciones más profundas en la parte media y aguas llanas, nuevamente, en el tope de la unidad; así las lutitas y arcillas de esta Formación constituyen el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina en el área Mayor de Oficina. (PDVSA-INTEVEP, 1997).

### **2.4.3.4 Formación Las Piedras**

Mioceno Tardío-Plioceno. Presenta areniscas gris claro a gris verdoso, micáceas, friables y de grano fino; éstas se encuentran interlaminadas con lutitas gris-verdoso, arcillas sideríticas grises y lignitos. Esta unidad se desarrolla en condiciones de agua dulce a salobres, posiblemente en ambientes deltaicos a marinos. (González de Juana et al. 1980).

### 2.4.3.5 Formación Mesa

Plioceno-Pleistoceno. Esta unidad consiste en arenas de grano grueso y gravas muy duras con cemento ferruginoso. Los conglomerados son rojos a negros, las arenas blanco amarillentas, rojo y púrpura que presenta estratificación cruzada y lentes discontinuos de arcilla y limo. El espesor de la Formación Mesa es variable pero en términos generales disminuye de Norte a Sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltaica y aumenta de Oeste a Este por el avance de los sedimentos deltaicos. La sedimentación de la Formación Mesa es del tipo fluvio-deltaica. (González de Juana et al. 1980).

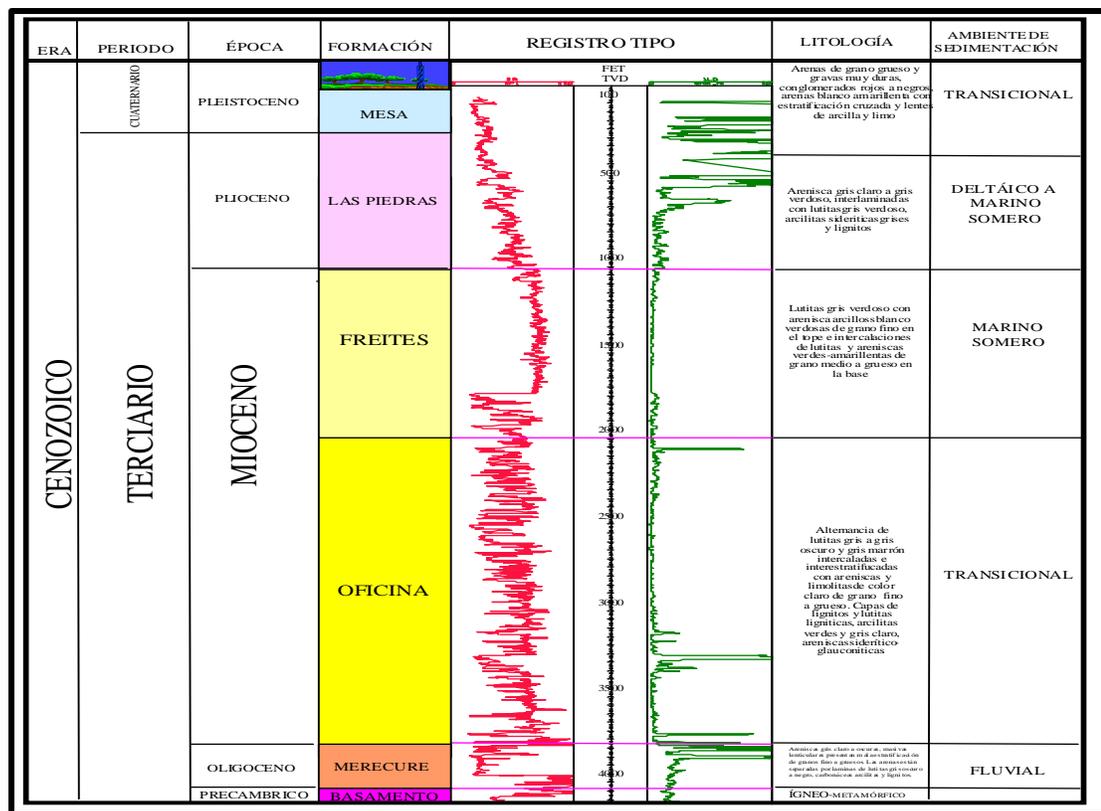


Figura 2.9 Columna estratigráfica del Campo Cariña. (PDVSA-INTEVEP, 2006)

## **CAPÍTULO III MARCO TEÓRICO**

### **3.1 Antecedentes**

Se han hecho diversas investigaciones en los niveles estratigráficos S5 y TL, que si bien no han sido dirigidas concretamente al campo Cariña, fueron desarrolladas para la ejecución de otros proyectos en otros campos, tomándose como punto de referencia para el desarrollo de esta investigación.

Flores R. Jean C (2009) **INTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LAS ARENAS S5 Y T PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO DOBOKUBI, PARA EL DESARROLLO DE LAS RESERVAS NO PROBADAS, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra. PDVSA, gerencia de Desarrollo de Yacimiento, Distrito San Tomé. Ciudad Bolívar, Mayo 2009.

El estudio consistió en interpretar el modelo geológico de las arenas S5 y T del campo Dobokubi, se correlacionaron 95 registros de pozos pertenecientes al campo de estudio, identificándose los topes de las arenas y presencia de fallas, a partir de los cuales se realizaron los mapas isópaco-estructurales y de paleoambiente, así como la definición del modelo petrofísico y la generación de mapas de isopropiedades (volumen de arcilla, saturación de agua, isoporosidad, isopermeabilidad). Guarda relación directa con este proyecto en cuanto a la geología local y regional del área de estudio, además representa un aporte metodológico ya que se explica de manera

precisa cada uno de los pasos usados para dicha investigación, los cuales fueron tomados como referencia para la elaboración del presente proyecto.

### **3.2 Medios sedimentarios**

Un medio sedimentario puede definirse como una parte concreta de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos y que se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes (Selley, 1970). Los factores limitantes están íntimamente relacionados entre sí y cualquier cambio en uno de ellos afecta irremediablemente a los otros. En este marco físico operan los procesos sedimentarios responsables del transporte y depósito de los sedimentos. Un medio sedimentario puede ser un lugar de erosión, depósito o sedimentación, y en general, alternan etapas diferentes en cada medio o en cada parte de un medio: así, un delta puede crecer rápidamente en las avenidas de los ríos que lo alimentan, puede permanecer estable durante el estiaje y puede, finalmente, sufrir erosión durante grandes tempestades en el mar, especialmente en su borde subaéreo externo. Los sedimentos se acumulan en depresiones de tamaño variable denominadas cuencas sedimentarias, cuyo relleno registra la evolución paleogeográfica de las mismas. Este relleno está formado no sólo por los sedimentos, sino por las superficies de omisión o hiatos, reflejo de etapas de no deposición y por las discordancias, que registran etapas de erosión, acompañadas o no de actividad tectónica. Como la reproducción de las condiciones naturales de sedimentación en un laboratorio es prácticamente imposible por razones de escala, o bien, si se realiza, obliga a simplificaciones drásticas (p. ej., en un canal de experiencias), el sedimentólogo utiliza la superficie actual de la Tierra como su mejor laboratorio. En ella observa el marco físico (el medio sedimentario) y los procesos que en él actúan dando lugar a sedimentos.

La observación de la superficie de la Tierra ha demostrado que sólo existe un número finito de medios y procesos sedimentarios y que, utilizando el principio del uniformismo («El presente es la clave del pasado»), podemos extrapolar nuestras observaciones al pasado y, como veremos, utilizar la analogía en la interpretación genética de sucesiones antiguas de rocas sedimentarias. Este es el objetivo final de la Sedimentología. Los medios sedimentarios actuales son finitos y deben clasificarse para su mejor caracterización y estudio. La forma habitual de hacerlo es utilizar parámetros físicos (precipitación, temperatura, medio de transporte, velocidad y sentido de las corrientes), químicos (composición de los sedimentos y las aguas, composición de la roca madre) y biológico (tipo de fauna, flora, interacciones organismos-sedimentos) y de aquí surge la división entre medios marinos y continentales mediante la línea de costa, pero como los procesos continentales (p. ej., corrientes fluviales durante avenidas) pueden extenderse a medios marinos y los marinos (olas, mareas) a medios continentales, existirán en esa frontera disputada una serie de medios de transición o mixtos.

Otra forma de clasificar los medios sedimentarios puede ser la de utilizar, en combinación con su situación continental o marina, la acción de los procesos sobre los sedimentos y si ésta se traduce en una erosión o sedimentación neta o un equilibrio o no-deposición (Selley, 1976). Los medios sedimentarios de erosión neta son básicamente terrestres, especialmente en aquellas áreas de relieve acusado y clima húmedo, en las que la meteorización y la erosión y transporte de sus productos son intensos, pero también existen en zonas costeras, como, por ejemplo, costas en retroceso por acción de olas y corrientes submarinas, los cañones submarinos o algunas plataformas continentales o fondos marinos sometidos a la acción de corrientes intensas de origen variado (geostróficas, de turbidez, etc.). La variación temporal de la profundidad del nivel de compensación de la calcita puede dar también áreas de erosión por disolución más o menos profundas. Los medios sedimentarios de

depósito son fundamentalmente subacuáticos y de entre éstos, los costeros y de plataforma son los que en la actualidad acumulan mayores cantidades de sedimentos y en las series antiguas también forman la mayor parte del registro geológico. En medios subacuáticos terrestres, como ríos y lagos, se pueden formar grandes acumulaciones de sedimentos, especialmente en áreas cratónicas sometidas a subsidencia lenta y continua. Los medios subaéreos como los eólicos sólo ocasionalmente dan lugar a depósitos importantes, siempre que se encuentren asociados ligados a la tectónica activa. Los medios sedimentarios de equilibrio o no-deposición son mucho más frecuentes de lo ordinariamente admitido. En ellos, y durante un largo tiempo, no hay erosión ni depósito. Si se mantienen estables durante largo tiempo el substrato rocoso sufre importantes modificaciones químicas (perfiles de alteración). Se dan en condiciones subaéreas, como, por ejemplo, en parte de los cratones africanos, expuestos desde el Cretácico superior al menos, y en los que se ha desarrollado alteraciones y suelos que son prueba de estabilidad muy prolongada. En el registro antiguo se manifiestan como hiatos. Bauxitas, lateritas y costras ferruginosas son los productos típicos de la acción de diversos climas sobre sustratos específicos en estos medios de sedimentación en equilibrio. También pueden existir en medios subacuáticos marinos, y entonces el substrato reacciona con el agua del mar, dando lugar a depósitos de fosfato, óxido de manganeso y otros productos de diagénesis, sufriendo simultáneamente la acción de organismos que lo perforan y modifican. Son los «hard-grounds» de las series antiguas, normalmente mejor conservados en sedimentos carbonatados.

### **3.3 Procesos sedimentarios**

La sedimentación tiene lugar cuando se combinan de una determinada manera una serie de procesos físicos, biológicos y químicos que actúan a escalas muy diferentes, desde local a global y su importancia relativa varía de unos medios a otros.

#### **3.3.1 Procesos físicos**

Los procesos físicos son los más importantes en la erosión, transporte y sedimentación de los sedimentos clásticos. Los más importantes son las corrientes, que tienen dos orígenes: la fuerza de la gravedad, responsable por ejemplo, del movimiento de agua en un río o de las corrientes de turbidez, y la radiación solar, que al calentar desigualmente la superficie terrestre provoca diferencias de temperatura y, por tanto, corrientes convectivas en la atmósfera (vientos) y en el agua (corrientes marinas y lacustres). El viento, a su vez, puede provocar las olas en la superficie del mar y el transporte a ellas asociado. Un caso especial de corrientes es el de las mareas, causadas por la combinación de los campos gravitatorios de la Luna y el Sol sobre la Tierra.

Otros procesos físicos secundarios son la meteorización mecánica debida a diferencias bruscas de temperatura o la debida a la acción alternativa de agua y hielo en las grietas periglaciares. Las corrientes tienen capacidad para transportar un rango variable de tamaños de grano y pueden ser estables (p. ej., los ríos) o variar ampliamente de forma periódica (p. ej., las mareas) o episódica (p. ej., el viento). La densidad y viscosidad del fluido en que se mueven las partículas tienen una importancia fundamental en la capacidad de transporte de una corriente: cuanto más

elevados son estos parámetros, mayor es su capacidad de transporte. En los flujos naturales, esta gradación creciente sería: 1. viento, 2. agua, 3. flujos masivos. Por encima de un umbral de velocidad, las corrientes son erosivas. Las variaciones de velocidad en las corrientes dan lugar a la estratificación de los sedimentos terrígenos y tienen lugar incluso en los tipos más estables, como las corrientes marinas geostroficas o las de los lagos profundos. Pueden variar de forma periódica (las mareas) o de forma ocasional e impredecible (las tormentas).

### **3.3.1.1 Erosión**

Es el proceso dinámico por el cual se produce la remoción, o lo que es lo mismo el arranque del material de su lugar y la puesta del mismo al medio de transporte. Así que se deduce que, para que exista erosión se necesitan un agente capaz de movilizar y transportar el material.

Los materiales producidos por la descomposición y desintegración pueden quedar en el mismo lugar, de manera que constituyen una cubierta sobre la roca fresca (roca sin alterar) o pueden ser arrastrados a otros lugares. En este último caso el agente de transporte se caracteriza por:

- Competencia: es la posibilidad de una corriente para transportar clastos de un tamaño determinado.
  
- Capacidad: es la carga máxima que puede transportar.

- Carga: es la cantidad de material que transporta la corriente en un momento determinado.

### 3.3.1.2 Transporte

Movimiento de partículas separadas de las rocas por acción de la gravedad, o por algún medio de transporte (viento, agua en forma de corrientes fluviales, marinas y hielo). Erosión y transporte son dos procesos que ocurren simultáneamente (agente erosión = medio de transporte). (Cabello, C. 2012)

La distancia de transporte de los grandes ríos, corrientes marinas o el viento son del orden de varios centenares a millares de kilómetros. Que un clasto pueda ser transportado depende de la velocidad del flujo (es decir la velocidad del agente) y de su tamaño, su forma también es importante ya que si son redondos será más fácil moverlos que si son muy irregulares. La forma de transportar los materiales removidos es por:

- Tracción: Los clastos se deslizan, ruedan y giran en función de su forma.
- Saltación: Los clastos saltan.
- Suspensión: Es intermedio entre el transporte mecánico y el químico. Los materiales son transportados suspendidos en el flujo porque éste

tiene la energía suficiente para levantarlos y moverlos. La suspensión depende de la velocidad del agente y de la existencia de movimientos turbulentos. Por ejemplo, las partículas de tamaño coloidal son transportadas por suspensión.

- Solución: Los materiales en solución son transportados miles de km sin depender de la velocidad ni de ninguna otra característica física del agente de transporte. Precipitan cuando las condiciones físico químicas lo permiten. (Barredo, S. 2005).

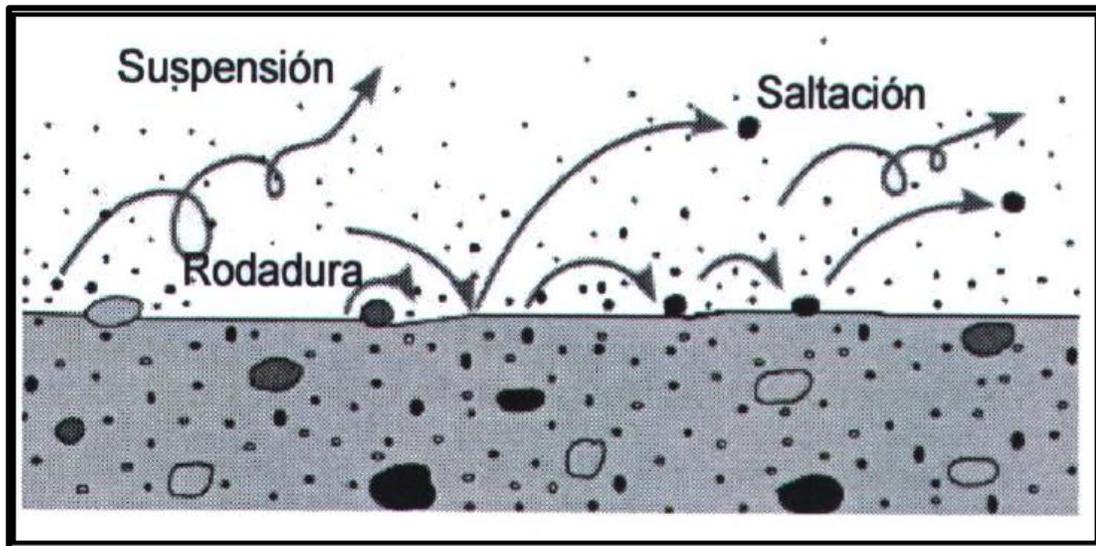


Figura 3.1 Mecanismos de transporte. (Barredo, S. 2005)

### 3.3.1.3 Sedimentación

La sedimentación es el proceso mediante el cual se acumulan partículas de tierra o suelo en el fondo de los cuerpos de agua haciendo que disminuya el espacio

disponible para el almacenaje del agua en ríos, lagos y quebradas. (González, C. 2012).

### **3.3.2 Procesos biológicos**

Los procesos biológicos derivan de la actividad fisiológica de animales y plantas que pueblan los diferentes medios y su interacción con los materiales del sustrato. Estos organismos producen sedimentos y/o ayudan a fijarlos en el medio; también tienen un importante papel regulador de la geoquímica de los fluidos presentes en el mismo. En algunos medios, como ciertos lagos o zonas marinas profundas, la acumulación de esqueletos de organismos unicelulares puede ser la única fuente de sedimentos; en arrecifes y llanuras mareales carbonatadas, los organismos controlan la mayor parte de los procesos de sedimentación; por último hay que hacer notar que la acción humana sobre medios terrestres (deforestación, roturación de tierras vírgenes, pastos abusivos, incendios, cultivos, etc.) puede acelerar o desacelerar la tasa de erosión en ciertas zonas en un factor de quinientos o más.

Uno de los procesos biológicos fundamentales es la fijación del carbonato cálcico que forma los arrecifes y plataformas carbonatadas por organismos tales como algas, corales, briozoos, estromatopóridos, rudistas y bivalvos, entre otros. Los carbonatos primarios pueden ser destruidos total o parcialmente por procesos de bioerosión, que degradan los fragmentos litificados a finas partículas de limo calcáreo; éste es el principal proceso de formación de carbonatos micríticos. Otro proceso biológico importante es el aporte constante de sedimentos finos tanto carbonatados como siliciclástico por parte de organismos unicelulares planctónicos

que viven en aguas superficiales de mares y lagos a las zonas pelágicas de estos medios, en forma de lluvia continua de esqueletos mineralizados tras su muerte.

### 3.4 Facies sedimentarias

De acuerdo con Selley (1970), se define facies como un conjunto de rocas sedimentarias que puede ser definido y separado de otros por su geometría, litología, estructura sedimentaria, distribución de paleocorrientes y fósiles. La figura 3.2 muestra las relaciones entre facies, medios sedimentarios, procesos y tiempo; por ejemplo, una facies de pizarras bituminosas se deposita en un medio marino profundo por un proceso de decantación en el Jurásico, o bien, una facies de areniscas gradadas se deposita en un medio de borde precontinental por un proceso de corriente de turbidez en el Cretácico (Selley, 1976).

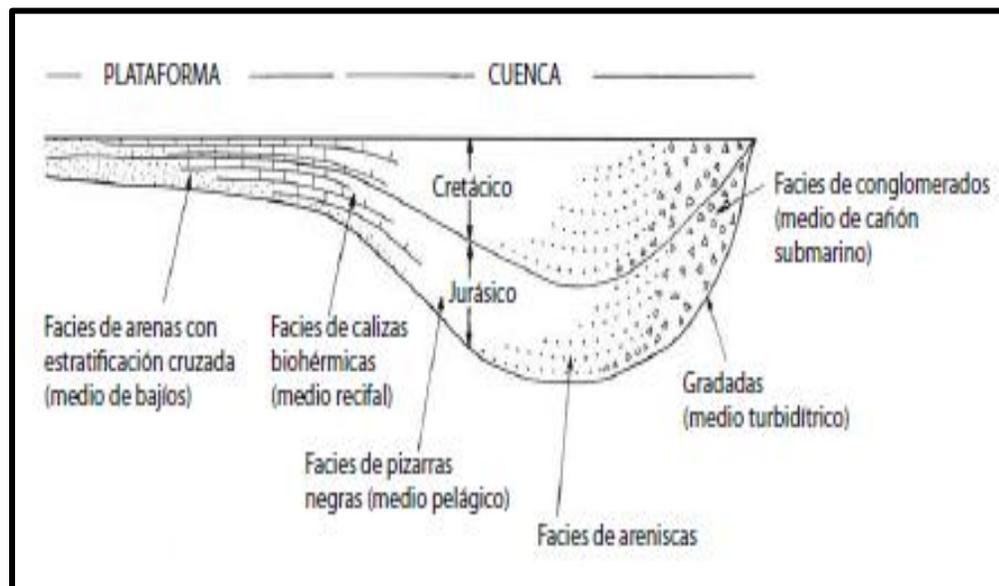


Figura 3.2 Relación entre medio, proceso, facies y tiempo en una cuenca sedimentaria teórica. (Selley, 1976)

### **3.5 Modelo estratigráfico**

Este modelo se basa en demostrar la arquitectura de los cuerpos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo geológico. (PDVSA-CIED, 1997).

