

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



PROPUESTA DE UN MODELO ESTRATIGRÁFICO A NIVEL DE LA ARENA O-12 DE LA FORMACIÓN OFICINA DE LOS YACIMIENTOS OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3, ÁREA J-20 PERTENECIENTES AL CAMPO CERRO NEGRO – BLOQUE CARABOBO – FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO DEL DISTRITO MORICHAL, ESTADO MONAGAS, VENEZUELA.

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR EL BACHILLER
LISANDRO ENRIQUE PEÑA PÉREZ
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, OCTUBRE DE 2010

HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, titulado “**Propuesta de un modelo estratigráfico a nivel de la arena O-12 de la formación oficina de los Yacimientos OFIM CN 42 Y OFIM CNX 3, área J-20 pertenecientes al Campo Cerro Negro – Bloque Carabobo – Faja Petrolífera del Orinoco Del Distrito Morichal, Estado Monagas, Venezuela**”, presentado por el bachiller **Lisandro Enrique Peña Pérez.**, ha sido aprobado, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombres	Firmas
<u>Profesor José González</u> (Asesor)	_____
<u>Profesor Francisco monte verde</u> (Jurado)	_____
<u>Profesora Berenice Sandoval</u> (Jurado)	_____

Profesora Rosario Rivadulla
Jefe del Departamento de Geología

Ciudad Bolívar, 6 de Octubre del 2010

DEDICATORIA

A Dios, Todopoderoso por ser el pilar fundamental de mi vida, por darme fuerza y valor, por escucharme en todo momento sobreprotegiéndome en todos los obstáculos que se interpusieron en el camino y realizar éste importante logro.

A mis padres, Antonio Rafael Peña Suarez y Morella Josefina Pérez de Peña, por haberme regalado lo más maravillosos del mundo “la vida”, por enseñarme hacer mejor persona cada día. De quienes he recibido amor incondicional, cariño, aprecio, comprensión, educación, apoyo, dedicación y motivación; quienes me ayudaron a forjar mi camino, a quienes le debo lo que soy y lo que tengo; detrás de cada logro mío están ustedes.

A mis hermanos, Katusca, Mónica, Rafael, Alexander, Alvaro y Morelys .Por esa valiosa colaboración y esfuerzo que me han brindado para realizar éste proyecto, obteniendo otro título en la familia y continuemos así para adelante en nombre de Dios.

AGRADECIMIENTOS

A **Dios** por que siempre ha estado conmigo en todo momento, dándome las fuerzas para luchar

A la Casa más Alta “Universidad de Oriente” por abrirme sus puertas y permitirme formarme como profesional.

Al Profesor Simón Gonzalez, por su apoyo incondicional, vocación y experiencia profesional.

Al Ingeniero Sequera Johan, y TSU Marluis Bastida por su ayuda incondicional para la formación de nuevos profesionales. Al ingeniero, Eduar Odreman, por sus conocimientos, las cuales fueron de gran valía, así como su colaboración prestada para la elaboración de este trabajo de grado.

A **PDVSA DISTRITO MORICHAL**, por haberme dado la oportunidad de realizar mi Trabajo de grado en sus instalaciones.

A mis amigos; Douglas, Daniel, José Ángel, Mailibet Porque son lo máximo. A las familias Pérez Yosalla y Pérez Valenzuela. Gracias por el apoyo brindado y permitirme entrar en su hogar, igualmente, al Señor Rafael Pérez, gracias por todo su apoyo brindado. A mi cuñado Alcides Segura. A la familia García Arias. Y a todas aquellas personas que no he incluido, pero que saben que aportaron su granito de arena, a todos un millón de gracias.

RESUMEN

El Sector Extrapesado de PDVSA Distrito Morichal, se encuentra ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, al Sur del Área Carabobo, y cubre una pequeña porción del estado Anzoátegui, Guárico y el resto corresponde mayormente al estado Monagas. El mismo, se encuentra dividido en tres zonas o Áreas: O-16 (Norte); J-20 (Sur), y M-19 (este). Se realizaron los estudios en el área J-20 se encuentra ubicada a unos 120 Km al Sur de la Ciudad de Maturín, estado Monagas, y a unos 70 Km al Noroeste de Puerto Ordaz. Posee una extensión aproximada 40 km² y el área asignada a crudo extra pesado del Orinoco para la explotación cubre un área de 270 Km². El objetivo Principal de este trabajo consistió en proponer un modelo Estratigráfico en el área J-20 del Campo Cerro Negro el cual esta conformado por los Yacimientos CNX 3 y CN 42 están separados por un cuerpo lutítico bien definido (Miembro Yabo) y por Fallas Inversas para este trabajo se tomaron solo los registros inducción a escala 1:500 y se correlacionaron solo los registros que no estaban fallados para así elaborar mejor las secciones estratigráfica. La cual fue realizada a Nivel de la Unidad Litoestratigrafica O-12 del área de estudio. se recopiló toda la información disponible como Coordenadas de Superficie, Temperatura Máxima, Resistividades entre otras de los 248 pozos que conforman el área J-20 se elaboraron 12 secciones estratigráficas en físico y en digital de las cuales se interpretaron solo 4 de las secciones se elaboraron mapas para la interpretación depositacional o sedimentaria dando como respuesta a un ambiente de tipo Fluvial dominado por canales entrelazados y presencia de llanuras de inundación, barras de desembocadura y se conto con la simulación estocástica de facies para tener una visión del recorrido de perforación Horizontal en la unidad de estudio (O-12). Una vez culminado todo el estudio se propusieron las zonas más óptimas para futuras perforaciones Horizontales ó reactivaciones de pozo en el Área.

CONTENIDO

HOJA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Objetivos de la investigación	4
3.2.1 Objetivo general	4
3.2.2 Objetivo específicos.....	4
1.3 Justificación de la investigación.....	5
1.4 Alcance de la investigación.....	5
1.5 Limitaciones de la Investigación.....	5
CAPÍTULO II	7
GENERALIDADES	7
2.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	7
2.1.1 Subcuenca de Guárico.....	9
2.1.2 Subcuenca de Maturín.....	10
2.2 Proceso sedimentario del la Cuenca Oriental de Venezuela.....	12
2.2.1 Paleozoico	12
2.2.2 Mesozoico	13
2.2.3 Cenozoico.....	14
2.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela	16
2.3.1 Basamento	18

2.3.2 Formación Hato Viejo.....	18
2.3.3 Formación Carrizal.....	18
2.3.4 Formación Canoa	18
2.3.5 Formación Tigre.....	19
2.3.6 Formación Oficina	19
2.3.7 Formación Freites.....	19
2.3.8 Formación Las Piedras	20
2.3.9 Formación Mesa.....	21
2.4 Ubicación del Área de estudio	21
2.4.1. Área Carabobo	22
2.5. Características generales de la faja petrolífera del Orinoco.....	24
2.5.1. Geología	24
2.5.2. Estratigrafía	26
2.6 Descripción de Unidades.....	30
2.6.1 Unidad O-15.....	30
2.6.2 Unidad O-14.....	31
2.6.3 Unidad O-13.....	31
2.6.4 Unidad O-12.....	32
2.6.5 Unidad O-11.....	33
2.7 Yacimientos OFIM CN 42/OFIM CNX 3	34
2.8 Basamento (Pre-Cámbrico/Paleozoico/Cretácico).....	35
CAPITULO III	36
MARCO TEÓRICO.....	36
3.1 Antecedentes de la investigación	36
3.2 Correlación de pozos.....	36
3.3 Técnicas de correlación.....	37
3.3.1 Capas guías	37
3.3.2 Patrones concordantes.....	38
3.3.3 Técnica “Slice”	39
3.4 Perfilaje de Pozos.....	40
3.5 Clasificación de los registro de pozos	40

3.5.1 Registro de resistividad	40
3.5.2 Registro de rayos Gamma	41
3.5.3 Registro de inducción eléctrica	41
3.5.4 Registro de densidad	41
3.5.5 Registro de Neutrón	42
3.6 Registro tipo de correlación	42
3.7 Plan de correlación de registros de pozos	43
3.8 Secciones estratigráficas	44
3.8.1 Divisiones de la Estratigrafía	45
3.8.2 Estratificación	46
3.8.3 Objetivos de la estratigrafía.	47
3.9 Ambientes sedimentarios	49
3.9.1 Ambientes deltaicos	51
3.9.2 Ambientes fluviales.....	57
3.10 Mapas de electrofacies	62
3.10.1 Interpretación para el reconocimiento de facies.....	63
3.11 Modelo deposicional	65
3.11.1 Modelo Estocástico de Facies	67
3.11.2 Modelo estratigráfico	67
3.12 Bases teóricas	67
3.12.1 Estratigrafía	67
3.12.2 Laminación.....	68
3.12.3 Estrato	68
3.12.4 Lámina.....	68
3.12.5 Capa o lecho.....	68
3.12.6 Contacto Agua-Petróleo	69
3.12.7 Datum.....	69
3.12.8 Cuadrángulo o Bloque.....	69
3.12.9 Yacimiento	69
3.12.10 Trampa	69
3.12.11 Facies sedimentaria	70

3.12.12 Formación	70
3.12.13 Terminología usada en los registros de pozos.....	70
3.12.14 Mapas	71
3.12.15 Campo	71
3.12.16 Hidrocarburo	71
3.12.17 Petróleo	71
3.11.18 Pozo.....	71
3.11.19 Gravedad API.....	72
3.12.20 Macolla de pozos.....	72
3.12.21 Registros de pozo	72
3.12.22 Marcadores	72
3.12.23 Arenisca.....	73
3.12.24 Lutita	73
3.12.25 Petrel	73
CAPÍTULO IV	74
METODOLOGÍA DEL TRABAJO	74
4.1 Nivel de la investigación.....	74
4.2 Diseño de la investigación	74
4.3 Flujograma de la metodología.....	75
4.4 Revisión y validación de la información.....	76
4.5 Modelo estratigráfico	77
4.5.1 Elaboración de las secciones estratigráficas	77
4.6 Elaboración del mapa de electroforma.....	82
4.7 Modelo Depositacional	83
4.8 Modelo Estocástico de Facies	85
4.8.1 Procedimiento para elaborar un modelo de simulación	87
4.8.2 procedimiento de modelaje	88
CAPÍTULO V	90
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	90
5.1 Revisión y validación de información.....	90
5.2 Modelo estratigráfico	92

5.2.1 Identificación de marcadores estratigráficos.....	94
5.2.2 Correlación de pozos.....	95
5.3 Mapa de Electroforma.....	103
5.4 Modelo depositacional	104
5.4.1 Análisis de las electroformas y definición de ambientes sedimentario....	105
5.4.2 Elaboración del mapa de paleo ambiente.....	106
5.4.3 Modelo de Simulación Estocástico de Facies	107
5.4.4 Verificación de la Información	109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	112
Conclusiones	112
Recomendaciones.....	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.2 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Neocomiense-Albiense (Cretácico Temprano) al Norte del Cratón de Guayana. (PDVSA - Intevep,2006).	16
Figura 2.3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA - Intevep, 2006).	17
Figura 2.4. Ubicación Geográfica y División de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	22
Figura 2.5. Ubicación geográfica del Sector Extrapesado	23
Figura 2.6 Área J-20.....	24
Figura 2.7 Columna Estratigráfica del Bloque Carabobo Área J-20	28
Figura 3.1 Sección transversal correlacionada por patrones concordantes (Walker y James, 1992).....	38
Figura 3.2: Tipos de superficies de estratificación que se pueden reconocer en terreno. (PDVSA Intevep).....	47
Figura 3.3: Objetivos de la estratigrafía. (PDVSA Intevep).	49
Figura 3.4 Tipos de deltas (Bigelow, E. 1.988)	52
Figura 3.5 Secuencia de desarrollo de deltas constructivos y de facies asociadas. En el recuadro, vista en planta esquemática (Bigelow, E.1.988)	53
Figura 3.6 Esquema de facies deltaicas con algunas respuestas típicas de perfiles (Bigelow, E.1.988)	57
Figura 3.7 Distribución de canales (Bigelow, E. 1.988)	59
Figura 3.8 Morfología de un abanico aluvial (Bigelow,E. 1.988)	61
Figura 3.9 Disposiciones de flujo de corrientes entrelazadas. (A) Poca descarga, (B) Gran descarga (Bigelow,E. 1.988)	62
Figura 3.10 Modelo esquematizado de una corriente meandrosa, secuencia verticales idealizadas, y respuestas de la curva del perfil a través de la barra en espolón de acreción lateral del pozo A, y del relleno del canal abandonado del pozo B. (Bigelow,E. 1.988)	63
Figura 3.11. Tipos de formas de GR y SP, para identificar litologías (PDVSA, 2006)	64
Figura 3.12: Modelo depositacional generalizado de una secuencia vertical Producido por un sistema fluvial de canales entrelazados Galloway y Hobday,1983	66
Figura 4.1. Flujograma de la metodología.	75

Figura 4.2 Ubicación de poligonal de correlación y secciones estratigráficas que la conforman.	78
Figura 4.3 Registro Tipo del Area J-20 del Campo Cerro Negro.	79
Figura 4.4 Archivos LAS.	80
Figura 4.5 Archivos SURVEY.....	81
Figura 4.6 Herramienta PETREL.....	81
Figura 4.7 Ventana principal para elaborar secciones estratigráficas del software especializado Petrel de shlumberger.	82
Figura 4.8 Herramienta MicroStation.	83
Figura 4.9 Representación de patrones de comportamiento de lascurvas de los registro de Potencial Espontaneo (SP)(PDVSA INTEVEP).	84
Figura 4.10. Facies: Belts para estratificación secuencial.....	87
Figura 5.1 Programa Petrel.	94
Figura5.2 Secciones estratigráfica A – A’	96
Figura 5.3 Ubicación de la sección estratigráfica A – A’	97
Figura 5.4 Secciones estratigráficas B – B’	98
Figura 5.5 Ubicación de la sección estratigráfica B – B’ Figura 5.6 Sección estratigráfica C – C’ Figura 5.7 Ubicación de la sección estratigráfica en el mapa base de estudio (J-20).	99 100 101
Figura 5.8 Secciones estratigráficas D - D’	102
Figura 5.9 Ubicación de la sección estratigráfica en el área de estudio.....	103
Figura 5.10 Mapa de Electroforma Figura 5.11 Mapa de Paleoambiente.....	104 106
Figura 5.12 Curva de Proporciones Verticales para las cuatro 4 Facies en el Área J-20.....	107
Figura 5.13 Variograma para cada una de las facies.....	108
Figura 5.14 Simulación estocástica.....	109
Figura 5.15. Comparación entre proporciones de Facies originales y simuladas	110
Figura 5.16. Comparación de resultados, para el parámetro discreto facies.....	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Datos Básicos del Yacimientos CN42 /CNX3.....	34
Tabla 5.2 Datos de los cabezales de registro eléctricos.	91
Tabla 5.3 Bases y topes de la arena O-12	92

INTRODUCCIÓN

La información aportada por la Geología es de vital importancia para los fines económicos de la empresa petrolera, y más aún cuando se trata de la empresa más importante del país, como es el caso de Petróleos de Venezuela S.A., con una de las mayores reservas probadas de hidrocarburos en el mundo. La Faja Petrolífera de Orinoco hace un gran aporte de reservas con un POES de 1360 MMBLS.