El primer paso para la construcción de éste consiste en realizar una correlación regional con perfiles o registros eléctricos de pozos y a la vez una correlación detallada del horizonte estratigráfico prospecto basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas marinas y lignitos, que muestran buena continuidad lateral en la secuencia sedimentaria y se aprecian en los registros. (PDVSA-CIED, Opcit).

Con las secciones estratigráficas se busca determinar las relaciones verticales y laterales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos, para de esta manera predecir la movilidad de los fluidos, todo esto con el fin de validar los límites de cada uno de los yacimientos y así calcular el volumen de Petróleo Original en Sitio (POES). Mediante el uso de diferentes secciones se pueden determinar las áreas de comunicación entre unidades. (PDVSA-CIED, Opcit).

#### **3.5.1 Registros de pozos**

Un registro o perfil de pozo es una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas atravesadas, hechas por aparatos de medición (herramientas) en el hoyo del pozo. Los registros de pozos de petróleo son

técnicas geofísicas in situ, que se utilizan en las operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos del pozo, tales como; cantidad de petróleo móvil, saturación de agua en la formación, resistividad de las rocas, porosidad. (CIED-PDVSA, 1998) (Figura 3.3)

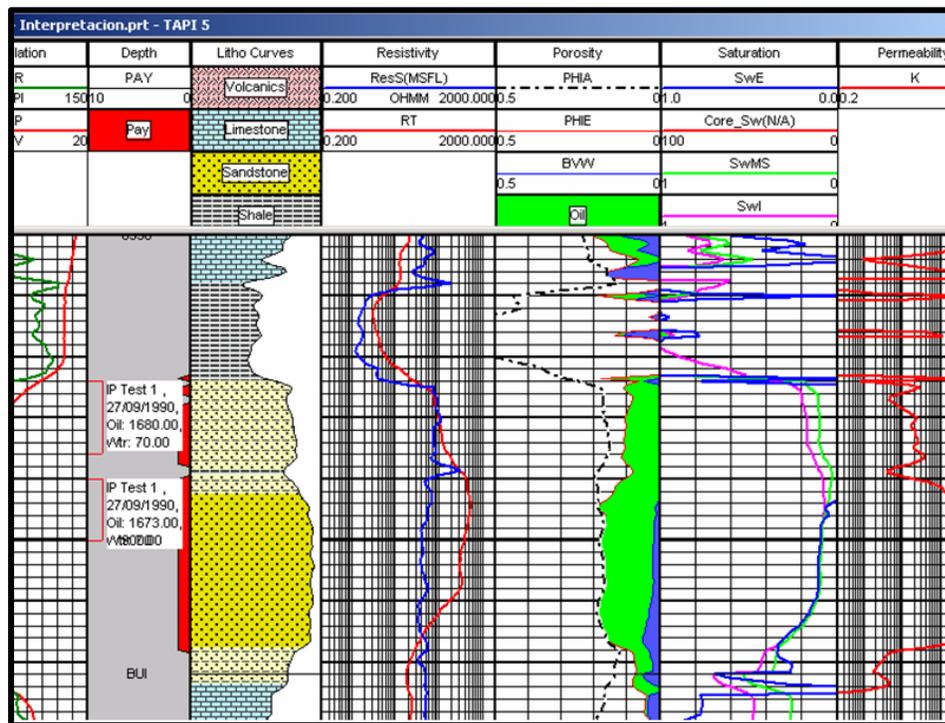


Figura 3.3 Registros de pozo (CIED-PDVSA, 1998)

### 3.5.2 Resistividad

Los registros de pozos generalmente identifican muchas de las propiedades físicas de las rocas que perfora la mecha. Una de las más importantes es la resistividad: capacidad que tiene una sustancia de resistir o impedir el flujo de una corriente eléctrica. En los cálculos de saturación de agua se utilizan las medidas de

resistividad, en conjunto con la porosidad y resistividad del agua la cual por lo general tiende a ser menos resistiva a medida que aumenta la salinidad de la misma, o sea, que esta será inversamente proporcional a la cantidad de sales disueltas en ella.

En el registro de pozos se utilizan los términos resistividad y conductividad, existiendo una relación inversamente proporcional entre ambos. (CIED-PDVSA, 1997)

### **3.5.3 Potencial espontáneo**

La curva SP es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro del pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes; por consiguiente este registro se usa normalmente en pozos perforados con fluidos cuya base es agua dulce.

Los filtrados del lodo de perforación invaden aquellas zonas que exhiben alguna permeabilidad y en consecuencia se generan corrientes. Si la zona es impermeable, como es el caso de las lutitas, no habrá invasión por los filtrados y no generaran “corrientes SP”, vale destacar que la curva del SP se comporta de manera irregular en formaciones impregnadas con agua dulce debido a la escasa mineralización y salobridad del medio. El potencial espontáneo se puede medir súper fácil con un voltímetro y medir los voltajes donde están los electrodos. (Schlumberger, 1997).

### 3.5.4 Rayos Gamma

Cuando las condiciones en el pozo son tal que no se puede obtener una curva SP (por ejemplo, cuando se perfora con fluidos inertes o con aire) o cuando la curva SP no ofrece resultados definitivos se corre una curva de rayos gamma. Es una medida de la radiactividad natural de las formaciones. Los elementos radiactivos generalmente se concentran en arcillas y lutitas, lo que hace que el registro de rayos gamma refleje el contenido de lutitas en las formaciones. Por el contrario las formaciones de arenas limpias y calizas tienen un bajo contenido de radiactividad. (Schlumberger, 1997).

### 3.5.5 Terminología usada en las medidas de los registros

El conocimiento de varias medidas de profundidad en los registros es importante para convertir las profundidades de los registros a profundidades usadas para el mapeo. La siguiente es una lista de medidas, sus abreviaciones y definiciones en términos de profundidad. (Schlumberger, 1997). (Figura 3.4)

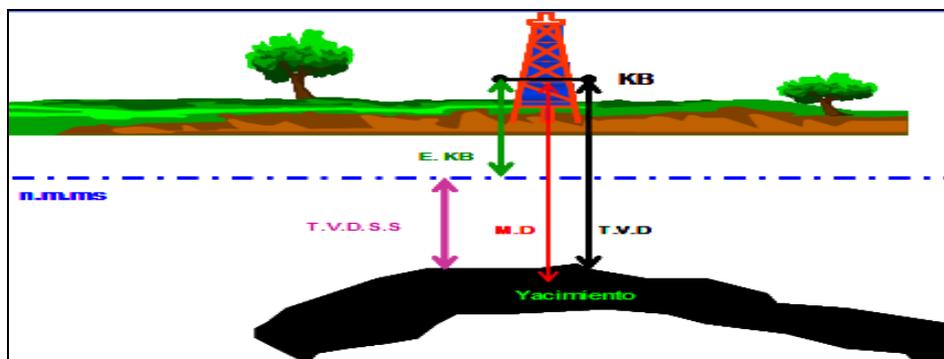


Figura 3.4 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (Schlumberger, 1997)

E.K.B = Elevación “Kelly Busing”=Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar.

MD = “Measure Depth” = profundidad medida = Distancia medida a lo largo de la senda de un pozo taladrado desde el KB al TVD (profundidad total del pozo) o cualquier punto de correlación entre ellos.

TVD = “True Vertical Depth” = profundidad vertical verdadera = Distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo.

TVDSS = “True Vertical Depth Sub Sea” = profundidad vertical verdadera del nivel del mar = Distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo.

Pozo Vertical = Pozo perforado con  $90^\circ$  respecto a la horizontal, usualmente el nivel del mar (también llamado un pozo recto).

Pozo horizontal = Pozo el cual penetra a la formación de forma horizontal (en forma de túnel) por largas distancias, lo cual resulta en contar con un mayor espesor productivo de la formación.

Pozo direccional = Un pozo direccional o desviado se perfora a un ángulo menor de 90 grados con la horizontal. Los pozos son desviados normalmente de

manera intencional en respuesta a un plan determinado, sin embargo, las perforaciones rectas a menudo se desvían desde la vertical debido a una pequeña rotación y tendencia natural a desviación de las formaciones del subsuelo.

La medida TVDSS es la única medida de profundidad que hace referencia al nivel del mar. Por lo tanto, TVDSS es la profundidad más frecuente usada para el mapeo. El registro de las mediciones de profundidad de un pozo vertical o direccional para el mapeo son usualmente corregidas para TVDSS. Para pozos verticales el  $TVDSS = TVD - E.KB$ .

### **3.5.6 Correlación de pozos**

Es la determinación e identificación de unidades estructurales y estratigráficas que son equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica. La base fundamental y básica de toda la geología del subsuelo es el control geológico y correlación de los sondeos o registros de pozos. De la interpretación y la correlación de ellos dependen en gran parte la calidad de las interpretaciones posteriores del subsuelo.

Al perforarse el pozo se van obteniendo sistemáticamente muestras de las rocas o ripios que son de gran importancia en la determinación geológica paleontológica de la sección que se atraviesa. Posteriormente se obtienen los registros que miden diferentes características físicas de las rocas que contienen los fluidos.

Con estos datos es posible obtener un conocimiento muy detallado de la sección estratigráfica atravesada por el pozo o sondeo estratigráfico (profundidad, litología,

sección omitida o repetida (fallas), buzamiento, edad, características petrofísicas y contenido de fluidos). Por lo tanto, la correlación de estos registros de pozos permite un avance constante en el conocimiento geológico del área, indispensable para el desarrollo y explotación de los yacimientos.

### **3.5.7 Parámetros de correlación**

- a) Registros eléctricos.
- b) Núcleos.
- c) Muestras de pared.
- d) Datos de campo.
- e) Datos sísmicos.
- f) Muestras de canal.

### **3.5.8 Metodología para correlacionar registros de pozos**

- a) Para la realización o chequeo inicial de la correlación, se deben detectar las arenas de mayor espesor utilizando el SP y la curva de rayos gamma.
- b) Para trabajar la correlación en detalle, correlacionar primero la sección lutítica. El marcador más confiable es el marcador lutítico, debido a la extensión de las lutitas.
- c) Observar la tendencia paralela y semi-paralela de los marcadores de lutita.
- d) Deben tomarse en cuenta que las arenas no son vertical, lateral y uniformemente continuas como las lutitas.

- e) Usar lápices de colores para identificar puntos específicos de la correlación.
- f) Comenzar a correlacionar por el tope del registro, no en el medio.
- g) No forzar la correlación.
- h) En las áreas de fallamientos, primero correlacionar la parte de abajo del registro y luego la de arriba.

### **3.5.9 Secciones estratigráficas**

El objetivo de hacer secciones estratigráficas, es determinar la extensión lateral y vertical entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir movilidad de los fluidos y los límites del yacimiento. (Carrasquel, J. 2004).

### **3.6 Ambientes sedimentarios**

Un ambiente sedimentario es una parte de la superficie terrestre que puede ser distinguido de las áreas adyacentes, porque predominan en ella un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo las cuales se acumulan sedimentos.

Este conjunto de condiciones incluye la geología, geomorfología, el clima, la flora, la fauna y el ambiente que son subacuático, profundidad, salinidad, temperatura y movimiento del agua. Este conjunto de condiciones conlleva a su posterior identificación del ambiente y determina las propiedades de los sedimentos

depositados en el mismo. (Alfonsi, P. 1999). Los ambientes sedimentarios se clasifican en: Ambiente continental, Ambiente Transicional (fluvio-deltaico) y Ambiente Marino. (Figura 3.5).

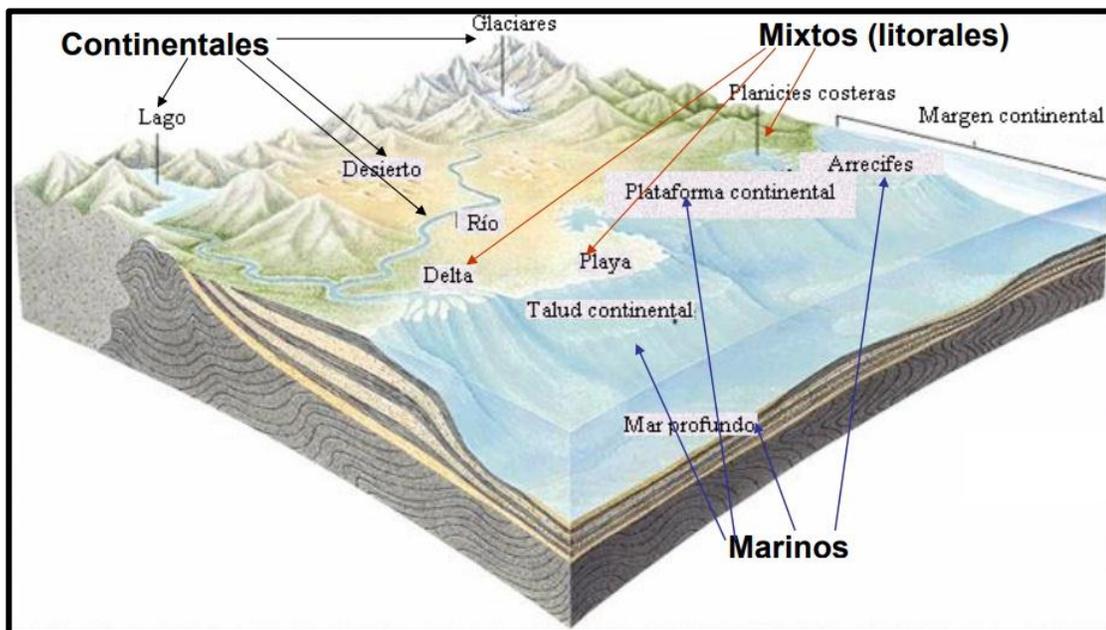


Figura 3.5 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Schlumberger, 2005)

### 3.6.1 Ambiente continental

Se considera generalmente que los ambientes continentales están por encima del nivel de base de erosión. Los depósitos continentales suelen describirse como abanicos aluviales, corrientes fluviales, lacustres y eólicos. La subdivisión fluvial suele relacionarse con los ríos y corrientes que se encuentran en las configuraciones meandrosas, acordonadas o rectas, así como en los rellenos de los valles aluviales. (Alfonsi, P. Opcit).

El término lacustre significa depósitos de lago, que suelen considerarse como sedimentos depositados en o cerca del fondo del lago o en los bancos o terrazas que suelen desarrollarse cerca de las costas de los lagos. Eólico quiere decir aquellos sedimentos transportados y depositados por el viento, en condiciones generalmente consideradas como desérticas; no obstante, los depósitos de dunas formadas por el viento también se producen a lo largo de las líneas costeras. Los sistemas fluviales están bien representados, dentro del registro geológico subterráneo. (Alfonsi, P. Opcit).

Los abanicos aluviales se verán separadamente, debido a las diversas diferencias de facies tales como la deposición de partículas finas y de conglomerados, que es típica de los depósitos de abanicos aluviales. (Alfonsi, P. Opcit)

La evidencia de varios estudios indica que hay un cambio definido del estilo fluvial desde el Precámbrico, la evolución de la vegetación terrestre y su capacidad de retardar la erosión fue lo que probablemente llevo a cambios del estilo fluvial hasta la mitad del Paleozoico (Devónico), tendieron a dominar las corrientes entrelazadas y posteriormente apareció una mezcla de corrientes entrelazadas meandrosas, y se acentuó la estabilización de los canales debido al desarrollo de la vegetación en valles y llanuras costeras. Para la época Mesozoica, el florecimiento de las plantas en las tierras altas y los efectos climáticos hicieron cambiar la generación de los sedimentos, diversificando aún más los canales fluviales. Los vegetales herbáceos del Mioceno completaron la morfología evolutiva de los canales fluviales llevando a los sistemas que se ven hoy en día. (Alfonsi, P. Op. Cit)

El flujo dentro de un canal, y su influencia sobre la erosión, el transporte y la depositario de los sedimentos está determinado por la distribución de velocidad de la corriente y su turbulencia. Las zonas de velocidad y turbulencia máxima tienen probabilidad de ser lugares de erosión, mientras que las zonas de baja velocidad y turbulencia probablemente sean zonas de estabilidad de los lechos y de depositación. Un condicionante importante del tipo de cuerpo arenoso formado, es la geometría de la distribución de los canales. Los sistemas meandrosos se distinguen de los ríos rectos o acordonados por su sinuosidad, que se define como la relación entre la longitud del canal con respecto a la distancia valle abajo. Los ríos con una sinuosidad mayor a 1.5 forman meandros, mientras que aquellos que tienen una sinuosidad menor a 1.5 son entrelazados o rectos. (Alfonsi, P. Opcit).

### **3.6.2 Abanicos aluviales**

Son depósitos que se irradian pendiente abajo desde las zonas altas terrestres, geográficamente han sido transportados por una sola corriente. (Alfonsi, P. Opcit).

Las zonas montañosas próximas a la escarpa de una falla, o de una pendiente empinada, proporcionan los sedimentos que son transportados hacia abajo por la corriente troncal hacia las tierras bajas más cercanas en donde el sedimento típicamente se dispersa y pierde espesor, lejos ya de la fuente de la corriente troncal. En algunas zonas, varios abanicos pueden llegar a mezclarse entre sí formando lóbulos complejos sobrepuestos. Antes de llegar al borde las tierras altas, la corriente troncal tiene una disposición recta de canales. A medida que llega a la llanura, la corriente se divide en varios canales entrelazados y discontinuos, que se transforman en la disposición dominante. Corriente abajo, los canales se vuelven más numerosos; muchos canales se estrangulan en sus propios detritos a medida que se descargan

sedimentos en forma de barras en el medio del canal y van creando nuevos canales a medida que las corrientes se desvían de las barras. (Alfonsi, P. OpCit).

La porción proximal del abanico probablemente represente la parte más gruesa y peor distribuida de los sedimentos sub-superficiales. Los sedimentos proximales se mezclan comúnmente buzamiento abajo dentro del sistema fluvial de menor gradiente y de grano comparativamente fino. Algunos abanicos terminan directamente desde las tierras altas, llegando a cuencas oceánicas o lacustres, como deltas o abanicos de más profundo, que a su vez exhiben algunas modificaciones debidas a las corrientes o a las olas. (Alfonsi, P. Op. Cit).

### **3.6.3 Ambiente transicional (deltas)**

El ambiente transicional o costero representa aquellos sedimentos depositados en la línea de costa, formando una transición entre el ambiente continental el ambiente marino franco. Estos depósitos van a estar influenciados por ambas condiciones, además el arrastre de los sedimentos continentales hacia la costa. Los ambientes sedimentarios transicionales tienen características conjuntas de ambientes continental y de ambiente marino, por eso también se les llama ambientes mixtos este grupo comprende los ambientes litoral, lagunar, deltaico y estuario. (Alfonsi, P. OpCit). (Figura 3.6)



Figura 3.6 Ejemplo de un Delta (Corrales, I. 2009)

Un delta se forma donde un río trae al mar más sedimentos que las corrientes marinas pueden redistribuir hacia otras áreas. El tipo de delta resultante depende del grado de suministro de material y su redistribución por olas y mareas. (Alfonsi, P. OpCit).

#### **3.6.4 Morfología de un delta**

Cuando un río desemboca en la costa las corrientes fluviales sufren una disminución de la velocidad al mismo tiempo que se produce un brusco aumento de la sección de flujo. Esto provoca la sedimentación de la mayor parte de los materiales transportados y una progradación de los mismos; así se forma un delta. Esta

morfología abarca tres ambientes: la llanura deltaica, el frente deltaico y el prodelta. (Alfonsi, P. OpCit).

- a) Plano deltaico o llanura deltaica: es la parte más visible del delta, constituido por arena de playa y material aportado por los ríos al ambiente costero. Comprende marsimas, bahías, canales distributarios, dique natural, barra de meandro, canal abandonado y abanicos de rotura. (Alfonsi, P. OpCit).
  
- b) Marisma: representa el área de mayor extensión de la llanura deltaica, y comprende regiones pantanosas de progradación sedimentaria ubicadas entre los canales distributarios, la acumulación de material en este ambiente se produce cuando las aguas provenientes de inundaciones sobrepasan los márgenes de los distributarios y llevan sedimentos finos a las zonas bajas donde son atrapados por la vegetación. (Alfonsi, P. OpCit).
  
- c) Bahías: son zonas de aguas someras que se presentan generalmente hacia los márgenes de la llanura deltaica. Reciben material sedimentario proveniente de las aguas de inundación de las barras de desembocadura en aquellos sitios donde las corrientes marinas pueden desviar parte del material y llevarlo hasta zonas de aguas más quietas. (Alfonsi, P. OpCit).
  
- d) Canales distributarios: cauces naturales de extensiones perceptibles producidas por corrientes de aguas, ya sea periódicas o continuas en el plano deltaico. También se puede decir que es la parte más profunda del río, corriente, bahía o estrecho a través del cual fluye la mayor cantidad o corriente de agua. Los canales distributarios tienen una profundidad que oscila entre 5 y 20 metros, y transportan arenas como cargas de fondo hasta el mar.

Este material arenoso pasa gradualmente a la arena fina y limo que construyen diques naturales mientras que el material más fino es llevado por el río hasta las áreas más pantanosas de la llanura deltaica donde se depositan por decantación (Alfonsi, P. OpCit).

- e) Diques naturales: Se forman por acumulación de material en las márgenes de un canal distributivo durante las inundaciones. (Alfonsi, P. OpCit).
- f) Barras de meandro: se van formando a medida que la corriente migra lateralmente, cuya secuencia sedimentaria puede descansar sobre los sedimentos más finos de la llanura deltaica o del frente deltaico, dependiendo de la profundidad del canal. (Alfonsi, P. OpCit).
- g) Canal abandonado: se origina por bifurcación de un distributivo, cuando uno de los dos canales secundarios resultantes tiene mayor pendiente que el otro. En este caso el agua comienza a fluir cada vez más por el canal de mayor pendiente, al tiempo que el otro va separándose y comienza a llenarse de material sedimentario. (Alfonsi, P. OpCit).
- h) Abanico de rotura: se forma cuando un dique natural cede durante crecidas fuertes, está constituido por un cuerpo arenoso de pocos metros de espesor con intercalaciones de niveles arcillosos delgados los cuales se depositan durante periodos de aguas bajas cuando el suministro de material arenoso cesa. (Alfonsi, P. OpCit).
- i) Frente deltaico: es una importante zona de sedimentación arenosa. Se extiende desde el límite marino de la llanura deltaica hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla no marina. Este es el subambiente donde desemboca la corriente fluvial del canal distributivo, el cual, al perder

bruscamente su velocidad, por entrar en contacto con la masa de agua marina relativamente quieta, deposita su carga arenosa de fondo y forma un barra de desembocadura (“streammouth bar”). Una barra de desembocadura esta constituida por un cuerpo arenoso limpio de textura granocreciente (“Coarsening up”), bien seleccionada, lo cual, conjuntamente con sus relaciones de facies favorables la hacen un deposito sedimentario muy adecuado como recipiente potencial de hidrocarburos. La barra se deposita encima del material arcilloso, gradando lateralmente a material fino depositado entre las desembocaduras de los distributarios y pasa gradualmente, hacia el mar a arcilla marina de la plataforma continental. Finalmente, el depósito puede ser cubierto por arcilla transgresiva para ser preservado, en el frente deltaico también pueden formarse islas marginales cuando queda inactivo un sector del delta. En este caso la arena de una barra de desembocadura es redistribuida por la corriente litoral y forma un cuerpo sedimentario paralelo a la costa. Este cuerpo arenoso reúne características para constituir una excelente trampa estratigráfica bajo condiciones adecuadas. (Alfonsi, P. OpCit).

- j) Prodelta: es un subambiente de sedimentación fina, es allí en donde se depositan la arcilla y el limo transportado por los canales distributarios después que la arena es dejada en el frente deltaico hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla marina. (Alfonsi, P. OpCit).

### 3.6.5 Tipos de deltas

- a) Deltas dominados por la acción fluvial: la morfología de estos deltas puede ser ya en forma lobulada (lo más corriente) y alargado o digitada (“birdfoot”). Generalmente los deltas que se acumulan en las zonas conteras poco profundas son del tipo lobulado mientras que los deltas que desembocan en aguas más profundas por ejemplo en el borde del talud continental son de tipo alargado. A pesar de sus diferencias morfológicas, estos deltas presentan las mismas características sedimentológicas. Los canales distributarios forman una red ramificada a partir del río estrecho y con una baja sinuosidad contrastan con los de ríos arriba que, frecuentemente, son más meandriformes la secuencia del canal estará caracterizada por una base erosiva y un depósito de arena con estratificaciones oblicuas. El techo de la secuencia decrecerá en granulometría hasta el tamaño pasando por las arenas finas con rizaduras y abundantes marcas de raíces. En la desembocadura de los distributarios se acumulan las barras de desembocaduras, estas forman los depósitos arenosos en abanicos que programan sobre las arcillas del prodelta. (Alfonsi, P. OpCit).
- b) Deltas dominados por la acción de las mareas: la morfología de estos deltas es característica, con canales distributarios de tipo estuarino: desembocaduras ensanchadas (a diferencia de las desembocaduras estrechas de los deltas fluviales) bordeadas de intermareales, y canales meandriformes aguas arriba. Los distributarios con influencia mareal no están generalmente rodeados de “levées” fluviales. Los canales distributarios acumulan arena, a menudo bajo formas de barras de meandro. La mayoría de las arenas y lodos que están en zonas costeras llegaron allí por el sistema de ríos. Los sedimentos que llegan al mar pueden ser llevados directamente a aguas profundas o a lo largo de la costa. Estos depósitos se extienden lateralmente más que los de deltas fluviales. En las desembocaduras, las arenas se

depositan bajo formas de numerosas barras de mareas. La morfología de estas barras, ya sea en forma de lóbulos alargadas, resulta de la acción de las corrientes de flujo y de reflujos. Progradan sobre las arcillas marinas de prodelta formando como sus análogas en los deltas fluviales, secuencias granocrecientes. El rasgo característico de las facies de depósito está ligado al carácter mismo de la marea, el cual engendra un retrabajamiento continuo de los sedimento por corrientes alternativas cíclica. Este constante retrabajamiento, contrasta con la sedimentación catastrófica de los depósitos de crecidas fluviales y se manifiesta por la presencia de capas repetidas de ciclo de mareas, por la presencia de numerosas laminas arcillosas en las arenas y estratificaciones oblicuas sigmoidales. (Alfonsi, P. OpCit). (Figura 3.7).

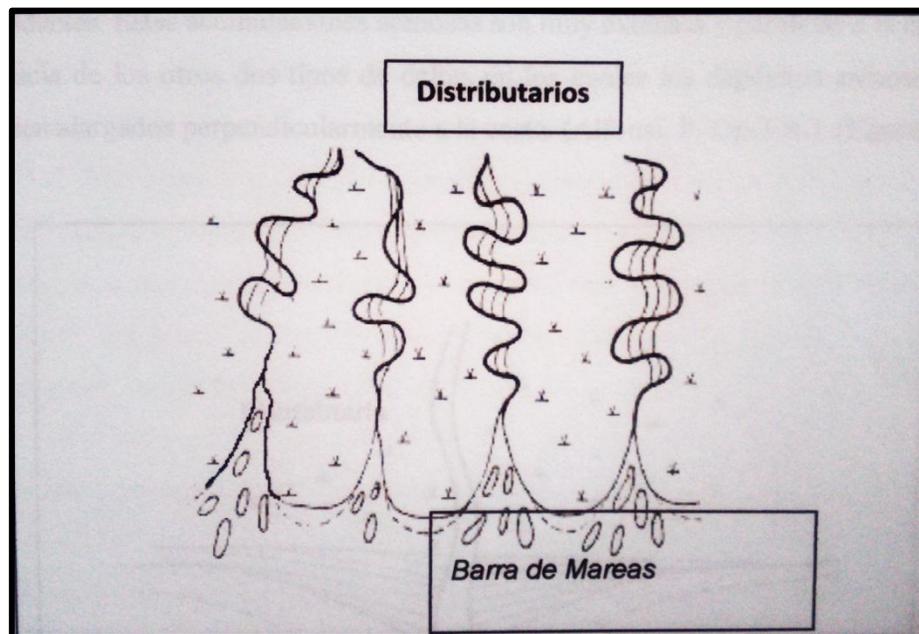


Figura 3.7 Delta con dominio de mareas (Alfonsi, P. 1999)

- c) Deltas dominados por la acción del oleaje: se hace sentir sobre todo en la parte externa de la llanura deltaica y en el frente del delta. En esta zona la turbulencia del rompiente de la ola dispersa los sedimentos finos hacia el mar. La deriva litoral transporta la arena fluvial a uno y otro lado de las desembocaduras formando cordones litorales y playas. Si la acción del oleaje es muy fuerte, el número de distributario es limitado, ya que la deriva litoral tiende a rellenar los distributarios secundarios. LA morfología resultante es de tipo arqueado (“*cúspate*”), la casi totalidad de la arena aportada por el río es tomada de nuevo por la deriva litoral y esparcida a lo largo de la costa. Cuando la acción del oleaje es menos fuerte y más intermitente, los cordones de playa no están pegados a la costa, y forman cordones litorales, con lagunas situadas detrás del cordón. La característica principal de aquellos deltas es la presencia de depósitos de playas y de ante playas (“*shoreface*”), organizados en cordones progradantes. Estas acumulaciones arenosas son muy extensas y paralelas a la costa, a diferencia de los otros tipos de deltas en los cuales los depósitos arenosos son más bien alargados perpendicularmente a la costa. (Alfonsi, P. OpCit). (Figura 3.8).

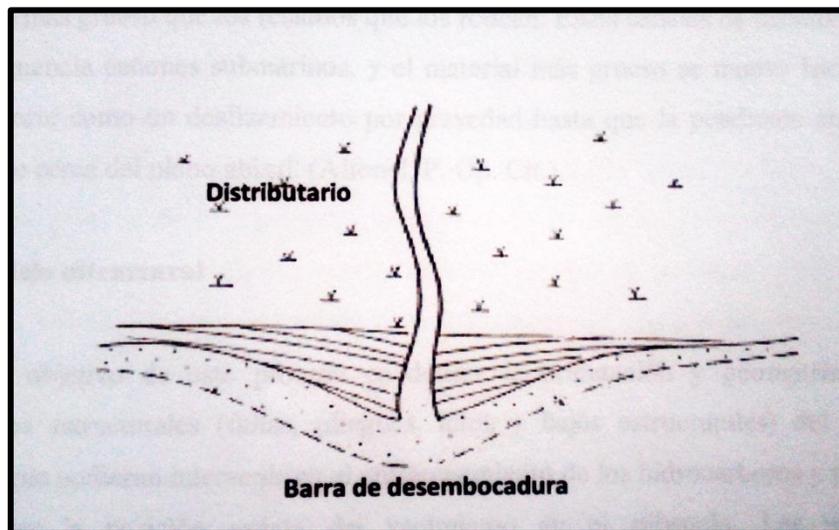


Figura 3.8 Delta con dominio de oleaje (Alfonsi, P. 1999)

### **3.6.6 Ambientes marinos**

Más hacia el mar con respecto a los ambientes costeros, los sedimentos clásticos y los carbonatos pasan a transformarse en arenas de grano fino, limos, lodos y carbonatos de mar profundo. Algunos de los limos y arenas de grano fino se acumulan en barras costa afuera, mientras que otros se dispersan sobre grandes zonas de la plataforma como arenas laminadas, y otros vuelven a ser trabajados y transportados de nuevo a la costa, como arenas transgresivas que se superponen a los depósitos transicionales. (Alfonsi, P. OpCit).

Cerca del borde de las plataformas continentales, se producen episodios de erosión y el sedimento se disloca de la plataforma hacia abajo por la pendiente continental, cortando canales en los sedimentos más blandos de abajo. Estos episodios erosivos dinámicos pueden deberse a terremotos submarinos violentos. La arena y el limo empiezan de golpe a deslizarse, cortando canales y llenándolos con material más grueso que los residuos que lo rodean. Estos canales de turbiditas crean con frecuencia cañones submarinos, y el material más grueso se mueve hacia abajo por el corte como un desplazamiento por gravedad hasta que la pendiente empieza a aplanarse cerca del plano abisal. (Alfonsi, P. OpCit).

### **3.7 Mapas del subsuelo**

Existen diferentes tipos de mapas del subsuelo, solo se describirán algunos de ellos, estos son herramientas potentes en las manos del geólogo quien busca responder, “¿dónde puedo encontrar?” y “¿qué puedo encontrar?”. Estos mapas se construyen a partir de información suministrada por la perforación de pozos, los cuales en forma individual dan poca información pero que en forma integrada



Los mapas topográficos y estructurales son verdaderos mapas de contornos estructurales. Sin embargo son mapas que son dibujados a valores iguales de presión (isobáricos) temperatura (isotérmicos), espesores (isópacos) o de litología (isolitos) son frecuentemente referidos como mapas de contornos estructurales.

### 3.7.2 Mapa isópaco

Una isópaca es una curva que pasa por los puntos de espesores iguales. Los mapas de isópacos requieren dos horizontes claves uno en la parte superior (tope) y otro en la parte inferior (base) de la unidad estratigráfica. (Pérez y Fuenmayor. 1981).

Un plano de isópacos es extremadamente útil debido a que proporciona indicaciones directas sobre el lugar de máximo espesor o de la terminación lateral de las formaciones porosas o permeables que pueden coincidir con trampas estratigráficas. Los mapas de isópacos proporcionan las bases para la interpretación de la historia geológica de una región durante la sedimentación de las formaciones consideradas, y después de ellas. (Figura 3.10).

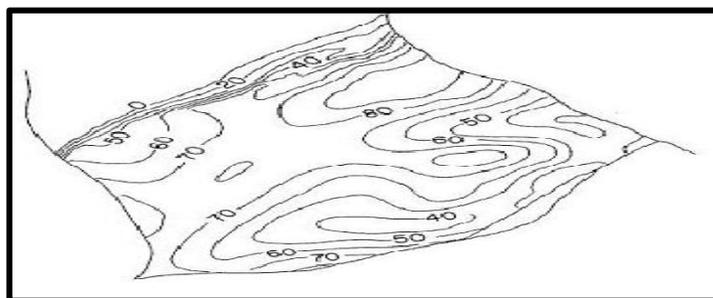


Figura 3.10 Mapa isópaco (Pérez y Fuenmayor. 1981)

La forma de la cuenca, la posición de la línea de costa, áreas de levantamiento, y bajo algunas circunstancias la cantidad de levantamiento vertical y erosión pueden ser reconocidas mapeando la variación de espesor de un intervalo estratigráfico dado. (Pérez y Fuenmayor. 1981)

### **3.7.3 Mapas isópaco-estructurales**

Son una combinación de mapas isópacos y de contornos estructurales. (Pérez y Fuenmayor. 1981).

### **3.7.4 Mapa de planos de fallas**

Conjunto de líneas de rumbo que van a representar fallas, en otras palabras, las proyecciones horizontales de los planos de fallas por lo general estas líneas se trazan cada 100 pies. La utilidad fundamental de este tipo de mapa es conocer la profundidad a la que se va a encontrar una falla a la hora de perforar un pozo de manera que sirva para tomar precauciones como desviar el pozo o no. (Pérez y Fuenmayor. 1981).

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA DE TRABAJO**

#### **4.1 Tipo de investigación**

Esta investigación se considera de tipo analítica (Fidias. A, 2006) debido a que la elaboración del modelo geológico de los horizontes estratigráficos S5 y TL en el Campo Cariña se basará en la descomposición del Campo como un todo para estudiar de forma intensiva cada uno de sus elementos, así como las relaciones entre sí y con el todo. También se considera una investigación de campo puesto que, para lograr los objetivos planteados, será necesaria la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variables.

#### **4.2 Diseño de la investigación**

En función del tipo de investigación planteada, objetivos propuestos, metodología a aplicar, y fuente de información utilizada, se define la investigación para este estudio como de tipo documental y de campo, ya que se basó en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos, tales como informes previos y mapas base del área de estudio, así como también se tomarán datos directos del área a través del análisis de los registros de pozo. (Fidias, A. 2006)

A fin de cumplir con los objetivos pautados en la realización de este trabajo, se propone elaborar la caracterización geológica de los horizontes estratigráficos S5 y TL pertenecientes a la Formación Oficina del Campo Cariña, basándose en la

realización de los modelos estructurales, isópacos y de paleo-ambiente. Cuya finalidad fundamental es identificar nuevos prospectos para futuras explotaciones en el campo. A continuación se presenta el flujograma de actividades utilizado, en el cual se observa cada una de las fases a seguir para la creación del modelo geológico de los horizontes estratigráficos en estudio, así también como la sinergia entre varias disciplinas de la Geología que permiten una caracterización integrada de los horizontes. (Figura 4.1)

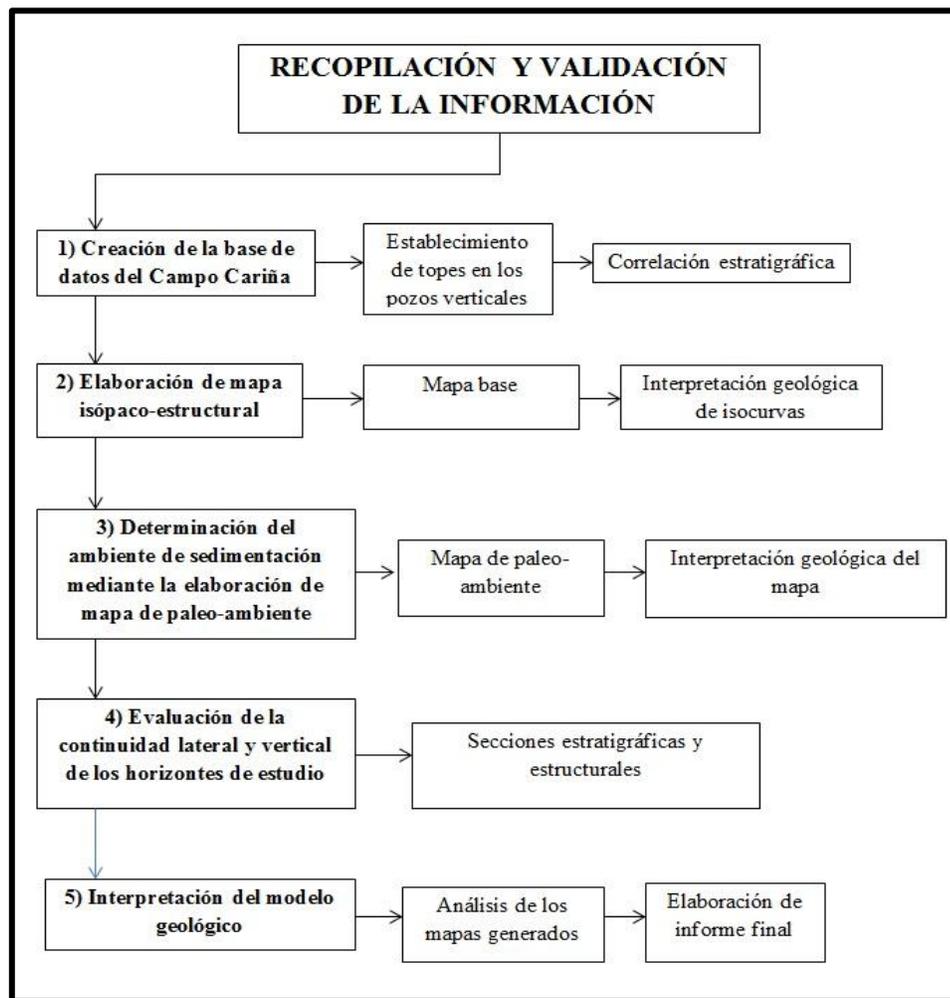


Figura 4.1 Flujograma de la metodología utilizada

#### **4.2.1 Población y muestra**

Como población se tiene al conjunto de horizontes estratigráficos S5, TL y como muestra para realizar el trabajo de investigación se tomaron los doscientos ochenta y tres (283) pozos perforados hasta la fecha en el Campo Cariña.