El Campo Cerro Negro está situado en el estado Monagas, a unos 100 Km. del Sur de la Ciudad de Maturín y unos 70 Km. al Noroeste del río Orinoco y pertenece al Bloque Carabobo de la Faja, en dicho campo se encuentra ubicado el Área J-20 con una población de pozos superior a 200

La Formación Oficina está dividida en cuatro miembros: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon; con los miembros Jobo y Morichal los contentivos de las arenas productoras de hidrocarburos. Las arenas del Miembro Morichal producen petróleo con una gravedad que oscila entre 7° y 10° API.

El Área J-20 está ubicado en el área tradicional de crudos Extra- pesados del Distrito Morichal, en la actualidad no cuenta con un modelo bien caracterizado por lo que la Unidad de Yacimientos del Distrito Morichal planteó la necesidad de revisar y actualizar el modelo Estratigráfico e incorporar nuevas reservas, con la finalidad de incrementar la producción.

El presente estudio es de gran ayuda para la actualización del modelo estratigráfico del Área J-20 a nivel de la arena O-12.

Este trabajo de investigación está estructurado en 5 capítulos, el capítulo I está constituido por la situación objeto de estudio, los objetivos, importancia, alcance del estudio y sus limitaciones. El capítulo II comprende todo lo relacionado con la información general de la empresa como son: ubicación geográfica, geología de la zona, etc., en el capítulo III se hace una revisión de los conceptos relacionados con el tema. El capítulo IV contiene las actividades que se llevaron a cabo para la realización del mismo, con el fin de realizar el capítulo V que contiene el análisis e interpretación de los datos, y finalmente se generan las conclusiones, recomendaciones y las referencias utilizadas.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Planteamiento del problema

El Campo Cerro Negro está ubicado en el Distrito Morichal, al Sur de la cuenca Oriental de Venezuela, en la Faja Petrolífera del Orinoco (WEC 97). Está constituido por 16 yacimientos de los cuales actualmente están en producción: OFIM-CN 24, OFIM-CN 9, OFIM-CN 3 y OFIM-CN 42, pertenecientes al Miembro Morichal de la Formación Oficina.

Los yacimientos de petróleo extra-pesado del Campo Cerro Negro, Distrito Morichal, Estado Monagas, Venezuela, poseen una gravedad API de 7 – 8.5°. Se requiere incrementar la productividad de los yacimientos asignados a la operadora estatal PDVSA E y P – División Faja del Orinoco – Distrito Morichal. Es necesario establecer un plan de explotación óptimo y eficiente de las reservas remanentes de los yacimiento (arenas), basado en la estrategia de elaboración y actualización de información de los pozos, que permita contribuir al cumplimiento del plan de negocios de la corporación. Se plantea como punto crítico contar con un modelo estratigráfico actualizado del área que incremente la capacidad de predicción de zonas prospectivas bajo las premisas de reducción de riesgos asociados a la producción de fluidos indeseados y capacidad almacenamiento de las arenas productoras.

El Distrito Morichal pertenece a la división Faja de Exploración y Producción (EyP) de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) con un área de influencia del distrito de 1.336.656,62 hectáreas y con un área operacional de 635.243,02 hectáreas, y tiene como misión explotar racionalmente las reservas de hidrocarburos del Distrito Morichal, a fin de cumplir con los compromisos de producción establecidos en el

Plan de Negocio, impulsando el desarrollo económico y social del país, preservando la integridad de los trabajadores, instalaciones y el ambiente.

1.2 Objetivos de la investigación

3.2.1 Objetivo general

Proponer un Modelo Estratigráfico a Nivel de la Arena O-12 de la Formación Oficina de los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM CNX 3, Área J-20 pertenecientes al Campo Cerro Negro – Bloque Carabobo – Faja Petrolífera del Orinoco del Distrito Morichal, Estado Monagas, Venezuela.

3.2.2 Objetivo específicos

Validar la información disponible del Área J-20 del Campo Cerro Negro para la elaboración de una base de datos.

Elaborar las correlaciones y secciones estratigráficas a partir de los perfiles de pozos pertenecientes al Área J-20.

Interpretar los ambientes de sedimentación a partir de las electroformas observadas en las curvas de rayos Gamma.

Realizar un modelo depositacional a nivel de la Arena O-12 perteneciente a los yacimientos OFIM CNX3, OFIM CN42 a través de la interpretación de Perfiles Eléctricos.

Realizar un modelo estocástico de facies, en la aplicación de simulación geológica petrel.

1.3 Justificación de la investigación

Se requiere establecer las bases técnicas para llevar el cumplimiento de las características de los yacimientos adquiridos por el Distrito Morichal, a través de esquemas de explotación eficientes y racionales que resguarden los yacimientos de la nación, cumpliendo con las normativas legales vigentes. Se plantea la necesidad de enlazar estos compromisos con la optimización de los recursos disponibles y de la gestión financiera de la empresa a través de la elaboración de la información de los pozos del área asignada a esta operadora. Los Yacimientos de Morichal (Campo Cerro Negro) se presentan como una de los más importantes en extensión contando con 2.500 Km², prospectividad, potencial de producción y con la mayor proporción de pozos inactivos en el área.

1.4 Alcance de la investigación

Determinar los diferentes parámetros geológicos y estratigráficos del Área J-20 Campo Cerro Negro, Distrito Morichal, Estado Monagas, Venezuela, con la finalidad de elaborar el modelo estratigráfico de manera tal que soporte propuesta de perforación de pozos futuros.

1.5 Limitaciones de la Investigación

Se cuenta con una disponibilidad de tiempo de 6 meses para la ejecución del proyecto.

El proyecto se realizará sobre la base de la información disponible. Todos los pozos del área cuentan con Perfilaje convencional de pozos; no obstante, es limitada la disponibilidad de registros especiales de porosidad (Densidad – Neutrón) y de registros de última generación tales como (Rayos Gamma Espectrales, Imágenes

Resistivas, Resonancia Magnética, Sónico Dipolar, Espectrometría de litología, entre otros), los cuales facilitarían la interpretación.

Los yacimientos no cuentan con disponibilidad de pozos con análisis convencionales de núcleo disponibles.

En la zona se cuenta con información sísmica capturada, no obstante se encuentra en la fase de procesamiento (disponible sólo en tiempo). Se debe esperar la disponibilidad de esta información transformada a profundidad, lo cual adquiere un carácter de criticidad de acuerdo a la disponibilidad de tiempo para el proyecto.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela está localizada en la zona Centro - Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Tiene una longitud aproximada de 800 Km. En sentido Oeste - Este, una anchura promedio de 200 Km de Norte a Sur y un área total aproximada de 160.000 Km², entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro.

Esta cuenca puede definirse como una gran depresión asimétrica limitada al Sur por el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Norte por el cinturón móvil de las Serranías del Interior Central y Oriental; al Oeste por el Levantamiento de El Baúl; y al Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la Costa del Delta del Orinoco. González de Juana, C. (1980). (Figura 2.1).

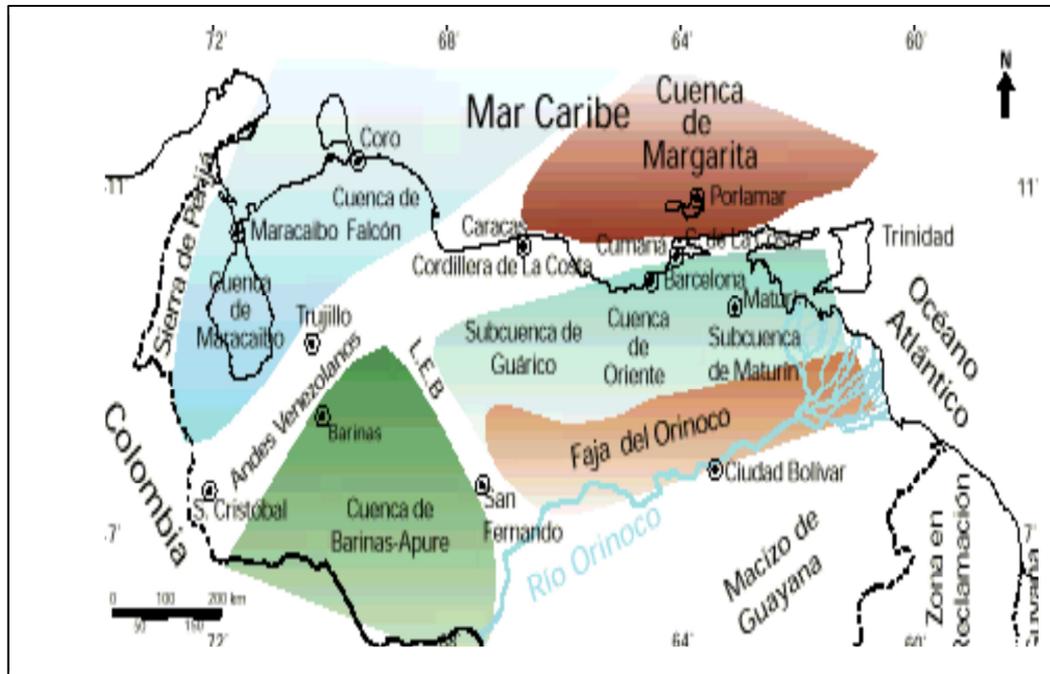


Figura 2.1 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela (Shlumberger, 1997).

El flanco Sur contiene yacimientos múltiples en las Formaciones Oficina y Merecure del Oligo - Mioceno, y posibles asociaciones con remanentes erosionales hacia el extremo Sur de la cuenca, en la llamada “Faja Petrolífera del Orinoco” .González de Juana, C. (1980).

La evolución de esta cuenca es relativamente simple por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones externas, que fueron de gran importancia para la formación final de la cuenca. González de Juana, C. (1980).

La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido subdividida operacionalmente en dos subcuencas: la de Guárico y la de Maturín.

2.1.1 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y parte del Norte del estado Anzoátegui. El flanco Norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas Cretácicas y Terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservan rocas Jurásicas y Paleozoicas, y con un acuñamiento de las secuencias Cretácicas y Terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos. La roca madre principal (Grupos Guayuta y Temblador) se supone sobre corrida actualmente por el Frente de Deformación del Norte de Guárico. Los principales campos petroleros son, de Oeste a Este: Palacio, Las Mercedes, Yucal - El Placer, Tucupido, El Jobal, Socorro y Macoya; en especial, Yucal - El Placer es un campo de gas por excelencia. González de Juana, C. (1980).

Hacia el Sur del estado Guárico, las unidades Cretácicas y Terciarias se acuñan gradualmente, generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado la Faja del Orinoco, de yacimientos neógenos y cuya migración parece haber ocurrido no sólo de Norte a Sur, sino también de Noreste a Suroeste. Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales). González de Juana, C.(1980).

2.1.2 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñaientos de las unidades estratigráficas hacia el Sur definen dos dominios operacionales: uno al Norte del Corrimiento de Pirital y otro al Sur. La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco Norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco Sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno - Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluviales a deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales. González de Juana, C.(1980).

En la Serranía del Interior la roca madre principal se encuentra representada por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble de espesor que su equivalente en Venezuela Occidental, con similares características de roca madre. Debido al espesor considerable de la secuencia Neógena en el flanco Norte de la subcuenca, no se puede establecer con claridad como se produce el cambio lateral de las unidades Cretácicas hacia el Grupo Temblador del Sur; sin embargo, se estima que para los equivalentes laterales del Área Mayor de Oficina, el caso pudo haber sido muy semejante, con generación por una roca madre Cretácica cercana. González de Juana, C. (1980).

Para los campos del Norte de Monagas, la roca madre por excelencia debe haber sido Cretácica (Grupo Guayuta), aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes, con materia orgánica de afinidad continental (la superficie de la

Formación Naricual es muy carbonosa, por ejemplo). Los yacimientos más importantes son de edad Terciaria; en los campos del Norte de Monagas están constituidos por las Formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las Formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras - Quiriquire (molasa mio - pliocena). González de Juana, C.(1980).

Revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del Campo El Furrial, para el entrapamiento de los hidrocarburos. Las unidades sello regionales, importantes para la secuencia Cretácico - Terciaria en el flanco Norte de la subcuenca, son las Formaciones Vidoño, Areo y Carapita. Estas dos últimas también pueden ser contenedoras de yacimientos lenticulares. Son de particular importancia los lóbulos turbidíticos de la Formación Carapita (Miembro Chapotal). Hacia el Sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes Orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia. González de Juana, C.(1980).

Los principales campos petrolíferos, de Oeste a Este y en el Norte de Monagas son los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocuál, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite Sur, la subcuenca también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre Cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico - Neógeno y Basamento - Neógeno. La gravedad de los crudos es bastante diversa: en el campo El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare - La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41°API; en los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados; 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. González de Juana, C. (1980).

2.2 Proceso sedimentario del la Cuenca Oriental de Venezuela

La evolución de la cuenca es relativamente simple, por haber estado apoyada desde el paleozoico sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Por consiguiente, aunque la cuenca oriental no mostró una forma similar al actual si no después del Eoceno superior ni alcanzó su forma definitiva hasta el Mioceno inferior (± 20 m.a), su prehistoria se sitúa en el Devónico - Carbonífero, hace unos 350 millones de años (González de Juana, C. 1976).

2.2.1 Paleozoico

2.2.1.1 Devónico - Carbonífero (350-325 m.a.): Sedimentación de las formaciones Hato Viejo y Carrizal en una depresión pericratónica situada en el borde septentrional del Cratón de Guayana. Posible sedimentación en planicie costeras y deltas conexos. No hubo sedimentación en la parte Sur de la cuenca.

2.2.1.2 Pérmico - Triásico (280-240 m.a.) : Como consecuencia de la orogénesis Herciana se produce el levantamiento vertical del borde cratónico y retirada general de los mares hacia el Norte. Comienzo de un largo periodo de erosión. No se conoce actividad tectónica compresiva en la cuenca.

2.2.2 Mezosoico

2.2.2.1 Triásico - Jurásico (220-160 m.a.): actividad volcánica en el macizo de El Baúl. Fue un periodo de erosión sobre la mayor parte de la cuenca.

2.2.2.2 Barremiense – Aptiense - Albiense (140-110 m.a.) : inicio de la transgresión cretácica, dirigida de Norte a Sur y desarrollada sobre la penillanura pre-cretácica. Se conservan ambientes más marinos hacia el Norte y más continentales hacia el Sur. Sedimentación preferentemente de calizas y areniscas en el flanco Norte de la serranía actual (Formación Barranquín) y disminución de sedimentos marinos hacia el flanco Sur de la misma. La sedimentación primitiva fue seguida por calizas espesas y lutitas en el flanco Norte (Formaciones Borracha y Chimada) e intercalaciones de caliza, arenisca y lutita en el flanco Sur (Formación El Cantil). Extensión de las aguas hacia el Sur, donde la sedimentación es predominantemente continental (Formación Canoa). Las calizas y arenas de estos períodos constituyen legítimos prospectos para petróleo.

2.2.2.3 Cenomaniense - Coniaciense (100-85 m.a): máxima cobertura marina y desarrollo de ambientes euxínicos en el Norte (Formación Querecual). Hacia el Sur se extienden ambientes marinos costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo Sur, más al Norte y Noroeste se encuentra la Formación El Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante). La Formación El Tigre ha producido cantidades menores de petróleo en el área Las Mercedes.