#### **4.3 Recopilación de la información disponible**

Esta etapa consiste en la búsqueda de información, que sirva como base en la realización del proyecto, en revisar toda la información de trabajos anteriores realizados en el campo Cariña de manera exhaustiva. Esta primera etapa de trabajo es muy importante porque permite afianzar los conocimientos referentes a la geología de la zona en estudio y facilita la investigación planteada.

La información que se recopiló fue la siguiente:

1. Registros en físico y en digital de los pozos.
2. Registros de núcleos de pozo.
3. Carpetas de pozos.
4. Mapa base del área de estudio.
5. Estudios previos realizados en el campo.

La revisión bibliográfica se llevó a cabo en las instalaciones de la gerencia de Desarrollo de Yacimientos, superintendencia Extra Pesado, además de contar con la valiosa información aportada por la bien llamada Biblioteca Universal Internet.

#### **4.4 Creación de la base de datos del campo Cariña**

Para la realización de los mapas que nos permiten elaborar la caracterización geológica del área de estudio fue necesaria la creación de una base de datos de cada uno de los pozos pertenecientes al Campo Cariña, contando con un total de doscientos ochenta y tres (283) pozos perforados que atraviesan los niveles de estudio S5 y TL a los cuales se les determinó para ambas estructuras: tope en TVDSS, espesor de arena neta (AN) y arena neta petrolífera (ANP).

##### **4.4.1 Establecimiento de topes en pozos verticales**

Para poder llevar a cabo una correlación confiable de los cuerpos en estudio se procedió a colocar en los pozos verticales perforados en el campo Cariña los topes de unidades litoestratigráficas suprayacentes e infrayacentes a los horizontes S5 y TL, estos topes han sido determinados previamente por la empresa PDVSA a través de la integración de diversas pruebas y análisis de núcleos de roca y ripios, muestras extraídas durante la perforación de los pozos. Una vez colocados los topes haciendo uso del software de geointerpretación Petrel 2009 (Figura 4.2) se procedió a la identificación de los cuerpos TL y S5, a partir de aquí se correrá la correlación a los pozos direccionales que conforman el campo con el fin de identificar los cuerpos de estudios en toda la zona y determinar características geológicas a través de los registros de rayos gamma y resistividad (Figura 4.3).

#### 4.4.2 Correlación estratigráfica

Para la correlación el procedimiento consistió en realizar el mallado con el mapa base, tratando de abarcar toda el área de estudio, estableciendo una correlación entre pozos más cercanos. Posteriormente, haciendo uso de la aplicación Petrel, se encendieron los registros de los pozos verticales a los cuales se les colocó los topes de las unidades infra y suprayacentes que había sido determinado previamente por la empresa, a partir de acá se colocaron los registros de cada uno de los pozos más próximos al vertical uno al lado del otro. Se procedió a identificar los cuerpos S5 y TL (Figura 4.4). Los resultados de la correlación fueron los topes en TVDSS (pies), espesor de arena neta y arena neta petrolífera (pies) de las unidades de cada uno de los registros, con el cual se construyó la base de datos del campo.

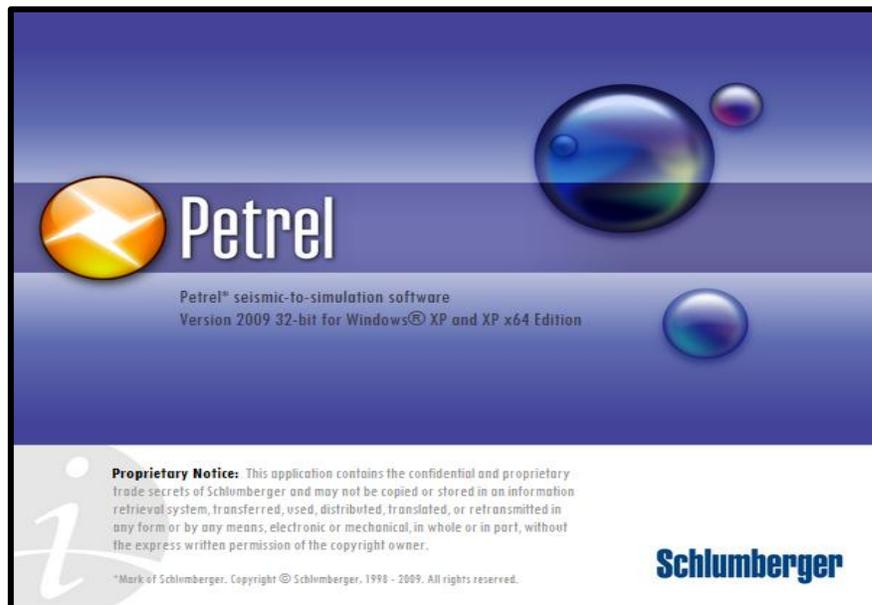


Figura 4.2 Pantalla de inicio de Petrel 2009

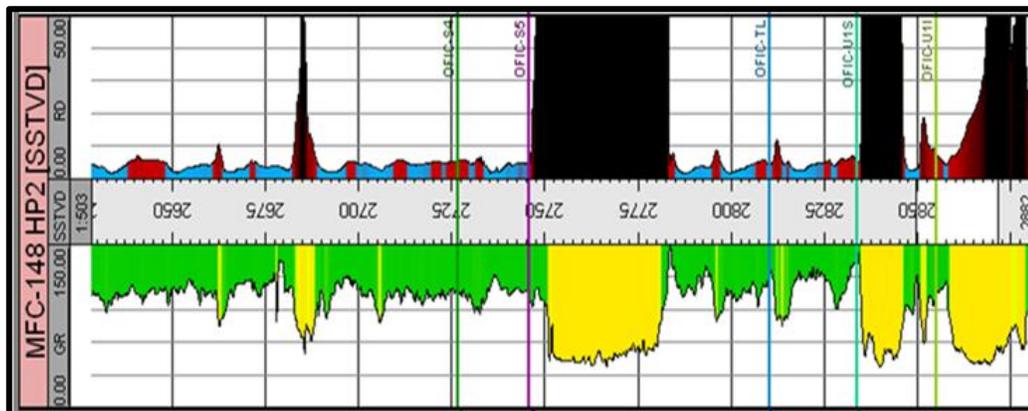


Figura 4.3 Registro rayos gamma y resistividad, pozo MFC-148HP2

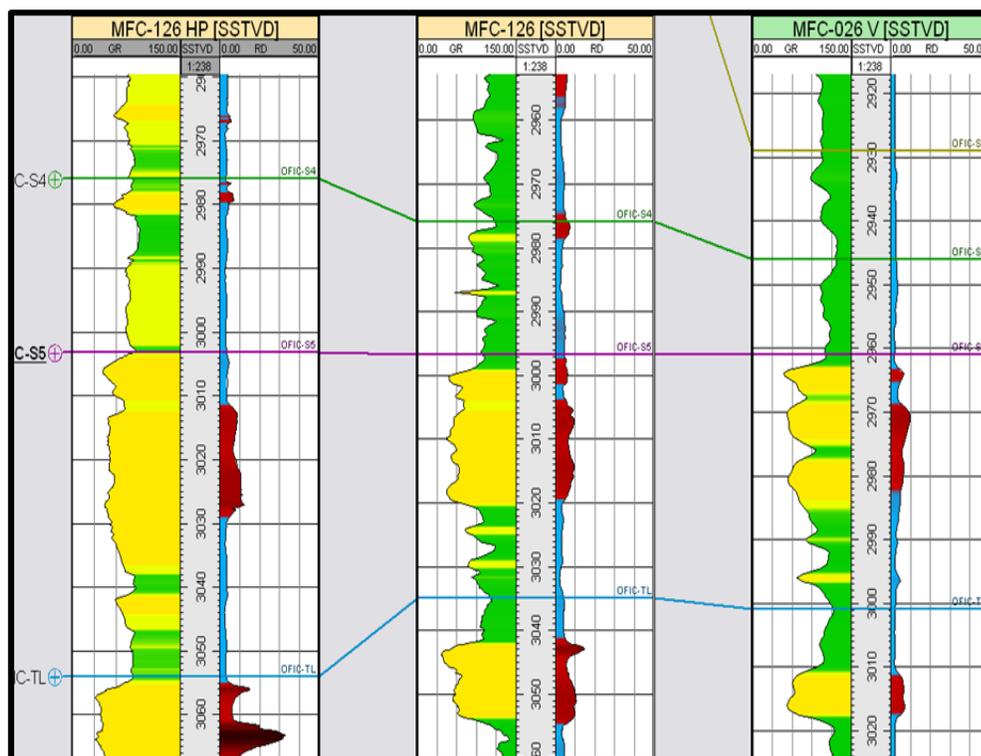


Figura 4.4 Identificación de los horizontes S5 y TL en los pozos del campo

## **4.5 Definición de espesores de arena y contornos estructurales a través de la elaboración de mapa isópaco-estructural**

Para elaborar el mapa isópaco-estructural de los horizontes S5 y TL se utilizó el mapa base del campo con una escala 1:20000 el cual interpreta el sistema de fallas representativo del campo.

### **4.5.1 Elaboración del mapa base**

Para la creación de los mapas de los horizontes S5 y TL fue necesaria la creación de un mapa base con los valores de profundidad y espesores de arena determinados previamente. Para ello se partió con un mapa isópaco-estructural de un nivel infrayacente al nivel TL (U1S) y haciendo uso del programa Sigemapse procedió a borrar las curvas estructurales e isópacas del mapa, así como también los valores de profundidad de la estructura y de espesores de arena que posteriormente fueron sustituidos por los valores de interés.

### **4.5.2 Interpretación geológica de isocurvas**

Para un mejor análisis y elaboración de las curvas estructurales e isópacas se procedió a imprimir el mapa base y se trabajó con lápiz de creyón. Existen diversos métodos para el contorneo de curvas los cuales se explican a continuación:

1. Contorneo mecánico: En este método se asume que la pendiente o ángulo de buzamiento de la superficie a ser mapeada es uniforme entre los puntos de control. De acuerdo a esto, el espaciamiento de los contornos es matemáticamente proporcional entre puntos de control adyacentes. El contorneo mecánico puede quedarse corto para cualquier interpretación geológica, e incluso si el mapa es geológicamente correcto, el resultado puede ser un mapa geológicamente sin fundamento; especialmente en áreas con un control ampliamente espaciado (Figura 4.5). (Tearpock y Bischke, 1996)

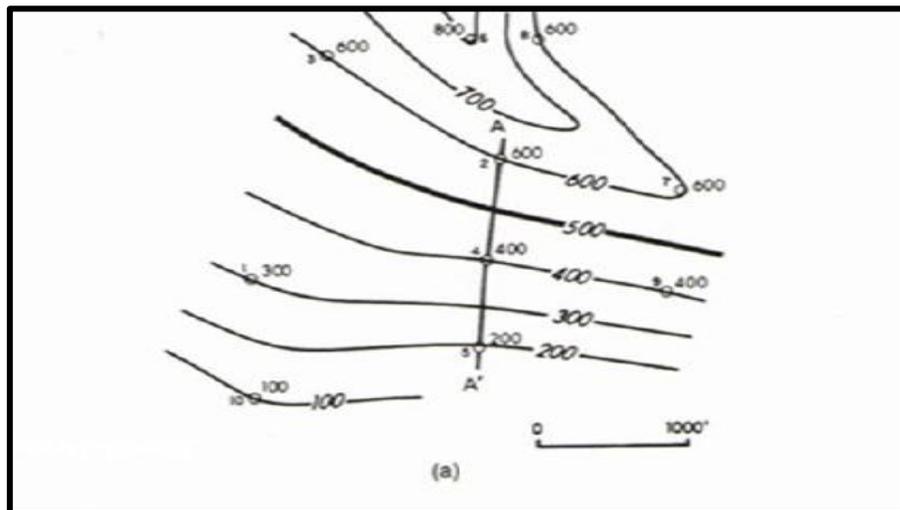


Figura 4.5 Contorneo mecánico de curvas. (Tearpock y Bischke, 1996)

2. Contorneo iso-espaciado: en este caso se asume la presencia de una pendiente uniforme a lo largo de toda el área, o al menos sobre una zona parcial de la estructura. Algunas veces es considerado como un caso especial de contorneo por paralelismo. La ventaja que presenta su uso es que en las etapas iniciales del mapeo se puede señalar el número máximo de altos y bajos estructurales que se esperan en un área de estudio (Figura 4.6). (Tearpock y Bischke, 1996)

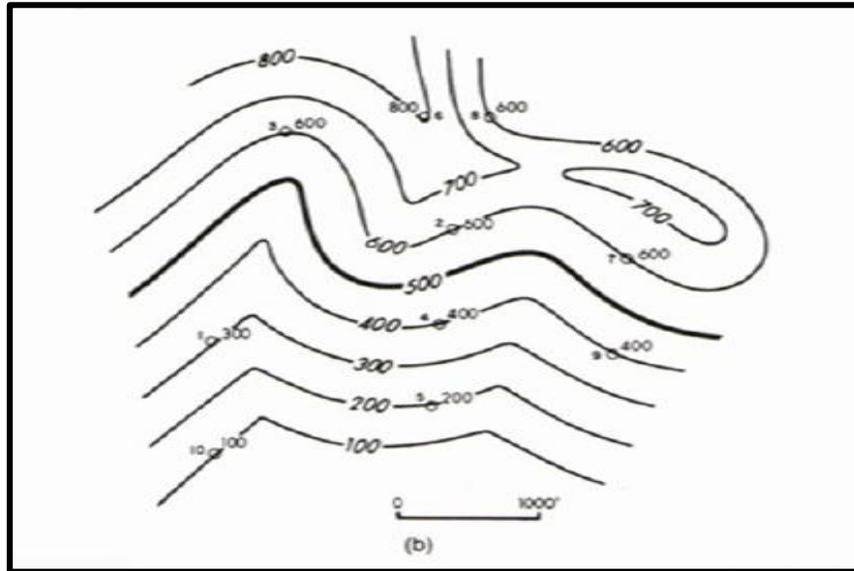


Figura 4.6 Contorneo iso-espaciado. (Tearpock y Bischke, 1996)

3. Contorneo por paralelismo: con este método las curvas son construidas paralelas o aproximadamente paralelas unas de otras. No se asume uniformidad en la pendiente o en el grado de buzamiento; por lo tanto, el espaciamiento entre contornos puede variar. Esto nos lleva a la necesidad de hacer uso de la antes mencionada “licencia geológica” para construir un mapa más aproximado a la realidad, ya que no se asume la existencia de un buzamiento uniforme (Figura 4.7). (Tearpock y Bischke, 1996)

4. Contorneo interpretativo: en este método el geólogo cuenta con una absoluta “licencia geológica” para preparar un mapa que refleje la mejor interpretación del área de estudio, mientras se honren los datos de control disponibles. No se considera un buzamiento constante del lecho o paralelismo entre los contornos. Por lo tanto, el geólogo puede utilizar su experiencia, imaginación, habilidad, pensamiento tridimensional; así como comprensión y conocimiento del estilo estructural y de

deposición de la región geológica a la que se le realizara la interpretación realista y precisa. Es el más aceptado y utilizado de los métodos para la construcción de mapas (Figura 4.8). (Tearpock y Bischke, 1996)

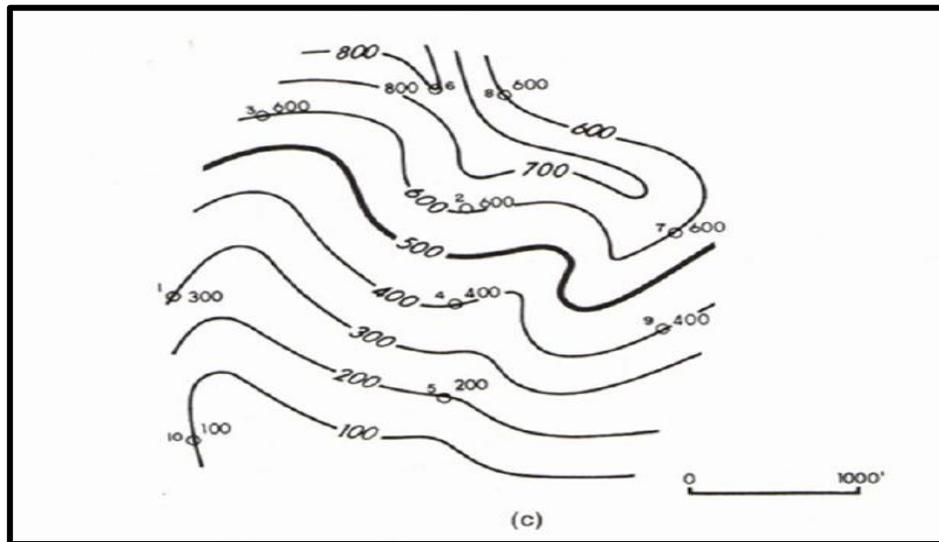


Figura 4.7 Contorneo por paralelismo. (Tearpock y Bischke, 1996)

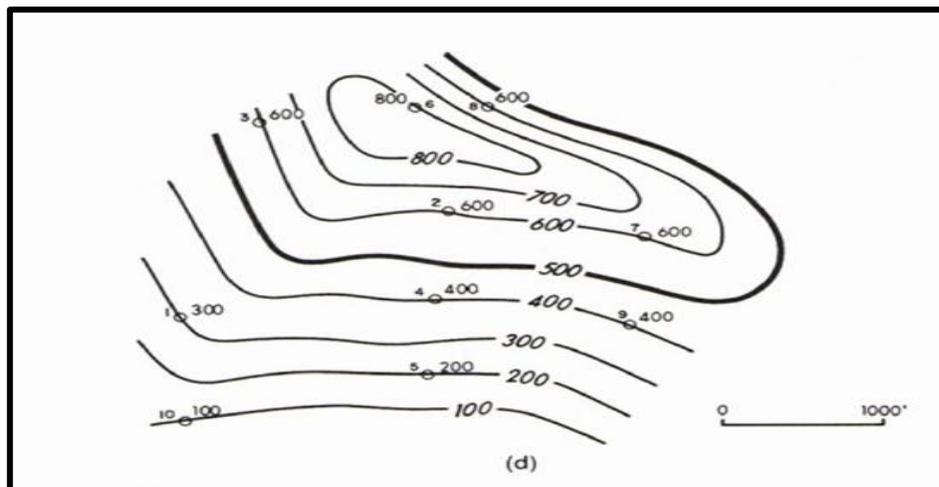


Figura 4.8 Contorneo interpretativo de curvas. (Tearpock y Bischke, 1996)

La selección del método o combinación de métodos a utilizar debe ser dictada por características como el número total de puntos de control, la extensión areal entre

estos puntos y el propósito del mapa. No es posible realizar una interpretación exacta de los rasgos del subsuelo con la misma precisión con la que se realizaría un mapa topográfico. Lo más importante es elaborar la interpretación más realista y razonable que se ajuste a los datos disponibles. Basándose en esto, el método utilizado para el contorneo de las isocurvas de los mapas realizados es el método interpretativo, debido a la densidad de información y puntos de control que se encuentran en los mapas, además de la influencia de fallas en algunas zonas del campo que impedirían que se aplicase cualquiera de los otros métodos de contorneo de forma efectiva.

Posterior al contorneo e interpretación y revisión de las curvas y datos geológicos se procedió a escanear los mapas realizados para luego, haciendo uso de la aplicación Sigemap, digitalizar cada una de las curvas interpretadas y así obtener los mapas finales.(Figura 4.9)

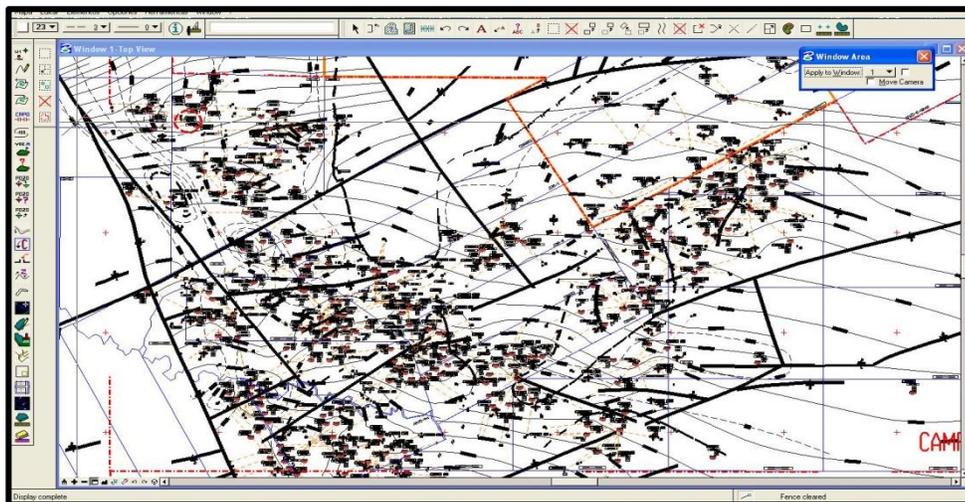


Figura 4.9. Digitalización de curvas haciendo uso de la aplicación Sigemap

## **4.6 Determinación del ambiente de sedimentación mediante la elaboración de mapa de paleo-ambiente**

Basándose en la geometría de las distintas electrofacies en cada uno de los pozos del campo Cariña y para cada uno de los niveles de interés se determinaron los tipos de depósitos presentes en el campo para los horizontes S5 y TL. A partir de esta interpretación y basándose en el análisis sedimentológico de núcleos realizado en el pozo MFC-26 se determinó el ambiente en el que se depositaron los sedimentos para esta zona.