2.2.2.4 Santoniense - Maastrichtiense (85- 65 m.a.) : sedimentación de lutitas marinas, algunas arenas finas con intercalaciones de fangos silíceos al Norte (Formación San Antonio). En la región Sureste comienza la regresión marcada por las areniscas masivas de la Formación San Juan, básicamente Maastrichtiense, probablemente extendida hasta el Paleoceno.

2.2.2.5 Orogénesis al final del Cretácico (80-65 m.a): probablemente durante el Campaniense, fenómeno tecto – termal de importancia afectaron rocas mesozoicas en alguna parte del actual Mar Caribe, al Norte de las costas actuales de Venezuela oriental y central, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas. Hacia el final del Cretácico las masas metamórficas fueron levantadas, bien como arcos de islas o en forma de cordillera.

2.2.3 Cenozoico

2.2.3.1 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 inferior. Durante éste periodo comienza el movimiento de las masas metamórficas hacia el Sur, con el consiguiente empuje sobre la secuencia sedimentaria en el borde cratónico, integrada por la columna cretácica (grupos Sucre y Guayuta) y la sedimentación del Terciario inferior (González de Juana, C. 1976).

2.2.3.2 Eoceno Superior - Oligoceno (45-25 m.a): sedimentación transgresiva en Guárico de la Formación La Pascua, de aguas someras procedentes de la cuenca de Barinas, seguida de un cuerpo lutítico de aguas marinas tranquilas y someras (Formación Roblecito). Hacia el Sur se extiende al Oeste la formación arenosa de la Pascua y al Este la de las formaciones Jabillos, Areo y Naricual, reunidas en la Formación Merecure, por debajo de la cual desaparece por acuñamiento el lente lutítico de Roblecito. Hacia el Este se produce la sedimentación profunda, de mar abierto, de Carapita (González de Juana, C. 1976).

2.2.3.3 Mioceno (20 m.a): se producen cambios fundamentales en la forma de la cuenca y en la distribución de los sedimentos. 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 Formación Oficina al Sur.

El aparato deltaico se extiende considerablemente hacia el Sur y Sureste hasta una línea cercana al curso actual del río Orinoco. El flanco Sur se sedimenta la Formación Freites de ambiente marino somero. (González de Juana, C.1976).

2.2.3.4 Plioceno (5 m.a.): mientras los ambientes marinos continuaron retrocediendo hacia el Este, extensos ambientes fluviales a deltaicos se establecieron sobre gran parte de la cuenca; en ellos se sedimentó la Formación Las Piedras, hacia el Oeste y el Sur del estado Anzoátegui ésta cubre la Formación Freites (González de Juana, C.1976).

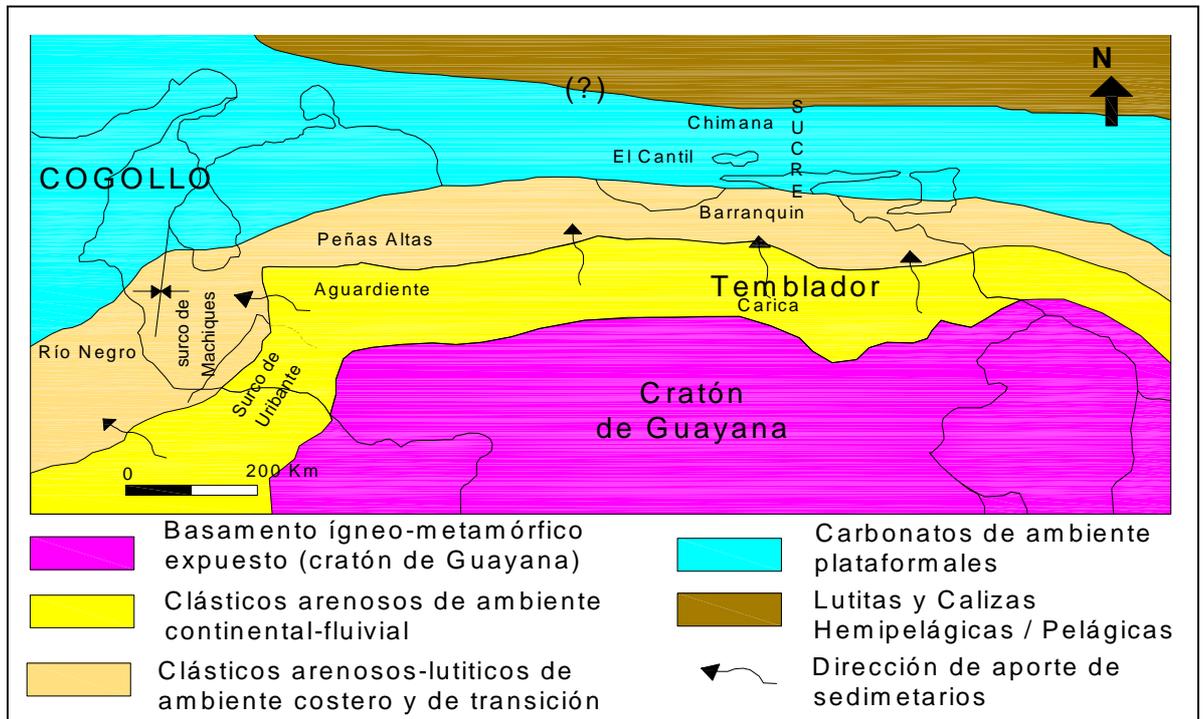


Figura 2.2 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Neocomiense-Albiense (Cretácico Temprano) al Norte del Cratón de Guayana. (PDVSA - Intevep,2006).

2.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela

La columna estratigráfica regional se extiende desde el Basamento Ígneo Metamórfico del complejo basal de Guayana (de edad Precámbrico) hasta el Pleistoceno con la depositación de a Formación Mesa. (Figura 2.2).

Para efectos de este trabajo se deben tomar con mayor relevancia los eventos sedimentarios que permitieron la depositación de la Formación Oficina en el Mioceno. A continuación se realiza una descripción detallada de la secuencia sedimentaria perteneciente a la Subcuenca de Maturín, en la misma se hace mayor

2.3.1 Basamento

Se describe como un complejo de rocas ígneas y metamórficas intensamente deformadas y erosionadas de edad Precámbrica.

2.3.2 Formación Hato Viejo

Descrita en el Pozo Hato Viejo (a unos 50 Km. al sur de Pariaguán, en el distrito Monagas), son esencialmente areniscas de grano fino a grueso, duras, macizas y friables; los granos son redondeados y muy bien cementados (Hedberg, H.1947). De edad Cámbrico. Las características de la unidad indican que el ambiente de sedimentación es continental, y sus sedimentos son de relleno de Cuenca de una fase erosiva, contemporánea o subsiguiente a un período de intensa actividad tectónica.

2.3.3 Formación Carrizal

Son espesas secuencias de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, compactas, masivas y densas, posee algunas capas de limolitas y areniscas, es de edad Cámbrico Tardío. Fue depositada en condiciones de ambiente marino (nerítico), en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanura de marea.

2.3.4 Formación Canoa

Descrita en el pozo Tigre-1, como una intercalación de conglomerados de grano fino, areniscas, limolitas y arcilitas gris azulada de edad Aptiense-Albiense (Hedberg, H.1947). Se sugiere una depositación en ambientes continentales por la presencia de conglomerados y restos de plantas, posiblemente fluvial del tipo barra de meandro.

2.3.5 Formación Tigre

En el pozo el Tigre-1, la formación es una secuencia variable de areniscas y limolitas que se encuentran irregularmente estratificadas, son de grano fino, glauconíticas; con areniscas gruesas y friables espesa, es de edad Cenomaniense-Campaniense. La fauna encontrada indica un ambiente de plataforma que varía hacia arriba desde plataforma exterior hasta talud.