### **4.6.1 Creación del mapa base**

Con los datos de los intervalos determinados previamente de cada uno de los niveles y haciendo uso de la base de datos de OpenWorks, el cual contiene toda la información referente a la ubicación geográfica de cada uno de los pozos, se creó el mapa base, con la ubicación correspondiente en el mapa de cada una de las electrofacies de los niveles S5 y TL.

OpenWorks es un programa de interpretación desarrollado por geólogos, permite interpretar la información de los pozos con una mayor confiabilidad. StratWorks opera bajo el ambiente de OpenWorks y la información que utiliza reside en la base de datos de OpenWorks. Haciendo uso de la herramienta “correlation” en la aplicación StratWorks, se procedió a establecer los topes determinados previamente para cada uno de los horizontes de estudio con el fin de definir las distintas electrofacies de cada uno de los niveles de interés.(Figura 4.10)



Figura 4.10. Correlación en OpenWorks

Finalmente con la herramienta “MapView” que trabaja bajo el ambiente de OpenWorks se realizó la corrida de todos los pozos del campo, ubicándose la electroforma de interés en la intersección de la trayectoria del pozo con la unidad estratigráfica.(Figura 4.11)

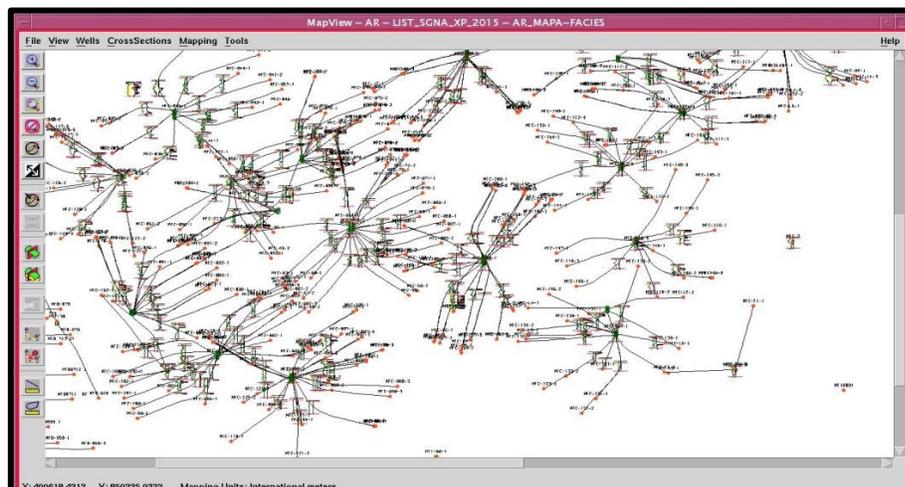


Figura 4.11. Electroformas en el mapa base

#### 4.6.2 Interpretación geológica del mapa

Una vez obtenido el mapa base con la ubicación de cada una de las respuestas eléctricas para los niveles S5 y TL de cada uno de los pozos del campo, se procedió a la interpretación del tipo de ambiente la cual se llevó a cabo de una manera indirecta, a través de las curva de GR de todos los pozos y comparando éstas con los modelos teóricos desarrollados por diversos autores (Figura 4.12) que hacen posible la identificación del ambiente sedimentario en el área de estudio (canal, abanico de rotura, barras, entre otros). Para una interpretación más efectiva fueron eliminados del mapa las electroformas que se solapan y dificultan el análisis. El mapa de paleo-ambiente fue digitalizado utilizando la herramienta MapView de OpenWorks.

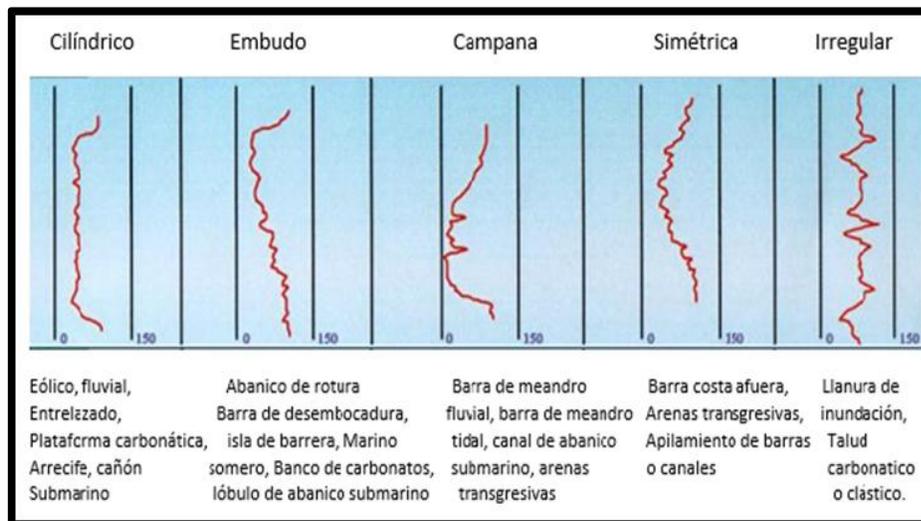


Figura 4.12 Interpretación de electrofacies (PDVSA-E&P, 2000)

## **4.7 Evaluación de la continuidad lateral y vertical de los horizontes de estudio**

A través de la creación de secciones estratigráficas y estructurales se evaluó la continuidad lateral y vertical de cada uno de los horizontes estratigráficos, así como también se validaron algunas fallas presentes en el campo.

### **4.7.1 Elaboración de secciones estratigráficas y estructurales**

Se elaboraron las secciones estratigráficas y estructurales escogiendo los pozos más cercanos entre sí para una evaluación más confiable.

1. Se seleccionó un marcador estratigráfico o Datum (R0), del cual se colgaron las secciones. Este marcador es el mismo en todos los pozos. En el caso de las secciones estructurales las secciones se colgaron de una misma profundidad en cada uno de los pozos seleccionados.
2. Se colgaron los registros del marcador seleccionado a una distancia representativa a la existente en el mapa base.
3. Se procedió a la interpretación geológica de la sección.

#### **4.8 Interpretación del modelo geológico de los horizontes S5 y TL**

A través de la interpretación de los mapas isópaco-estructurales y de paleoambiente obtenidos a través del análisis de la información de los registros de pozos, además de datos generales de los pozos del campo, se obtuvo el modelo geológico para los niveles S5 y TL, pertenecientes a la formación Oficina. Para esto, se usaron principios de ramas de la geología como la sedimentología, estratigrafía y la geología estructural, lo cual permitió definir características estructurales y deposicionales, ambiente de sedimentación y características litológicas de los horizontes de estudio.

## **CAPÍTULO V**

### **ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS**

#### **5.1 Creación de la base de datos del campo Cariña**

El objetivo de crear la base de datos del campo Cariña es contar con información fidedigna de la profundidad de los horizontes estratigráficos S5 y TL en TVDSS, espesor de arena neta y arena neta petrolífera, que sirva para construir los mapas que permitan interpretar el modelo geológico en cuestión.

##### **5.1.1 Correlación estratigráfica**

El análisis de los registros de rayos gamma y resistividad que aparecen en cada uno de los registros de pozos, permitió obtener la información necesaria de los horizontes estratigráficos S5 y TL, evidenciándose que son un conjunto y S5 suprayace a TL. Como resultado directo de la correlación estratigráfica en cada uno de los pozos direccionales del campo y basando la misma en los topes suprayacentes e infrayacentes a S5 y TL, específicamente S4 y U1S, se obtuvo la base de datos con información de profundidad TVDSS en pies, espesor de arena neta y arena neta petrolífera, en pies, para cada uno de los niveles estratigráficos de interés (Apéndice A).

En esta primera fase de correlación, orientada según el mallado establecido entre pozos más cercanos, se evidenció que los resultados obtenidos indicaban un buzamiento regional en dirección nor-este, lo cual confirma la información revisada

de las carpetas de pozos y estudios previos realizados en el campo de niveles suprayacentes. (Figura5.1)

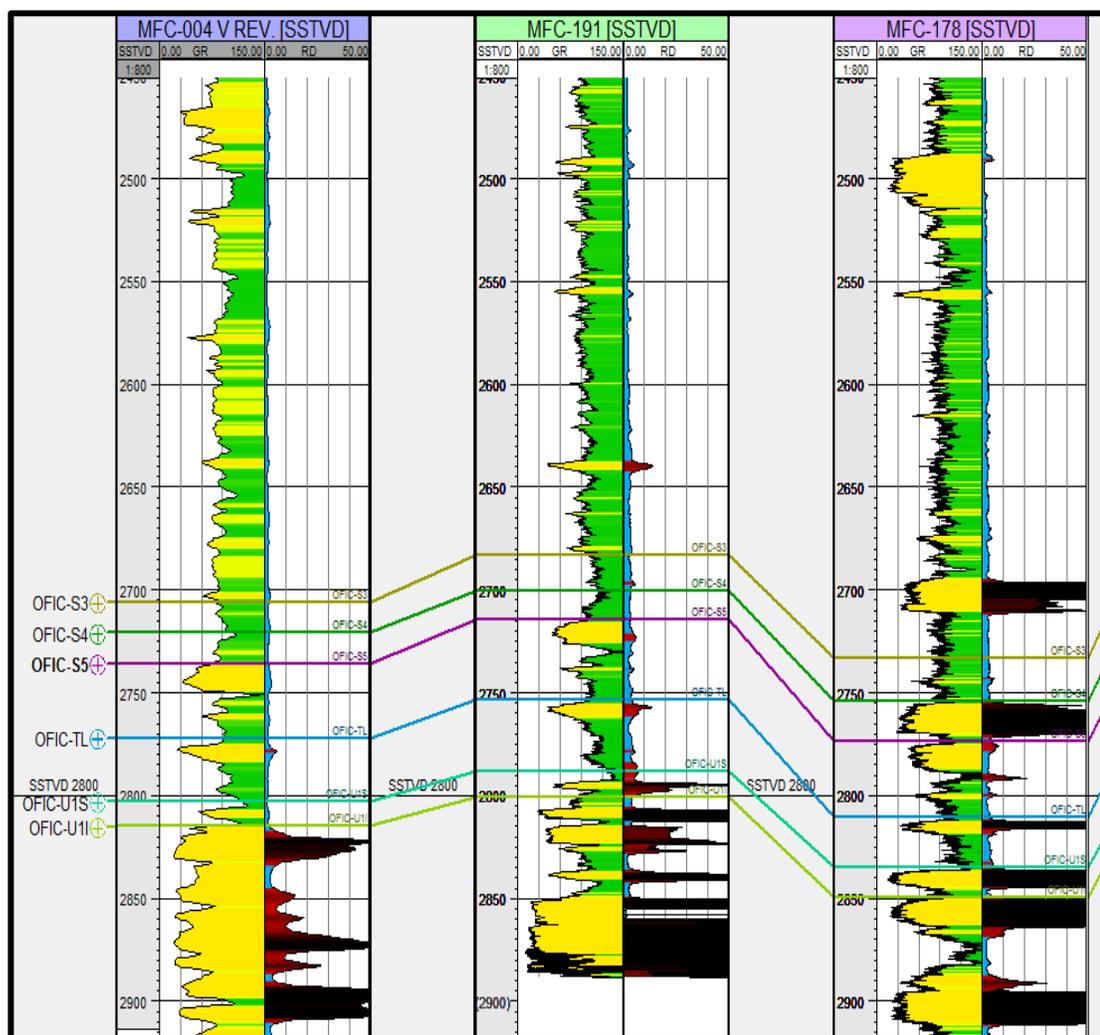


Figura 5.1 Correlación estratigráfica en los pozos MFC-004, MFC-191, MFC-178

## 5.2 Definición de los espesores de la arena y contornos estructurales a través de la elaboración de mapa isópaco-estructural para el nivel S5 y TL

En estos mapas se pueden observar los diferentes tipos de información geológica (profundidad y espesores de arena), extraídas de la correlación estratigráfica y establecidas en una base de datos para el campo Cariña. Además, se aprecia el sistema de fallas que atraviesa el campo y el estado actual de producción de los pozos que conforman el yacimiento.

### 5.2.1 Mapa isópaco-estructural del nivel S5

En campo Cariña, para el nivel S5, se encuentra dominado por un sistema de fallas de dirección nor-este, estas a su vez se encuentran atravesadas de forma aproximadamente perpendicular por un sistema de fallas de dirección nor-oeste y un conjunto de fallas menores y casi paralelas a las fallas dominantes del campo, todas las fallas del campo son de tipo normal, características de la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Figura 5.2)

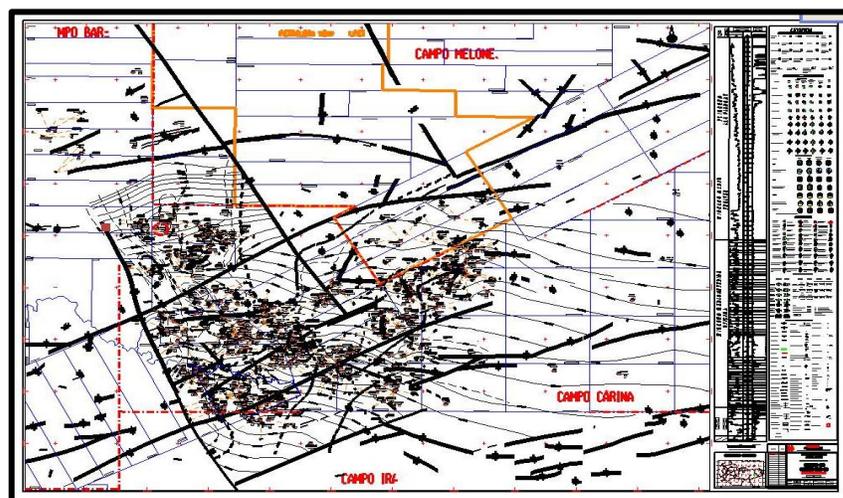


Figura 5.2. Sistema de fallas principales del Campo Cariña

Hacia la parte nor-oeste del campo específicamente en los pozos MFC-124, MFC-129HP y MFC-15 los mayores espesores de arena, con 28, 21 y 34 pies de espesor de arena neta respectivamente (figura 5.3).

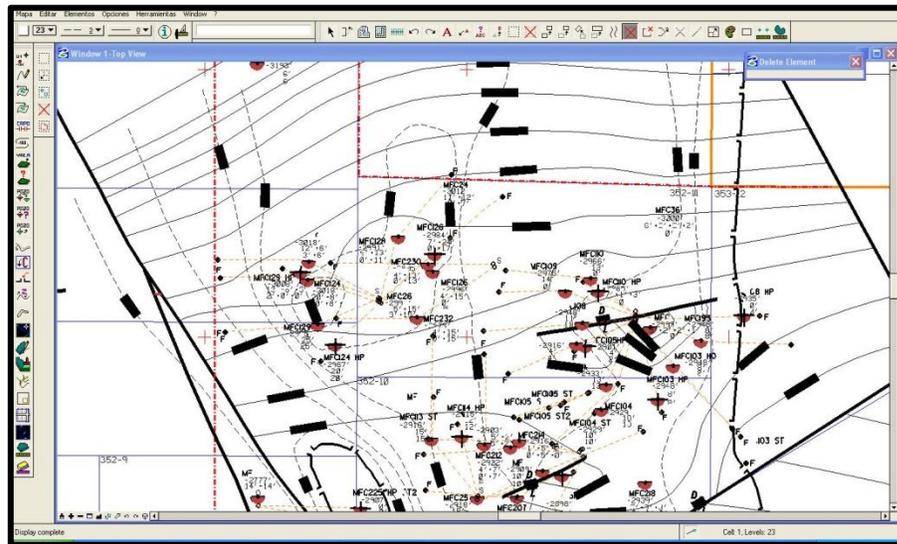


Figura 5.3. Mayores espesores de arena en el Nor-Oeste del Campo

En las macollas presentes en la zona sur y en algunos pozos de la parte este del campo se establecieron límites de roca, evidenciados en los registros de pozos por lecturas altas de “gamma ray”, lo cual indica presencia de litología arcillosa. (Figura 5.4)

Hacia la parte norte del campo e influenciado principalmente por la falta de información se estableció de forma arbitraria un límite de roca que ayuda a interpretar el modelo generado. (Figura 5.5).

Los espesores de arena se mantienen uniformes, sin variaciones bruscas en el resto de los pozos del campo, existiendo conexión entre las partes este y oeste del campo a través de un cuerpo de arena de aproximadamente cinco pies de espesor.(Figura 5.6).

Estructuralmente el horizonte S5 es una estructura de tipo homoclinal, presenta un buzamiento regional en dirección noreste de aproximadamente  $1^\circ$ , y rumbo en dirección noroeste-sureste, validando de esta forma la información revisada de otros niveles suprayacentes al de interés y a lo que mostraban los datos en la fase de correlación estratigráfica, pasando de profundidades de 2425 hasta los 2875 pies en TVDSS de profundidad en dirección del buzamiento, hacia la zona nor-oeste del campo se aprecian profundidades de hasta 3100 pies, cabe destacar que toda la estructura está influenciada por el sistema de fallas descrito anteriormente que domina en el campo. (Anexo 1).

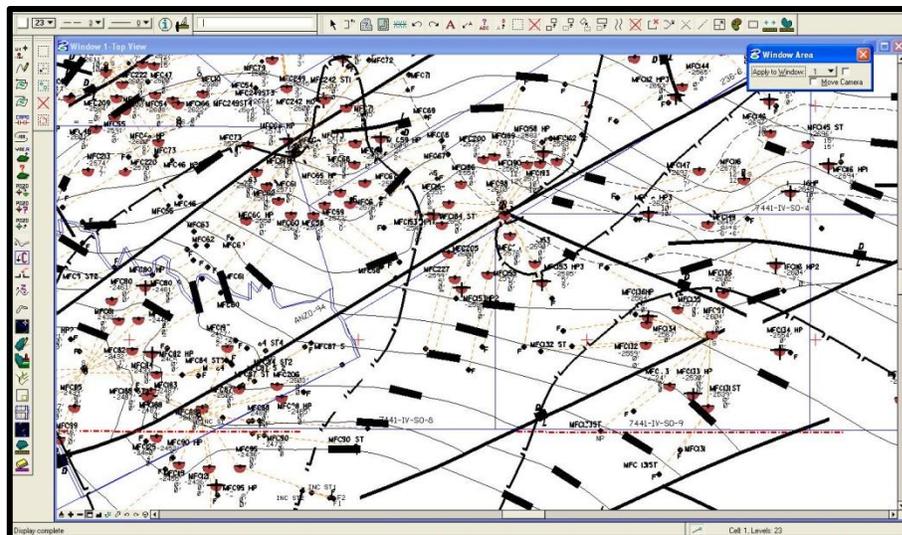


Figura 5.4. Límites de roca en la zona sur del campo para el nivel S5

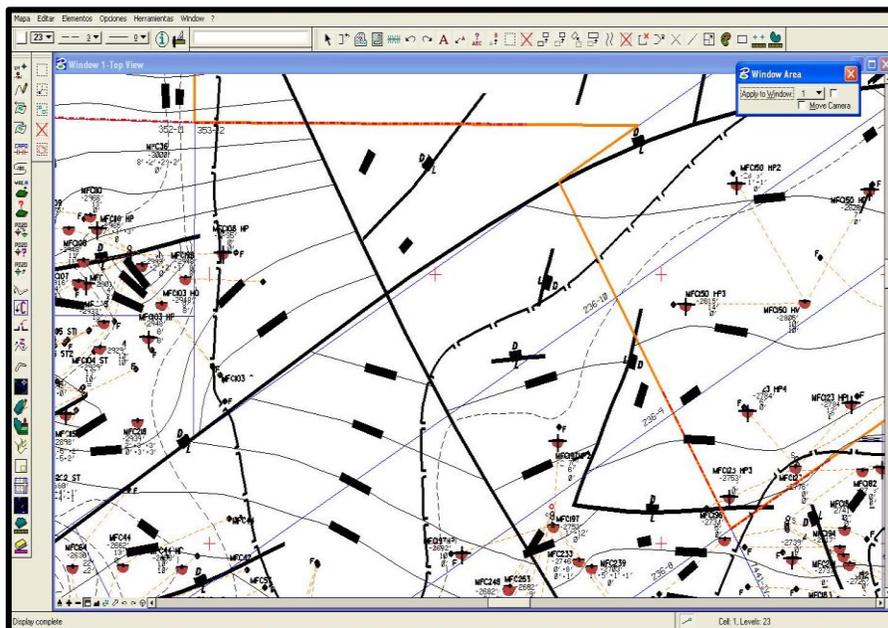


Figura 5.5. Límite de roca en la zona norte del campo para el nivel S5

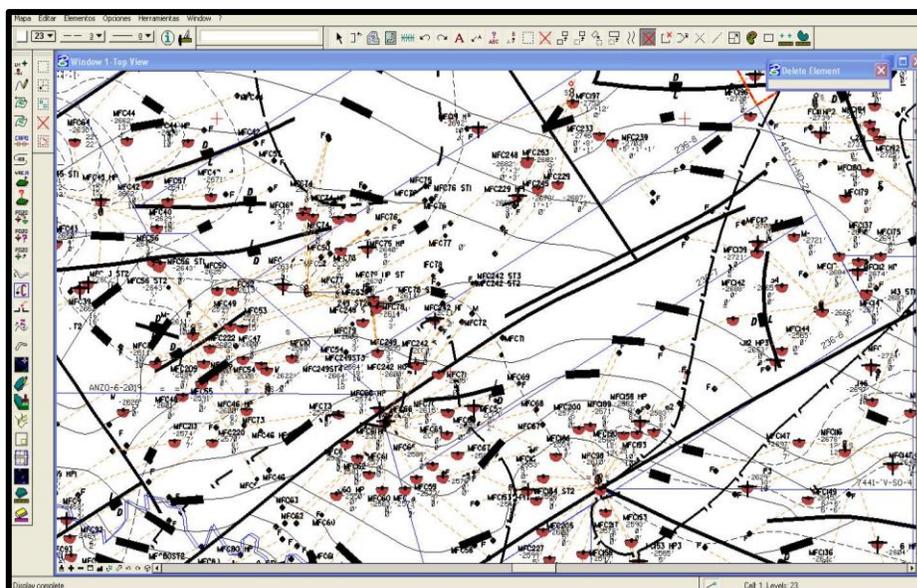


Figura 5.6. Conexión entre la parte este y oeste del campo para el nivel S5

### 5.2.2 Mapa isópaco-estructural del nivel TL

Al igual que su nivel suprayacente, este nivel se encuentra dominado por el sistema de fallas principales de campo Cariña; fallas en dirección noreste y atravesadas de forma casi perpendicular por otro conjunto de fallas en dirección noroeste, todas de tipo normal. Para esta unidad litoestratigráfica se aprecia un mayor desarrollo que el nivel S5, estando presente en casi todos los pozos y con variaciones de espesor que van desde los cuatro hasta los 22 pies en la parte nor-oeste del campo (Figura 5.7), donde se parecía un mayor desarrollo del cuerpo. Los límites de roca en la parte norte del campo fueron colocados de forma arbitraria, mientras que en la parte sur estuvieron influenciados por los valores bajos de espesor del cuerpo, lo que sugiere un límite de roca cercano a pesar de la falta de información en la zona (Figura 5.8). Estructuralmente, este cuerpo se encuentra de forma concordante con el nivel suprayacente S5, siendo esta entonces una estructura de tipo homoclinal, con buzamiento regional en dirección noreste de aproximadamente  $1^\circ$  y rumbo en dirección noroeste-sureste. (Anexo 2).

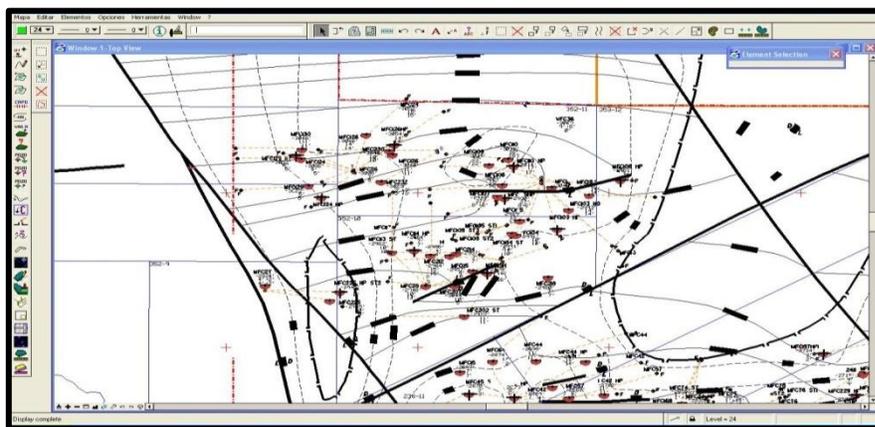


Figura 5.7. Parte nor-oeste del campo para el nivel TL

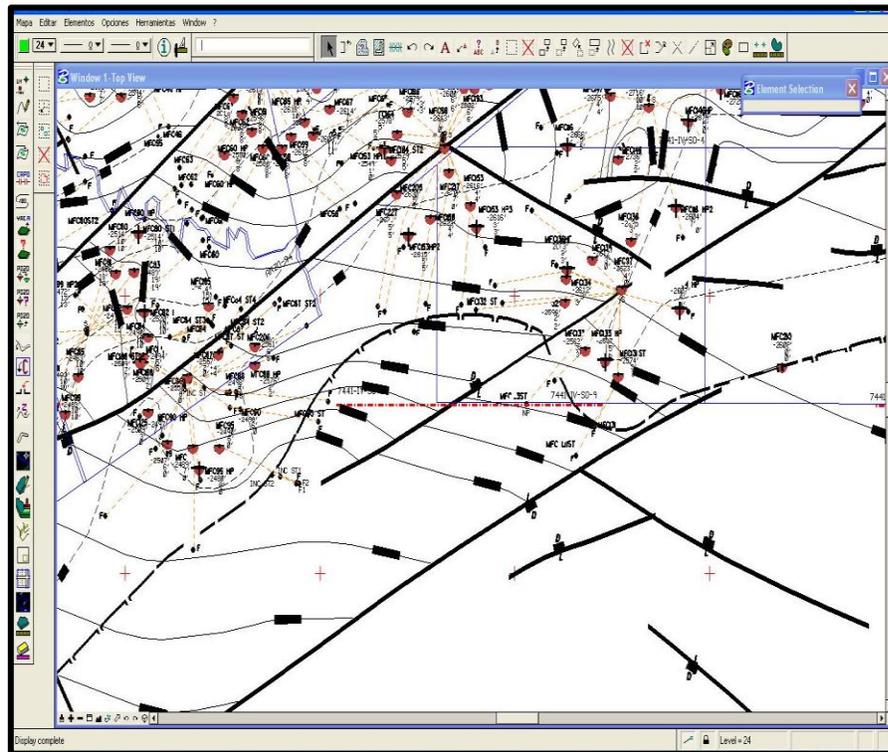


Figura 5.8. Límite de roca en la zona sur del campo para el nivel TL

### 5.3 Determinación del ambiente de sedimentación a través de la elaboración de mapas de paleo-ambiente

A través del análisis de las distintas electroformas en cada uno de los pozos del campo y para cada uno de los niveles de interés se obtuvieron mapas de paleo ambiente que, anclados a la interpretación de núcleo realizada en el pozo MFC-26, permitieron definir el tipo de ambiente sedimentario en el cuál se depositaron los sedimentos.

### 5.3.1 Mapa de paleo-ambiente para el nivel S5

El ambiente sedimentario es interpretado para esta unidad como depósitos de barra de desembocadura sobre las cuales progradan canales distributarios asociados a bahías interdistributarias (Frente deltaico proximal) (Figura 5.9) (Anexo 3).

El análisis sedimentológico del núcleo extraído en el pozo MFC-26 para este nivel describe las siguientes características:

La unidad S5 se compone predominantemente de arenas y sedimentos heterolíticos del ambiente de barra de marea, con menores lutitas de perfil pedogénico y zona de mar abierto. La parte superior de la unidad consta de lutitas pálidas, de un perfil pedogénico maduro (con raíces, pedos de suelo, arena y granulos dispersados).

Debajo del paleosuelo, el intervalo de 3479.50-3497.33' consta de arenas y depósitos heterolíticos, arreglados en sucesiones granocrecientes apiladas. Abundantes madrigueras de *Ophiomorpha* indican deposición rápida y condiciones de alta energía, en un ambiente sedimentario con influencia marina. Estos rasgos son típicos de la asociación de la facies de barra de marea. Las barras posiblemente corresponden a barras de desembocadura, depositadas durante un periodo de progradación del delta comúnmente asociado con deposición en el sistema de HST, en condiciones estables del nivel de mar.

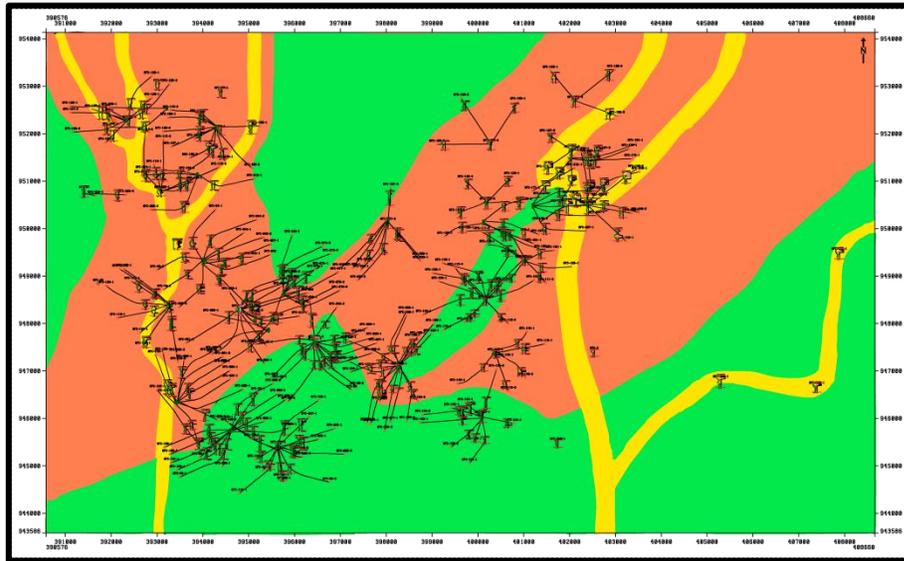


Figura 5.9 Mapa de paleo-ambiente nivel S5

### 5.3.2 Mapa de paleo-ambiente para el nivel TL

El ambiente Sedimentario es interpretado para esta unidad como Depósitos de barra de desembocadura sobre las cuales progradan canales distributarios asociados a bahías interdistributarias (Frente Deltaico Proximal) (Figura 5.10) (Anexo 4).

El análisis sedimentológico del núcleo extraído en el pozo MFC-26 para este nivel describe las siguientes características:

La parte superior de la unidad T se compone de perfiles pedogénicos amontonados, con lutitas pálidas, limolita, sedimentos heterolíticos y carbón con raíces y escasamente, pedrs de suelo y esferuelas de siderita. Estos paleosuelos se

desarrollaron en sedimentos originalmente de los ambientes de llanura de inundación y abanico de rotura, a consecuencia de la exposición sub-aérea al tope de la unidad T

La superficie basal de la unidad T se define por el tope de una unidad masiva de arena de la asociación de facies de canal fluvial con influencia de marea, y le corresponde bien con la posición definida por PDVSA. No hay un cambio significativo del ambiente sedimentario a través de esta superficie, que sugiere que la base de la unidad T en el pozo MFC-26 puede representar un evento alocíclico que no tiene significación regional, y por esto, no puede ser correlativo regionalmente, en cuanto a la estratigrafía secuencial.

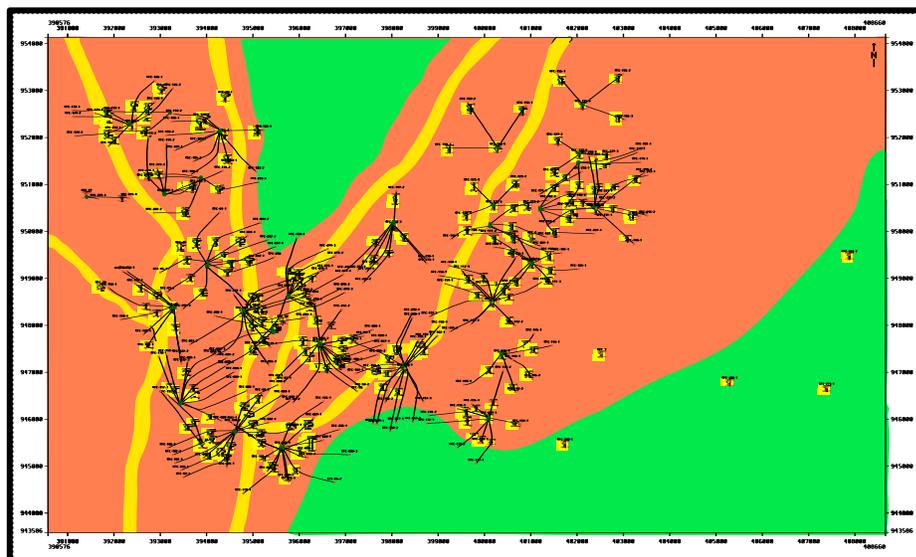


Figura 5.10 Mapa de paleo-ambiente nivel TL

## **5.4 Evaluación de la continuidad lateral de los horizontes estratigráficos S5 y TL a través de la elaboración de secciones estratigráficas y estructurales**

El análisis estratigráfico se efectuó a partir de la realización de 3 secciones estratigráficas (A-A', B-B', C-C') para cada uno de los niveles de interés, utilizado como datum la unidad estratigráfica R0, con la finalidad de definir la continuidad lateral y vertical de las arenas, y así distinguir las variaciones de espesor y cambios laterales de facies de las mismas. El análisis estructural se efectuó a partir de la realización de 3 secciones estructurales (D-D', E-E', F-F'), colgadas a una profundidad de -2500' en donde se observan los niveles de interés, con la finalidad de validar la presencia de las fallas principales que atraviesan el campo.

### **5.4.1 Interpretación de secciones estratigráficas**

#### **5.4.1.1 Sección estratigráfica A-A' para el nivel S5**

La siguiente sección estratigráfica está representada por los pozos MFC-15, MFC-64, MFC-42HP, MFC-57, ubicada en la parte Oeste del Campo Cariña, en sentido Noroeste-Sureste donde se aprecia un buen desarrollo de arena hacia el pozo MFC-15, definiendo facies de relleno de canal, se puede apreciar el cambio lateral de facies hacia facies de barras de desembocadura en el resto de los pozos, los espesores varían poco en la sección (Anexo 5). (Figura 5.11)

### 5.4.1.2 Sección estratigráfica B-B' para el nivel S5

La siguiente sección estratigráfica está representada por los pozos MFC-148HP, MFC-243, MFC-247, MFC-240, en sentido Noreste-Suroeste, ubicada en la parte Este del Campo Cariña, observándose un buen desarrollo de arena con una electroforma forma de tipo cilíndrica en el pozo MFC-148HP, sugiriendo facie de relleno de canal, en el resto de los pozos en dirección suroeste de la sección se puede apreciar el cambio lateral de facies, en donde la electroforma es de tipo granocreciente, característica de facies de barras de desembocadura (Anexo 6). (Figura 5.12).

### 5.4.1.3 Sección estratigráfica C-C' para el nivel S5

La siguiente sección estratigráfica está representada por los pozos MFC-116, MFC-145, MFC-112HP, MFC-143HP, en sentido Noroeste-Sureste, ubicada en la parte Este del Campo Cariña, observándose facies de barras que pasan lateralmente a facies de llanura de inundación (Anexo 7). (Figura 5.13).

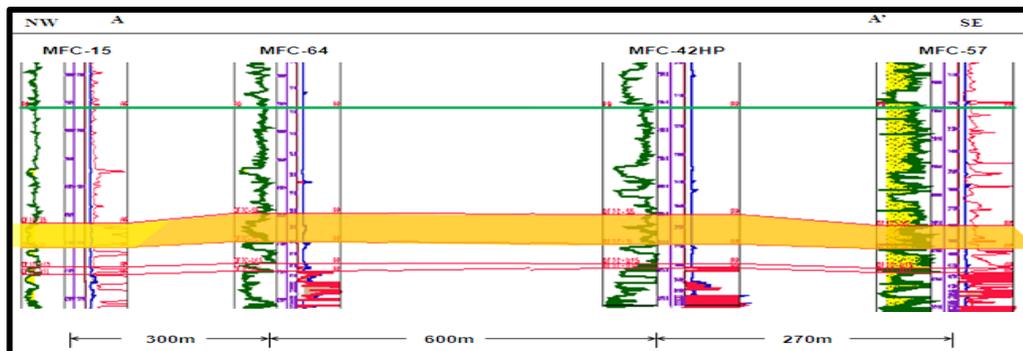


Figura 5.11 Sección estratigráfica A-A' para el nivel S5

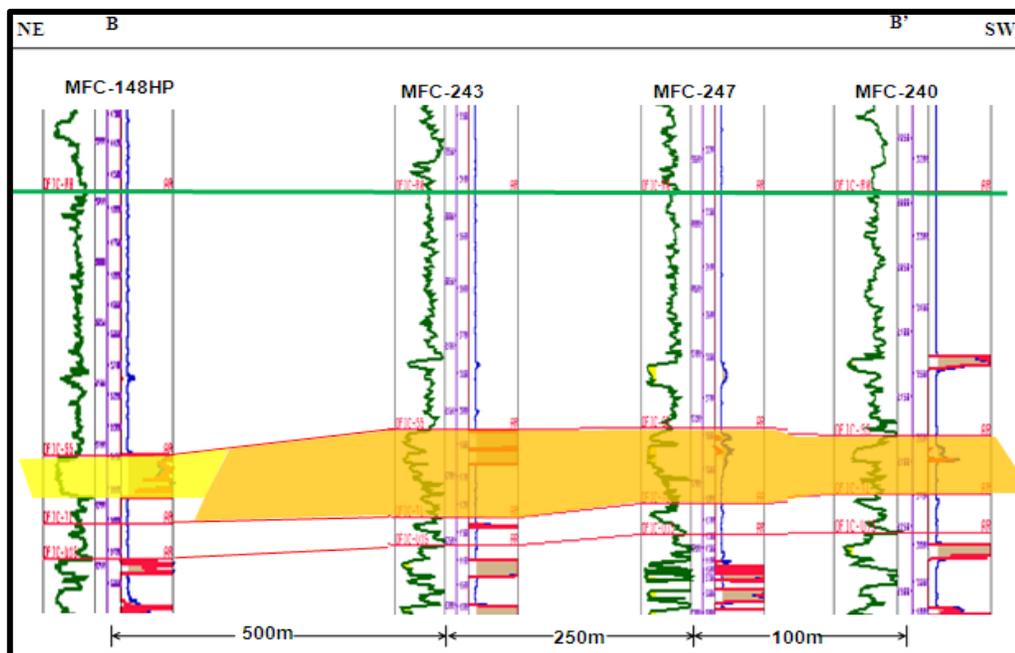


Figura 5.12 Sección estratigráfica B-B' para el nivel S5

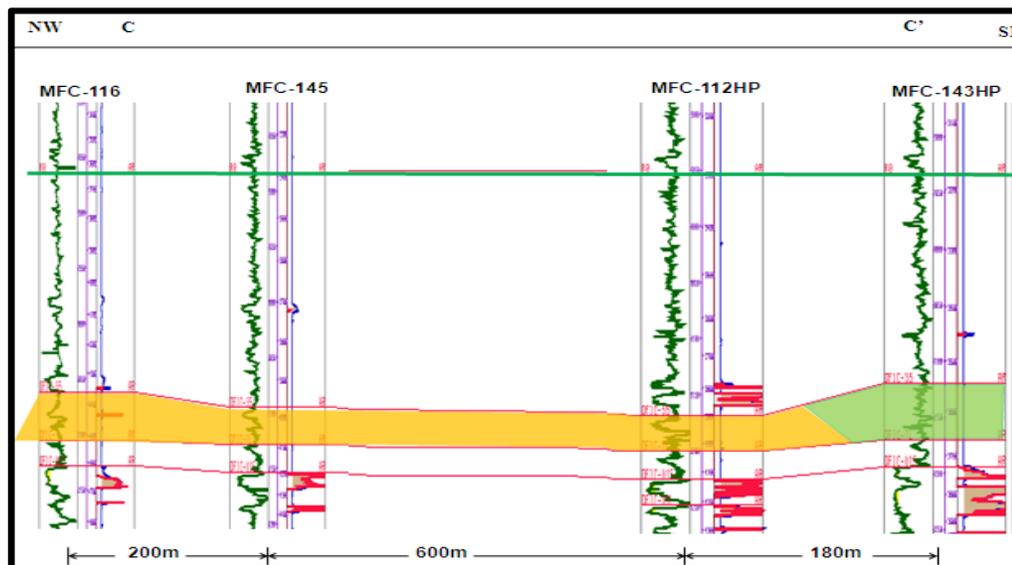


Figura 5.13 Sección estratigráfica C-C' para el nivel S5

#### **5.4.1.4 Sección estratigráfica A-A' para el nivel TL**

La siguiente sección estratigráfica está representada por los pozos MFC-83, MFC-82HP, MFC-195, MFC-87, en sentido Noroeste-Sureste, ubicada en la parte Suroeste del Campo Cariña, en donde se aprecian facies de relleno de canal en cada uno de los pozos de la sección con menores intercalaciones de lutitas en el tope y la base de la unidad estratigráfica (Anexo 8). (Figura 5.14).