2.3.6 Formación Oficina

Está presente en el subsuelo de todo el flanco sur de los estados Anzoátegui y Monagas. Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y lutitas, con abundantes lignitos de muy poco espesor pero de gran extensión lateral. Individualmente las areniscas son lenticulares, pero en los paquetes de areniscas se extienden a grandes distancias, facilitando la correlación a través de la cuenca (Méndez, O.1985).

2.3.7 Formación Freites

En la localidad tipo, Hedberg *et al.* (*op. cit.*) describen lutitas físciles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: Un intervalo superior de unos 100 m, con capas delgadas de areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas y muy persistentes lateralmente. Un intervalo predominantemente lutítico, y un intervalo inferior de aproximadamente 100 m de lutitas intercaladas con areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas y muy fosilíferas. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1997).

La Formación Freites suprayace concordantemente a la Formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordancia. En esa región, en los domos de Santa Ana y San Joaquín, y en una amplia franja al oeste del campo Santa Ana, la formación aflora, estando en contacto discordante sobre la Formación Quiamare. (González de Juana, C. 1980).

Hacia el tope, la Formación es concordante con la Formación Las Piedras suprayacente. El contacto superior se identifica con el tope del más alto nivel marino de Freites; el contacto inferior se ubica en el cambio de color de gris o gris marrusco de Oficina al color verdoso de Freites. (Hedberg et al., 1947).

2.3.8 Formación Las Piedras

La Formación Las Piedras consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos Hedberg, H. (1947). También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1997).

En la parte norte de la cuenca de Maturín, la Formación Las Piedras es concordante sobre la Formación La Pica. En el borde norte de la cuenca, la formación traslapa los límites de La

Pica y yace con fuerte discordancia angular sobre unidades del Mioceno al Cretácico.

En el flanco sur de la cuenca, yace concordantemente sobre la Formación Freites. En el área mayor de Oficina, el contacto ha sido establecido en la base de la Arena Tau, nombre aplicado localmente a la arena basal de la formación. En general,

se emplea el criterio de fijar el contacto donde aparezcan las primeras capas de ambiente marino de la Formación Freites. En el extremo sur de la cuenca, ya cerca del río Orinoco, la formación yace posiblemente sobre el basamento ígneo metamórfico, al desaparecer la Formación Freites por acuñaamiento (Léxico Estratigráfico de Venezuela 1997).

2.3.9 Formación Mesa

En los límites norte y sur de la Mesa de Guanipa (González de Juana, 1976), la Formación Mesa consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementado y muy duro; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. En la Mesa de Tonoro se observan capas lenticulares de conglomerado, arenas, y algunas arcillas. La Formación Mesa suprayace en contacto concordante y transicional, a la Formación Las Piedras (Plioceno). (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1997).

2.4 Ubicación del Área de estudio

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra ubicada al sureste del país, al norte del río Orinoco, comprende parte del sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Ocupa una extensión de unos 55 mil kilómetros cuadrados y se encuentra dividida en cuatro Áreas administrativas que son Junín, Boyacá, Carabobo y Ayacucho (Figura 2.4).



Figura 2.4. Ubicación Geográfica y División de la Faja Petrolífera del Orinoco

2.4.1. Área Carabobo

El Área Carabobo se encuentra ubicada en los límites de los estados Anzoátegui y Monagas, a unos 120 kilómetros al sur de la ciudad de Maturín y a unos 70 kilómetros al noreste de Puerto Ordaz, abarcando un área de 8000 kilómetros cuadrados. El sector del Área Carabobo, asignada al Distrito Morichal, es el Módulo de Producción MPE-1, conocido también como Sector Extrapesado, que cuenta con 124 kilómetros cuadrados, con tres bloques: O-16 (norte); J-20 (sur), de 30 kilómetros cuadrados cada uno y M-19 (este), cubriendo un área de 64 kilómetros cuadrados. De estos bloques, se extrae crudo extrapesado proveniente del Miembro Morichal de la Formación Oficina.(Figura 2.5).

2.4.1.1 Área J-20: El Área J-20 (Figura 2.5) fue el primero de las tres áreas del Sector Extrapesado del Distrito Morichal en ser explotado. Con una cantidad de 248 pozos y 294 hoyos en total. En la década de los ochenta, en el Área J-20, se perforaron pozos verticales en localizaciones individuales, espaciados entre sí a 150 y 300 metros, posteriormente, muchos de los pozos fueron convertidos en reentrada para aumentar su productividad. Entre los años 1989 y 1990, se perforaron y completaron los pozos CI 87 y CI 97, primeros pozos horizontales del bloque. La zona de ubicación de estos pozos se denomina área tradicional de J-20, con 59 pozos espaciados a 300 metros y 26 a 150 metros.

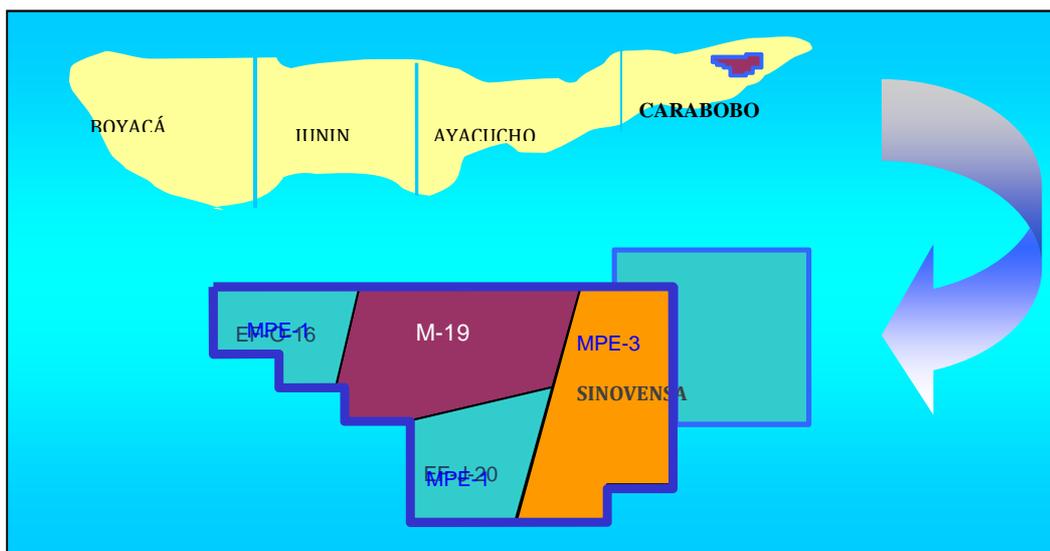


Figura 2.5. Ubicación geográfica del Sector Extrapesado

En la figura 2.6 los pozos de J-20 se distribuyen en macollas con diferentes sistemas de levantamiento artificial espaciados entre sí 300 metros. El propósito de la perforación de pozos en macollas fue mantener el equilibrio con el medio ambiente en dicha zona, en vista del desarrollo forestal por parte de la Corporación Venezolana de Guayana (C.V.G.) mediante las plantaciones de pinos en el área. Para

el año 1990, se inició en el bloque J-20 la perforación en macollas de pozos direccionales, en 1994 la perforación de pozos inclinados y en el año 1996, de pozos horizontales. El bloque J-20 cuenta con 17 macollas, la mayoría posee 9 pozos, uno de los cuales es vertical y se encuentra ubicado en el centro de la macolla. La distribución de los pozos en macollas ha permitido efectuar un mayor cubrimiento del área perforada y realizar un estudio geológico representativo y confiable de la zona

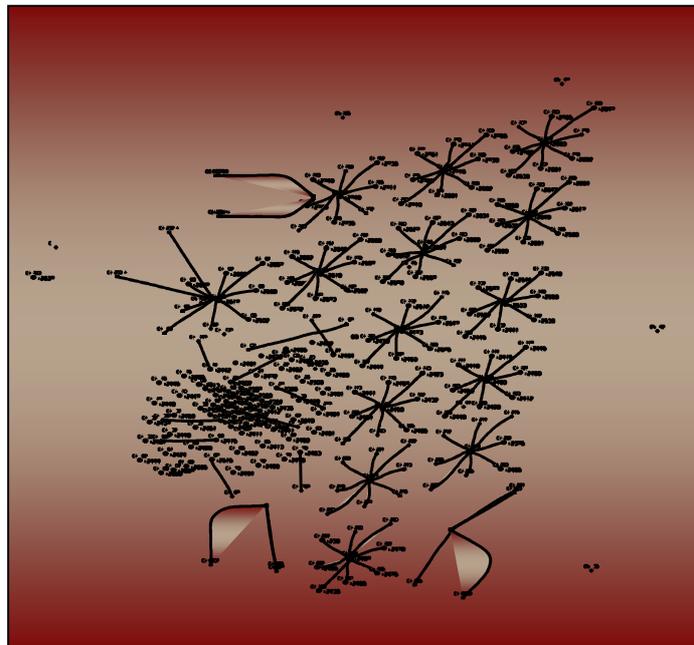


Figura 2.6 Área J-20.