#### **5.4.1.5 Sección estratigráfica B-B' para el nivel TL**

La siguiente sección estratigráfica está representada por los pozos MFC-155, MFC-155HP3, MFC-127ST, MFC-148HP1, en sentido Noroeste-Sureste, ubicada en la parte Noreste del Campo Cariña, en donde se aprecian facies de barras que son continuas y no tienen variación significativa de espesor en cada uno de los pozos. (Anexo 9). (Figura 5.15).

#### **5.4.1.6 Sección estratigráfica C-C' para el nivel TL**

La siguiente sección estratigráfica está representada por los pozos MFC-129, MFC-26, MFC-36, MFC-108, en dirección aproximada Noroeste-Sureste, ubicada en la parte Noroeste del Campo Cariña, en donde en los pozos MFC-129 y MFC-36 se parecían facies de relleno de canal que varían lateralmente hacia los pozos vecinos a facies de barra de desembocadura (Anexo 10). (Figura 5.16).

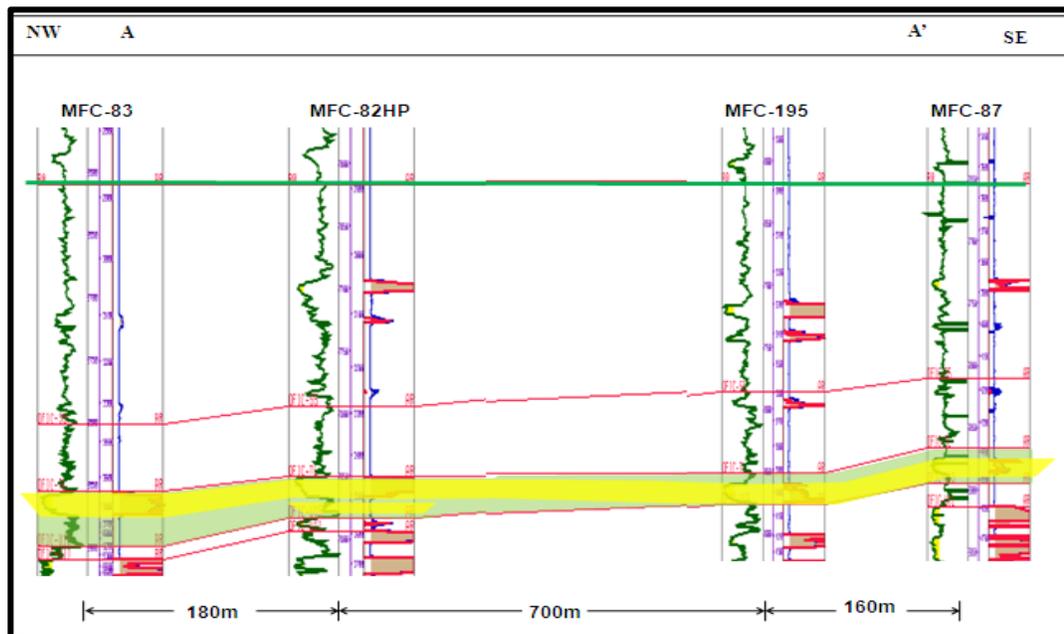


Figura 5.14 Sección estratigráfica A-A' para el nivel TL

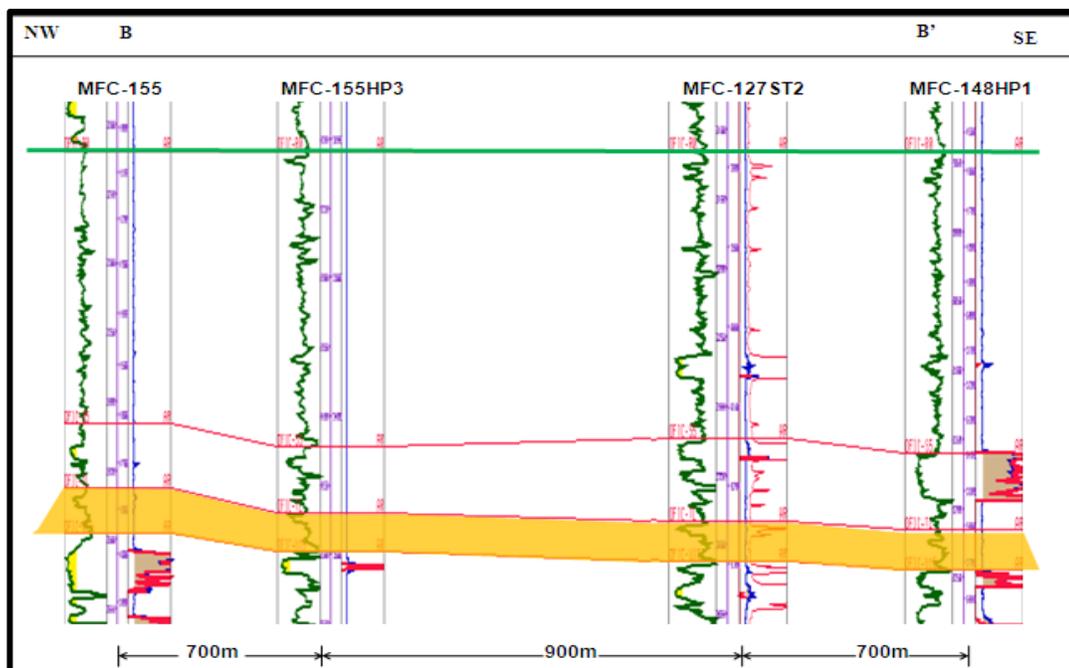


Figura 5.15 Sección estratigráfica B-B' para el nivel TL

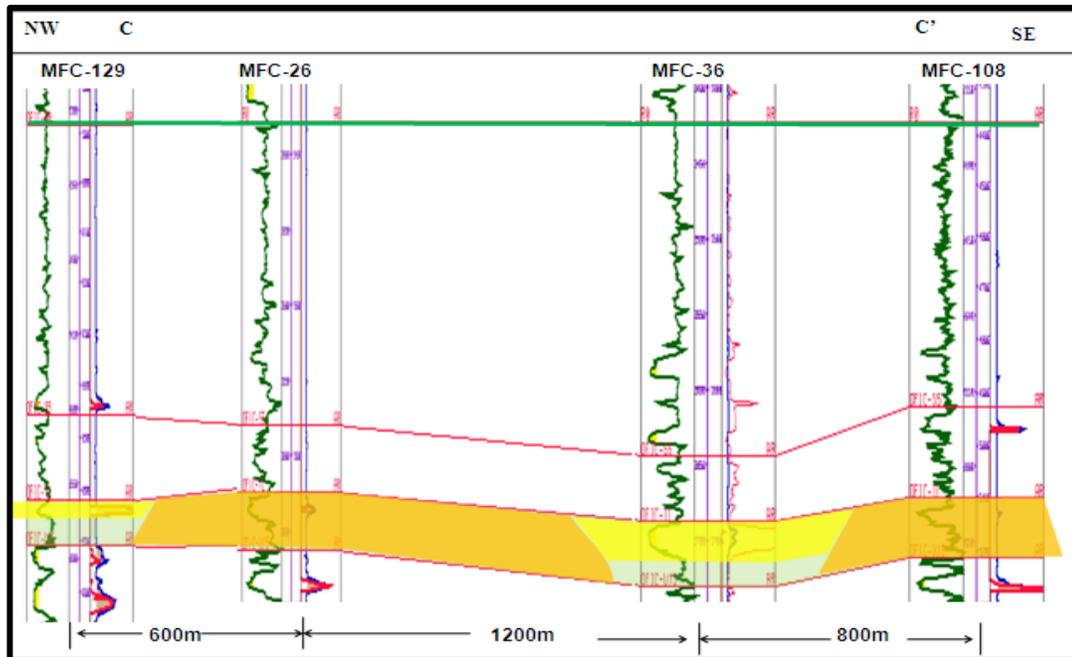


Figura 5.16 Sección estratigráfica C-C' para el nivel TL

## 5.4.2 Interpretación de secciones estructurales

### 5.4.2.1 Sección estructural D-D'

La siguiente sección estructural está representada por los pozos MFC-27, MFC-225HPST2, MFC-25, MFC-202ST, MFC-64, ubicada en la parte Noroeste del campo, en donde se aprecian las fallas de tipo normal que se encuentran entre los pozos MFC-27, MFC-225HPST2 y MFC-202ST, MFC-64, de más o menos 130' y 252' de salto vertical respectivamente. Estas fallas forman parte del conjunto principal de fallas que atraviesan el Campo (Anexo 11). (Figura 5.17).

### 5.4.2.2 Sección estructural E-E'

La siguiente sección estructural está representada por los pozos MFC-153HP, MFC-205, MFC-158, MFC-132, MFC-133, ubicada en la parte Suroeste del campo, en donde se aprecian las fallas de tipo normal que se encuentran entre los pozos MFC-153HP, MFC-205 y MFC-132, MFC-133, de más o menos 44' y 35' de salto vertical respectivamente. Estas fallas forman parte del conjunto principal de fallas que atraviesan el Campo (Anexo 12). (Figura 5.18).

### 5.4.2.3 Sección estructural F-F'

La siguiente sección estructural está representada por los pozos MFC-245, MFC-253, MFC-197 ubicada en la parte Noroeste del campo, en donde se aprecia la falla de tipo normal que se encuentran entre los pozos MFC-253 y MFC-197, de más o menos 41' de salto vertical. Esta falla forma parte del conjunto principal de fallas que atraviesan el Campo (Anexo 13). (Figura 5.19).

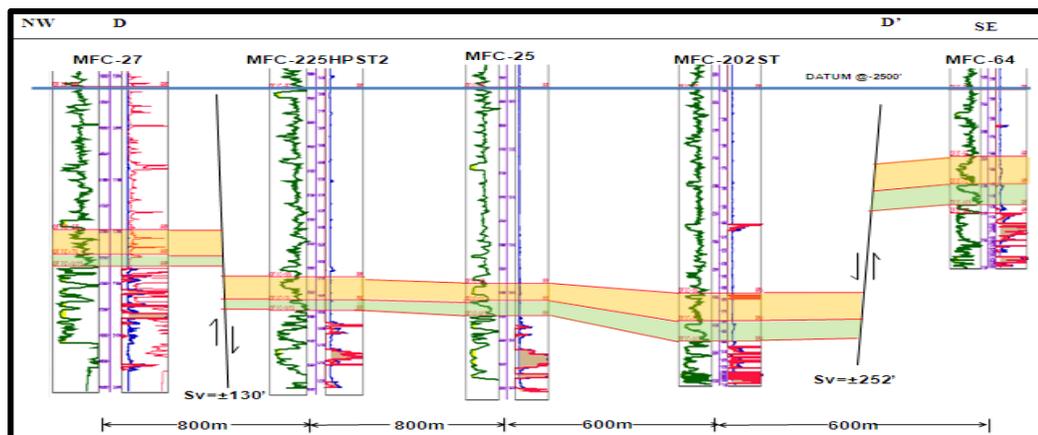


Figura 5.17 Sección estructural D-D'

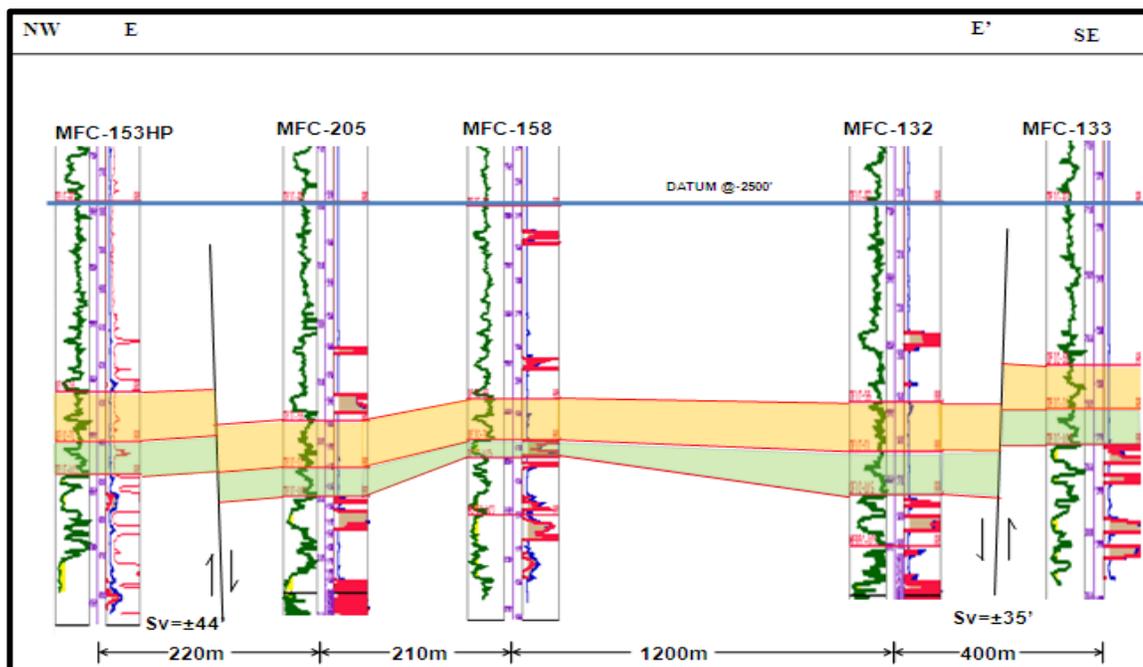


Figura 5.18 Sección estructural E-E'

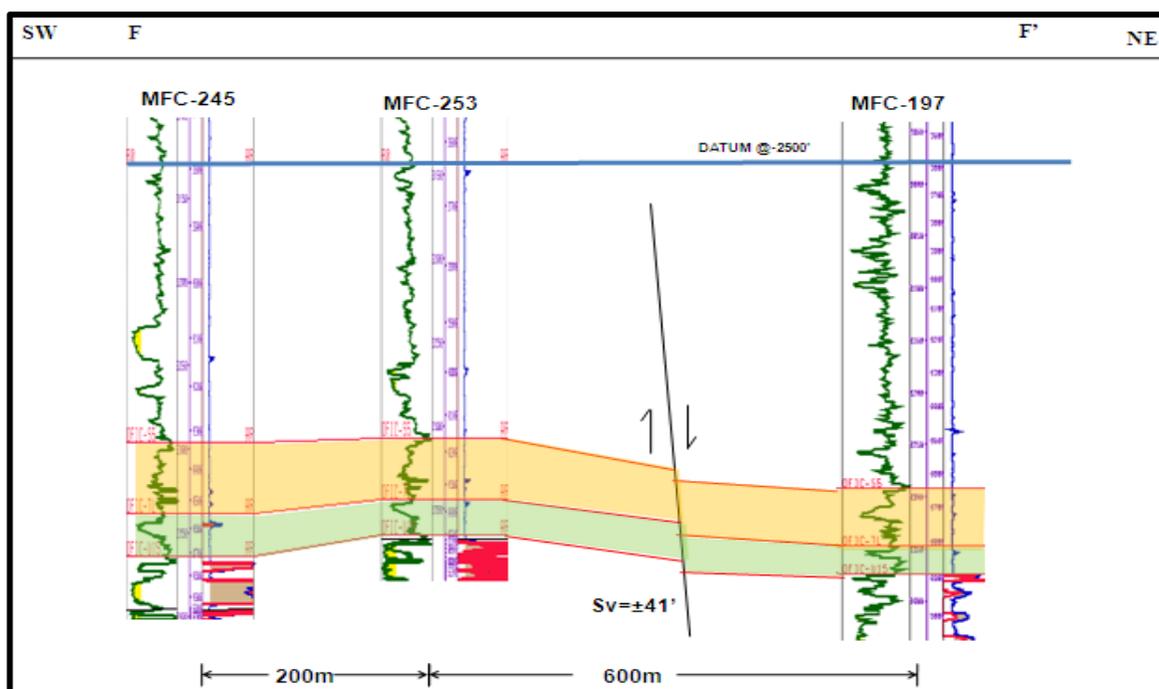


Figura 5.19 Sección estructural F-F'

### **5.5 Interpretación del modelo geológico de los horizontes S5 y TL del Campo Cariña a través del análisis de los mapas isópaco-estructurales y de paleo-ambiente**

De acuerdo a los resultados obtenidos producto del análisis de las características geológicas obtenidas durante la realización del presente trabajo de investigación se estable un modelo geológico para los niveles estratigráficos S5 y TL pertenecientes al campo Cariña. Basándose en los mapas isópaco-estructurales, los posibles yacimientos petrolíferos que se puedan delimitar y cuantificar en este campo estarán entrampados en las fallas de tipo normal que atraviesan el campo, en algunos pozos del campo se observaron resistividades bajas, lo cual sugiere presencia de agua, es decir, posibles yacimientos limitados por contactos agua-petróleo.

Los sedimentos fueron depositados en un ambiente deltaico, específicamente en el frente deltaico proximal, en donde los sedimentos aportados por el río desde el continente son reacomodados por las olas del mar, lo cual genera una progradación de sedimentos finos sobre grueso, proceso que queda evidenciado en las electroformas de la mayoría de los pozos para cada uno de los niveles. Sobre estas barras de desembocadura progradan canales distributarios que están asociados a bahías interdistributarias. Este es un ambiente sedimentario propicio para la acumulación y entrampamiento de hidrocarburos.

El análisis de las secciones estratigráficas muestra la variación lateral de las facies en diversas zonas del campo, así como la continuidad vertical de las arenas de interés, mientras que el análisis de las secciones estructurales valida las principales fallas que atraviesan el campo y que son ideales para el entrampamiento de los posibles yacimientos de hidrocarburos presentes en el campo.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. El campo Cariña posee doscientos ochenta y tres (283) pozos perforados hasta la fecha, de los cuales se obtuvo información de las profundidades de los horizontes estratigráficos S5 y TL en TVDSS así como los espesores de AN y ANP que constituyen la base de datos del campo.
2. Para ambos niveles estratigráficos la estructura es de tipo homoclinal, con un buzamiento regional de aproximadamente 1° en dirección noreste, y rumbo en dirección noroeste-sureste, mostrando cuerpos arenosos distribuidos a lo largo de la zona, con mayores espesores hacia la parte noroeste del campo.
3. Las características paleo-ambientales de las arenas S5 y TL es interpretado como depósitos de barra de desembocadura influenciados por mareas sobre las cuales progradan canales distributarios asociados a bahías interdistributarias, con dirección de sedimentación en sentido nor-este.
4. Las secciones estratigráficas muestran continuidad lateral de los horizontes S5 y TL en las direcciones noroeste-sureste y noreste-suroeste, apreciándose variación lateral de facies de relleno de canal y barras. Las secciones estructurales validaron las principales fallas del campo, todas de tipo normal y con saltos verticales que van desde los 252 pies hasta 35 pies.

5. Las características paleo-ambientales de los horizontes de estudio sugieren un ambiente de sedimentación deltaico con influencia de mareas, este ambiente es propicio para la acumulación de hidrocarburos. De acuerdo a las características estructurales los posibles yacimientos presentes en el campo estarán entrampados en las principales fallas de tipo normal que dominan el campo Cariña y posiblemente con presencia de contactos agua petróleo en algunas zonas del campo, evidenciado en valores bajos de resistividad en los registros de algunos pozos.

### **Recomendaciones**

1. Para una mejor visualización de las reservas presentes en ambos niveles es recomendable la creación de un modelo petrofísico que permita identificar las mejores zonas de extracción y movilidad de hidrocarburo, así como también pruebas de presión que permitan delimitar yacimientos en el campo.

2. Realizar un modelo sísmico para ambos niveles que permita validar fallas menores y posibles entrampamientos.

3. Realizar calibración en los registros de los pozos más antiguos para futuras reinterpretaciones geológicas de los yacimientos.

## REFERENCIAS

Alcalá, E. (2005) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES A TRAVÉS DEL REGISTRO DE POZOS PDVSA**. Unidad de explotación Mediano San Tomé.

Alfonsi, Pedro Pablo (1999). **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES**. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED). Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., pp: 2-45.

Arias, Fidas. (2006) **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN: INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA CIENTÍFICA**. Editorial EPISTEME, Caracas. 5ta Ed.

Barredo, Silvia. (2005) **TRABAJO PRACTICO DE ROCAS Y ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS**. 2 de enero de 2019 <http://introgeo.gl.fcen.uba.ar/Introduccion/Tprocasyestructuredim/TProcyestructurediment.PDF>

Cabello, Cecilia. (2012) **PROCESOSSEDIMENTARIOS**. 3 de enero de 2019 <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/cursos/GuiaApProcS.html>

Flores R. Jean C. (2009) **INTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE ARENAS S5 Y T PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO DOBOKUBI, PARA EL DESARROLLO DE LAS RESERVAS NO PROBADAS, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Tesis de grado, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra. PDVSA Gerencia de Yacimientos, Distrito San Tomé, pp: 6-20, 28-35, 42-58.

Ginozky, John. (2010) **TIPOS DE PERFILES DE POZOS**. 2 de enero del 2019. [http://www.es.scribd.com/doc/50593770/43/ TIPOS-DE-PERFILES-DE-POZOS.pdf].

González, Carmen. (2012). **MEMORIAS SEMINARIO SOBRE EL CONTROL DE EROSIÓN Y SEDIMENTACIÓN**. 3 de Enero de 2019. <http://academic.uprm.edu/gonzalezc/HTMLobj-246/capitulo5-sedimentacion.pdf>

González de Juana. (1980). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Editorial Foninves, Tomo II. Caracas-Venezuela, pp: 936-1021

Instituto Nacional de Estadística (2013). **INFORME GEOAMBIENTAL DEL ESTADO ANZOÁTEGUI**. 3 de Enero de 2019. [http://www.ine.gov.ve/documentos/Ambiental/PrinIndicadores/pdf\\_ANT/Informe\\_Geoambiental\\_Anzoategui.pdf](http://www.ine.gov.ve/documentos/Ambiental/PrinIndicadores/pdf_ANT/Informe_Geoambiental_Anzoategui.pdf)

Méndez, Carlos. (1998). **METODOLOGÍA GUÍA PARA ELABORAR DISEÑOS DE INVESTIGACIÓN**. Editora Mc Graw Hill, México, pp. 14.

Palencia, Nelson (2011). **MAPAS DEL SUBSUELO**. 3 de Enero de 2019. [https://www.buenastareas.com/ensayos/Mapas-Isopacos\\_Geolog%C3%ADa/2643656.html](https://www.buenastareas.com/ensayos/Mapas-Isopacos_Geolog%C3%ADa/2643656.html)

Sabino, C. (1992) **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN**. EditorialPanapo. Caracas, Venezuela.

Tamayo, M. (2000) **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA**. Prentice Hill, Barcelona España.

Superintendencia de yacimientos extra-pesados de PDVSA distrito San Tomé. (2017). **INFORME DE SOMETIMIENTO CAMPO CARIÑA**. PDVSA, San Tomé. Pp 23-25.



## **APÉNDICES**

## **APÉNDICE A**

### **Base de datos**

**Apéndice A.1 Base de datos para los niveles estratigráficos S5 y TL del Campo Cariña**

POZO (MFC)	S5			TL		
	TVDSS (PIES)	AN (PIES)	ANP (PIES)	TVDSS (PIES)	AN (PIES)	ANP (PIES)
26	2997	5+15	3+15	3008	7	6
232	2978	6+14	0+14	3023	3+3	3+3
126	2997	5+15	0+15	3040	11	11
230	2996	4+13	0+13	3040	10	10
126	3011	5+24	0+17	3054	14	14
128	3018	6+13	0+11	3066	14	14
24	3012	11+12	0+7	3053	15	15
130	3018	12+6	3+6	3046	11	11
129HP	3008	13+6+3	2+0+0	3052	15	15
124	3018	20+8	0+8	3066	5	5
129	2975	25	25	3025	5	5
124HP	2967	20	20	3022	5	5
27	2777	14+14	0	2824	4+2	4+2
225HPST 2	2907	0	0	2945	0	0
225	2907	0	0	2945	0	0
25	2917	17	17	2948	10	10
202ST	2888	1+4+1	0+4+1	2922	11	11
207	2932	15	15	2044	10	5
115HP	2928	1+5+2	0+5+2	2976	16	16
115	2909	16	10	2957	6	6
214	2916	1+5+1	0+5+0	2957	7	7
212	2922	4+7	0+7	2964	15	15

**Continuación apéndice A.1**

114	2903	7+5+2	7+5+2	2955	4	4
114HP	2914	9+1	9+1	2964	7	7
113ST	2916	15	15	2962	10	10
218	2939	2+3+3	0+3+3	2980	7	7
1	3000	3+2+2+ 1	0	3040	13	7
108HP	2935	0	0	2961	11	0
198	2948	8	8	2997	14	14
103	2948	8	8	2992	14	14
103HP	2948	8	8	2990	12	12
104	2929	10	10	2991	7	7
104ST	2929	10	10	2991	7	7
105	2933	13	13	2969	14	14
105HP	2901	4	2	2930	27	8+6
107	2916	4	4	2948	27	8+6
108	2948	11	11	3009	5	5
109	2975	14	0	3024	22	22
110	2969	13	0	3016	16	16
110HP	2965	7+1+2	0	3014	17	17
36	3028	8+2+2+ 2	0	3072	18	18
29	2529	3+7	0+7	2547	11	11
122ST	2527	3+7	0+7	2547	11	11
122HP	2481	5	5	2546	9+8	9+8
120	2512	10	10	2546	10	10
118	2526	11	11	2544	11	11
122HP2	2525	10	10	2540	10	10

156	2523	9	9	2539	11	11
117	2739	11	11	2564	11	11
160	2539	10	10	2545	11	11
117HP	2530	10	10	2554	11	11
28	2533	0	0	2555	7	0
36	2498	0	0	2550	8	0
125	2460	4	0	2509	3	0
090HP	2452	5	0	2497	7	0
119	2455	0	0	2507	6	0
121	2433	0	0	2489	7	0
95HP	2446	0	0	2480	8	0
95	2436	0	0	2490	6	0
90	2473	0	0	2498	6	0
88ST	2442	0	0	2498	5	5
88	2442	0	0	2498	5	5
88HP	2520	0	0	2576	2	2
206	2503	0	0	2561	5	5
87	2502	0	0	2557	2+4	0+4
195	2467	2+2	2+2	2514	15	15
188	2462	0	0	2509	7	7
188ST	2462	0	0	2509	7	7
183	2449	0	0	2494	5	5
84	2433	0	0	2489	10	10
82HP	2473	0	0	2521	10	10
82	2432	0	0	2479	15	15
83	2445	0	0	2489	19	19
81	2432	0	0	2482	18	18

80	2461	0	0	2513	11	11
80ST	2461	0	0	2513	11	11
85	2439	0	0	2483	10	10
99	2416	3	0	2463	10	10
100	2424	4	0	2472	17	17
81	2423	5	5	2471	14	14
101	2437	0	0	2483	10	10
32	2427	6	6	2477	13	13
102	2438	3	0	2486	7	7
106	2446	4	4	2499	13	13
89HP2	2421	0	0	2472	13	13
152	2440	3	3	2485	3	3
151	2439	2	2	2475	5	5
46	2445	2	2	2487	3	3
94	2456	2	2	2503	5	5
93	2461	2	2	2511	4	4
92	2469	2	2	2515	5	5
91HP	2454	3	3	2505	5	5
89HP	2458	5	5	2512	6	6
89	2458	4	4	2511	6	6
91	2455	4	4	2505	6	6
15	2447	10	10	2506	3	3
170	2432	20	20	2496	5	5
15	2652	34	34	2697	7	7
64	2637	22	22	2674	12	12
44	2662	13	0	2695	11	11
44HP	2655	10	10	2691	16	16

42HP	2673	7	7	2702	11	11
57	2641	7	7	2681	6	6
40	2629	0	0	2672	8	8
56	2642	3	0	2680	5	5
56ST	2642	3	0	2677	5	5
56ST2	2643	3	0	2677	5	5
39ST	2663	15	15	2701	4	4
39ST2	2663	15	15	2701	4	4
43	2650	5	0	2682	0	0
43ST	2645	5	0	2683	0	0
45ST	2631	12	12	2676	3	3
45HP	2637	15	15	2679	8	8
42	2652	10	10	2689	4	4
10	2588	6	6	2622	7	7
166	2622	3	0	2651	9	9
54	2608	3	0	2637	9	9
47	2600	3	0	2636	6	6
222	2600	3	0	2641	11	11
209	2584	2	0	2620	9	9
46	2600	2	0	2631	10	10
55	2591	2	0	2637	12	12
48	2603	3	0	2627	7	7
50HP	2626	5	0	2581	3	0
213ST	2574	7	7	2605	5	5
220	2560	5	0	2594	5	5
53	2597	15	15	2636	5	5
49	2599	7	7	2636	7	7

52	2613	7	7	2647	7	7
51HP	2611	10	10	2647	10	10
51	2611	10	10	2647	10	10
98	2610	5	0	2643	7	0
216	2578	3	3	2620	7	0
153	2589	3	3	2616	4	4
153HP3	2589	3	3	2616	3	3
158	2597	4	0	2623	4	4
153	2589	3	0	2616	4	4
153HP2	2585	4	0	2615	5	5
227	2606	2	0	2631	5	5
205	2603	3	0	2630	5	5
184ST2	2556	4	0	2579	5	5
164	2553	4	0	2578	5	5
186	2554	4	0	2579	7+3	7+3
200	2572	7	0	2593	10	10
189	2572	7	0	2596	3+7	3+7
190	2569	12	12	2600	6	6
193	2571	10	10	2602	6	6
158HP	2583	8	8	2613	9	9
162	2584	8	8	2614	8	8
164	2553	3	0	2578	5	5
59HP	2609	2	2	2625	7	7
69	2602	0	0	2626	9	9
68	2600	0	0	2627	9	9
67	2588	0	0	2614	7	7
65	2577	0	0	2603	11	11

65HP	2589	4	0	2618	10	10
59	2577	3	0	2612	8	8
58	2573	6	0	2606	8	8
60	2563	0	0	2586	8	8
61	2571	0	0	2596	8	8
62	2581	0	0	2605	8	8
63	2585	0	0	2616	8	8
73	2572	0	0	2598	8	8
66HP	2574	3	0	2602	9	9
249	2595	0	0	2629	1+2	1+2
242ST	2601	0	0	2627	6	6
242	2602	0	0	2627	7	7
71	2605	0	0	2634	7	7
242HP	2611	0	0	2643	5	5
249	2595	3	3	2629	1+2	1+2
79	2610	3	3	2638	2+3	2+3
78	2614	4	4	2645	2+2	2+2
78ST	2614	4	4	2645	2+2	2+2
79HPST	2632	5	5	2662	1+4	1+4
75HP	2639	0	0	2672	4	4
76	2635	0	0	2652	1+15	1+15
75	2630	0	0	2646	1+15	1+15
14HP	2621	0	0	2635	1+12	1+12
74ST	2639	0	0	2655	1+12	1+12
168	2647	0	0	2669	5	5
77	2621	2	0	2658	2+4	2+4
49HP	2634	2	0	2665	9	9

97	2604	0	0	2623	4	0
135	2577	0	0	2612	3	0
136HP	2564	0	0	2603	3	3
134	2567	0	0	2612	3	3
132	2559	0	0	2596	2	2
133	2524	0	0	2562	3	3
133HP	2530	0	0	2567	5	5
131	2539	0	0	2574	3	3
136	2602	0	0	2635	2	2
149	2645	6+6	6+6	2736	2	0
116HP3	2629	10	10	2666	5	5
147	2697	7	7	2675	4	4
116	2678	12	12	2717	6	0
146	2697	16	16	2732	2	2
112HP2	2724	7	0	2726	8+2	0
145	2696	5	5	2727	2+2	2
116HP1	2694	8	8	2725	4	4
146HP	2628	10	0	2679	4	0
7	2687	12	0	2718	4	0
112	2666	0	0	2700	2	0
144	2565	0	0	2600	2	0
112HP3	2653	0	0	2684	3	0
142	2688	0	0	2731	3	0
154	2665	0	0	2706	3	0
139	2721	0	0	2762	3	0
112HP4	2708	8	0	2744	6	0
140	2721	0	0	2756	2	2

138	2684	4	0	2721	5	5
137	2690	0	0	2724	4	4
112HP1	2674	0	0	2712	4	4
175	2692	0	0	2723	4	4
143	2671	0	0	2719	3	3
143ST	2671	0	0	2719	3	3
4	2736	13	0	2772	8	0
191	2714	10	0	2753	6	0
178	2700	13	13	2741	5	0
185	2706	10	10	2741	5	5
111HP3	2684	9	9	2720	6	6
187	2741	11	0	2777	8	8
201	2736	8	0	2770	3	0
192	2725	3+3+2	0	2759	4	0
180	2721	1+2	0	2760	5	0
194	2414	1+2	0	2757	5	0
201	2736	6	0	2770	3	0
192	2725	4+2	0	2759	5	0
180	2721	1+2	0	2759	5	0
11HP2	2741	2+1	0	2771	3	0
196	2733	5	0	2730	1	0
123HP3	2753	7	0	2779	3	0
123HP4	2784	6	0	2809	4	0
123	2776	5+3	0	2806	5	0
123HP1	2784	12	0	2820	10	10
182	2744	9+3	0	2782	6	0
123HP2	2740	10+1	0	2775	9	0

150	2807	10	10	2844	9	0
150HP3	2815	14	0	2855	9	0
150HP2	2843	1+1	0	2880	9	0
150HP1	2821	7	0	2866	0	0
127	2796	7	7	2836	6	6
127HP1	2816	11	11	2854	6	6
127HP3	2795	7	7	2835	6	6
181	2785	8	8	2824	6	6
178	2774	11	0	2812	6	6
174	2769	5	0	2804	6	6
184HP2	2783	10	10	2809	6	6
243	2785	12	0	2815	6	6
247	2760	6	6	2800	9	9
240	2766	12	12	2806	5	5
246	2756	10	10	2793	5	5
246HP	2755	4+2	0	2794	5	5
148HP1	2716	15	15	2782	5	5
252HPST 1	2732	1+1	0	2773	4	4
127HP2	2828	8	0	2858	8	0
148	2768	0	0	2798	6	0
148HP3	2746	0	0	2777	3	0
226	2746	0	0	2777	6	0
226ST	2746	0	0	2777	6	0
221	2746	0	0	2778	6	0
167	2767	11	11	2805	5	0
171	2790	9	9	2825	6	0

127HP4	2786	9	9	2826	7	0
216	2755	0	0	2784	6	6
163ST	2742	2	0	2786	6	0
231	2733	10+2	0	2777	5	0
237	2738	8	0	2773	4	0
111HP1	2732	3	0	2767	4	0
155	2850	2	0	2874	5	0
155HP1	2846	10	0	2868	5	0
155HP2	2869	4	0	2895	4	0
155HP3	2849	10	0	2867	6	0
210	2562	10	10	2608	0	0
208	2621	3	3	2656	6	6
215	2605	6	6	2638	0	0
211	2852	2	2	2887	0	0
134HP	2592	2	0	2607	4	4
239	2703	6	0	2778	9	9
233	2747	8	1	2782	0	0
197	2754	12	0	2790	10	10
197HP1	2690	10	0	2734	2	2
197HP2	2776	6	0	2818	10	0
248	2682	5+3	0+3	2715	8	8
253	2682	9	0	2718	7	7
229	2687	1+2	0	2723	7	7
245	2678	1+1	0	2713	9	9
223HP1	2668	2+6	0	2703	10	10

## **ANEXOS**

# Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/6

<b>Título</b>	CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE LOS HORIZONTES ESTRATIGRÁFICOS S5 Y TL, PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO CARIÑA, DISTRITO SAN TOMÉ, DIVISIÓN AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.
<b>Subtítulo</b>	

## Autor(es)

<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Código CVLAC / e-mail</b>	
Rojas Bellorin José David	<b>CVLAC</b>	25.893.946
	<b>e-mail</b>	412josed@gmail.com
	<b>e-mail</b>	Yojose.david@hotmail.com
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>CVLAC</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	

## Palabras o frases claves:

Caracterización geológica
Arena S5
Formación oficina
Arena TL
Mapa isópaco-estructural
Paleo-ambiente

# Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/6

## Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Ingeniería geológica	Ingeniería geológica

## Resumen (abstract):

El presente trabajo de grado tiene como objetivo central la caracterización geológica de los horizontes estratigráficos S5 y TL, pertenecientes a la Formación Oficina, Campo Cariña, distrito San Tomé, división Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, a través del análisis de los registros de pozos (“Gamma Ray” y Resistividad) corridos durante la perforación de cada uno de los pozos pertenecientes al campo Cariña. Para realizar el modelo geológico del campo se realizó la correlación de cada uno de los registros de pozos haciendo uso del software de geointerpretación (Petrel 2009) y basando la correlación en topes de cuerpos sedimentarios superiores e inferiores a los de interés, determinados previamente por la empresa PDVSA. Haciendo uso de la información resultante de la correlación de los registros de pozos (topes en TVDSS, espesor de arena neta y arena neta petrolífera) se procedió a actualizar un mapa preexistente del campo Cariña para generar un mapa base a través del software de generación de mapas SIGEMAP. Mediante técnicas de contorno interpretativo de los datos geológicos se generaron las curvas isopaco-estructurales del campo. Posteriormente haciendo uso del software OpenWorks se generó un segundo mapa base con la información de “Gamma Ray” en cada uno de los pozos con el cual se elaboraron los mapas de paleoambiente (cuya interpretación se ancló al análisis sedimentológico del núcleo extraído en el pozo MFC-26), secciones estratigráficas y estructurales para cada uno de los niveles. Basándose en los resultados obtenidos se pudo determinar que la estructura para ambos niveles es de tipo homoclinal con rumbo y buzamiento regional en dirección Noroeste-Suroeste y Noreste respectivamente, sugiriendo que la dirección de la sedimentación es en dirección Noreste. El tipo de ambiente en el cual se depositaron los sedimentos es de depósitos de barra de desembocadura sobre las cuales progradan canales distributarios asociados a bahías interdistributarias (Frente Deltaico Proximal).

# Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/6

## Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
<b>Abud, Jorge</b>	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	<b>4.984.842</b>
	e-mail	<b>jorgeabuds@yahoo.com</b>
	e-mail	
<b>Sandoval, Berenice</b>	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	<b>8.884.428</b>
	e-mail	<b>beresandoval@hotmail.com</b>
	e-mail	
<b>González, José</b>	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	<b>13.015.360</b>
	e-mail	<b>Jsgonzalez78@yahoo.es</b>
	e-mail	
	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

## Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
<b>2019</b>	<b>11</b>	<b>07</b>

Lenguaje Spa

# Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/6

## Archivo(s):

Nombre de archivo
TESISJD.DOC

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O  
P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5  
6 7 8 9 \_ - .**

## Alcance:

**Espacial:** \_\_\_\_\_

**Temporal:** \_\_\_\_\_

## Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero geólogo

## Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Pregrado

## Área de Estudio:

Departamento de Ingeniería geológica

## Otra(s) Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente

# Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano  
**Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ**  
Vicerrector Académico  
Universidad de Oriente  
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
SISTEMA DE BIBLIOTECA  
RECIBIDO POR *Martínez*  
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

**JUAN A. BOLANOS CURVELO**  
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

# Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 6/6

**Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II semestre 2009, según comunicación CU-034-2009):** "Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo al Consejo Universitario, para su autorización."

  
AUTOR

\_\_\_\_\_  
AUTOR

  
TUTOR  
Profesor Jorge Abud