2.5. Características generales de la faja petrolífera del Orinoco

2.5.1. Geología

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) está considerada la acumulación conocida de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo. Se extiende sobre una superficie de 13,3 millones de acres aproximadamente, con un petróleo original en sitio (POES) de 1200 billones de barriles normales. Representa el borde meridional extremo de la cuenca Oriental de Venezuela y pertenece a las columnas de reconocida potencialidad petrolífera. Los lentes perforados indican ambientes de muy poca profundidad y se encuentran desarrollados sobre penillanuras erosionales.

En la región situada cerca del borde septentrional del Cratón de Guayana, las columnas sedimentarias, potencialmente petrolíferas, tienen escaso espesor y las profundidades de soterramiento de los horizontes petrolíferos fueron insuficientes desde el momento mismo de su sedimentación. En la práctica, la FPO comienza donde la gravedad del petróleo hace que sea menos comercial o más difícil de explotar.

Las enormes reservas de crudo pesado y extrapesado encontradas en la FPO han generado un creciente interés en la industria petrolera nacional e internacional. Estos yacimientos someros son especiales desde el punto de vista de la evaluación de las formaciones. Las arenas productivas pertenecen a la Formación Oficina, que en forma discordante suprayacen las rocas cristalinas del Precámbrico, son esencialmente relleno de canales meandrazados y abanicos de desborde que varían considerablemente en la calidad, espesor y en la extensión de sus arenas. La gravedad del crudo varía entre 6 y 12° API, generalmente los crudos se hacen más pesados al acercarse al río Orinoco. Una característica de las arenas de la Formación Oficina es que son arenas de alta porosidad, poco consolidadas. En síntesis, las características generales son las siguientes:

Profundidad (pies):	2000 - 5500
Temperatura del yacimiento (°F):	95 - 190
Contenido de metal (Níquel y Vanadio) (ppm):	200 - 500
Gravedad del crudo (°A.P.I.) :	7 - 12
Viscosidad del petróleo muerto (cp):	100 - 25000
Relación Gas/Petróleo (PCN/BNP):	50 - 170
Porosidad (%):	25 - 35
Espesor (pies):	30 – 300
Ambiente de sedimentación:	Fluvial-deltaico.

2.5.2. Estratigrafía

La columna estratigráfica del área tiene, aproximadamente, 2700 a 2800 pies de espesor. Está formada por la Formación Mesa (Pleistoceno), seguidamente, en orden descendente, la Formación Las Piedras (Mioceno Superior/Plioceno), infrayacentes a estas unidades se tiene la Formación Freites (Mioceno Medio) y por último la Formación Oficina de edad Mioceno Medio/Inferior, que constituye la roca reservorio principal, está fue depositada sobre una discordancia Preterciaria.

2.5.2.1 Formación Mesa-Las Piedras: la Formación Las Piedras (Mioceno Superior/Plioceno) y la Formación Mesa (Pleistoceno), ocupan el tope de la columna estratigráfica del sector Extrapesado y cierran la columna sedimentaria del mismo. Estas dos formaciones no se han diferenciado y se han considerado como una sola unidad. La litología consiste, principalmente, en grandes paquetes de arenas grises a pardo claro, de grano fino a grueso, poco consolidadas, presentan arcillas grises. Estas formaciones no almacenan hidrocarburos, pero sí almacenan grandes cantidades de agua dulce.

2.5.2.2 Formación Freites: La Formación Freites es de edad Mioceno Medio, está formada por lutitas verdes, arenosas, fosilíferas; escasas arenas de grano fino a medio, grises, ocasionalmente glauconíticas y raras areniscas duras, de grano fino a medio. Algunas arenas contienen gas y, generalmente, agua cuya salinidad disminuye hacia el tope de la formación.

2.5.2.3 Formación Oficina: La Formación Oficina (Mioceno Medio/Inferior) con sus 13 unidades presentes en el área, constituye la roca reservorio más importante del depocentro y está integrada, en sentido ascendente, por los Miembro: Morichal (O-15 a O-11), Miembro Yabo (O-10 a O-9), Miembro Jobo (O-8 a O-7) y el Miembro Pílon (O-6 a O-4). La Formación Oficina está constituida por areniscas grises, de grano medio a grueso, poco o medianamente duras, interestratificadas con lutitas grises a gris oscuro. En la Figura 2.7 se muestra una sección estratigráfica del Sector Extrapesado tomando en cuenta la Formación Oficina y los Miembros que la conforman.

✓ Miembro Pílon: El Miembro Pílon es fácilmente identificable en los registros eléctricos, descansa concordantemente sobre el Miembro Jobo y en el tope subyace en relación de aparente concordancia a las lutitas de color gris verdoso de la Formación Freites. Está compuesto litológicamente de lutita gris oscura, arenosa, calcárea, fosilífera y por capas de arenas poco consolidadas. La edad está determinada por el microfósil *Globorotalia fohsi cushman* y *Ellisor*, un foraminífero planktónico de distribución mundial, que es índice para la edad Mioceno medio en su porción Media e Inferior

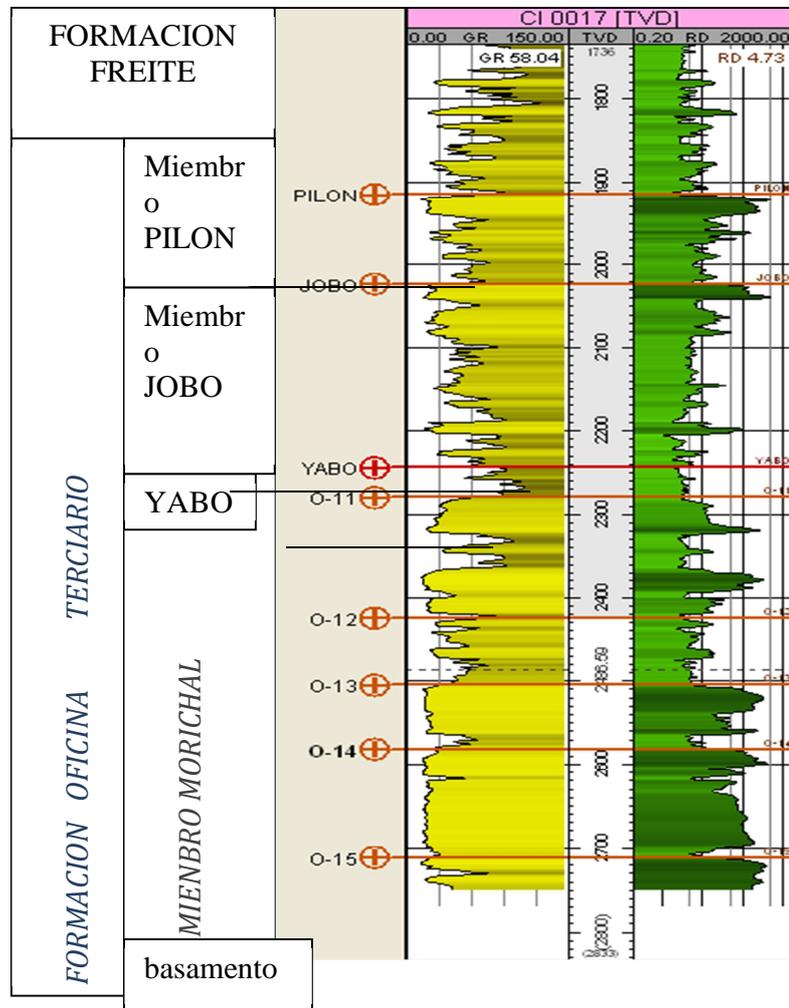


Figura 2.7 Columna Estratigráfica del Bloque Carabobo Área J-20

✓ Miembro Jobo: es el segundo en importancia dentro del complejo fluvio-deltáico de la Formación Oficina. Está constituido por sedimentos pobremente consolidados: areniscas, lutitas, limolitas, con algunas capas calcáreas y ligníticas. Disminuye hacia el norte gradualmente el contenido arenáceo y su escogimiento varía de pobre a bueno. La extensión en el subsuelo de este Miembro es mayor que

la del Miembro Morichal, porque sobrepasa, parcialmente, los altos de Barrancas y Soledad.

✓ Miembro Yabo: el Miembro Yabo constituye la máxima superficie de inundación de la Formación Oficina, es un intervalo lutítico, marino transgresivo de aguas someras, con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas, en el cual, a medida que se acuña hacia el sur con el alto de Uverito, se confunden con las areniscas de los miembros infra y suprayacente. La importancia de este Miembro radica en que hacia el norte, en los campos tradicionales, constituye un buen marcador lutítico en el cual es una barrera efectiva que separa los yacimientos petrolíferos en los Miembros Morichal y Jobo. Es la unidad más característica de la Formación Oficina y fácil de correlacionar a través de casi toda el área del Sur de Monagas.

✓ Miembro Morichal: Este es el Miembro más importante dentro de la Formación Oficina porque agrupa las arenas con mayor potencial petrolífero, las cuales son masivas, cuarzosas, de color marrón, de granos subangulares y de tamaño de arena medio, con algunas limolitas, lutitas y lignitos. Las arenas están saturadas de bitumen y presentan un espesor promedio de 300 pies en la zona del bloque J-20 y 275 pies en O-15. La extensión en el subsuelo de este Miembro está restringida a la depresión del Basamento, relleno mayormente por sedimentos pobremente consolidados, fluviales, provenientes del Escudo de Guayana y algunos sedimentos marinos procedentes del norte, bordeada por los altos estructurales de Barranca, al Este, y Soledad, al Oeste. En el sector oeste donde la cuenca profundiza, el espesor total de Morichal es mayor, siendo el desarrollo escaso y lenticular, llegándose a contar hasta 6 paquetes de arenas productoras de hidrocarburos (O-11, O-12, O-13, O-14, O-15.); Santos González, (1996).

2.6 Descripción de Unidades

Santos González,(1996), describen las unidades productoras de hidrocarburos correspondiente al Miembro Morichal de Formación Oficina de la siguiente manera:

2.6.1 Unidad O-15

La unidad O-15 en la zona central del bloque J-20 no existe, pero hacia el suroeste aparece muy lenticularmente como resultado de la depositación fluvial sobre una superficie erosiva del Basamento. Pero hacia el sur se trunca contra los intervalos pre-terciarios, cubre una superficie de 45 kilómetros cuadrados. La O-15 se puede encontrar entre 2400 y 3400 pies de profundidad, con espesores variables entre 50 y 158 pies.

Está constituida por una secuencia completa de arenas petrolíferas, con granos de tamaño muy fino a medio (0,065-0,5mm), con selección moderada, de sub-angulares a sub-redondeados; hacia el tope se observa un decrecimiento del tamaño del grano a muy fino y limoso, con desmejoramiento de la selección de algunas laminas de lutitas carbonosas y limolita, con presencia de biodegradaciones. Esta unidad presenta características de sistemas distributarios fluviales, con mayor apilamiento vertical, con un mejor desarrollo hacia los bordes del bloque aumentando hacia el área central su carácter limoso y lenticular. Los parámetros petrofísicos de esta unidad muestran unas arenas de excelente calidad: porosidades entre 27 y 35%, permeabilidad entre 6,7 y 17 darcys, saturaciones de agua en el rango de 9-26% e índices de arcillosidad de 4 a 15%.

2.6.2 Unidad O-14

Esta unidad fue depositada en todo el Sector Extrapesado, con excepción del cuadrante sureste, se puede penetrar entre las profundidades de 2800 y 3000 pies b.n.m. Se depositó sobre O-15, con un espesor en el área entre 20 y 140 pies. La unidad está constituida por una secuencia de arenas petrolíferas de grano fino (0.25-0.125 mm), con selección moderada, sub-redondeados. Hacia el tope del intervalo se observa, generalmente, un decrecimiento del tamaño del grano, especialmente en el sector occidental del área, con la presencia de laminaciones de limolita, lutitas, y lutitas carbonosas, donde se manifiesta bioturbaciones.

Esta unidad presenta características de un plano deltaico bajo. En el sector central se observa una zona interdistributaria, que contiene barras de meandro, abanicos de rotura y llanuras rodeadas por dos canales provenientes del suroeste y sureste respectivamente, y que se unen en la franja norte del área. El intervalo O-14 conjuntamente con O-15 conforman los objetivos de producción primaria del bloque O-16; se estima que por lo menos el 70% de la producción proviene de estas dos zonas y el resto de las unidades O-13 y O-12. Los parámetros petrofísicos tienen los siguientes valores: porosidad entre 28-35%, permeabilidad entre 6-17 darcys, arcillosidad de 2-16% y saturación de agua de 10-30%.

2.6.3 Unidad O-13

Esta unidad fue depositada en casi toda el sector Extrapesado, con excepción de dos pequeños sectores al sur y sureste, se puede encontrar entre 2200 y 3000 pies b.n.m., aproximadamente. La unidad O-13 se depositó sobre O-14, con un espesor entre 40 y 170 pies. Está constituida por una secuencia casi completa de arenas petrolíferas de grano fino a medio (0.18 – 0.21 mm), escogimiento o selección moderada a pobre, de sub-angulares a sub-redondeados. En términos generales, se

observa un decrecimiento del tamaño del grano hacia el tope. Así mismo, el intervalo presenta lutitas, limolitas, lutitas carbonáceas y lignitos, en el tope y base respectivamente.

En casi toda el área, ésta presenta características de haberse depositado en un sistema distributivo principal (canal), con apilamiento vertical de hasta dos canales. Estos se alinean de sur a norte; existiendo una zona hacia el este con mayor presencia de barra de meandros, y otra de abanicos de rotura y canales abandonados hacia el oeste. La unidad O-13 presenta aislamiento por el tope y la base en casi toda el área de estudio; con excepción del sector noroccidental donde los espesores por apilamiento de canales hacen posible la comunicación, al menos por el tope con la unidad O-12. Los parámetros petrofísicos se mantienen dentro de los siguientes valores: porosidad entre 27-35%, permeabilidad de 5,9 a 17 darcys, saturación de agua entre 1-36% y arcillosidad entre 2-19%.

2.6.4 Unidad O-12

La unidad O-12 fue depositada en todo el Sector Extrapesado, con excepción de un sector menor de 4 km², en la esquina sureste, en donde los altos remanentes del Basamento impidieron su depositación. Esta unidad se puede encontrar entre 1900 y 2850 pies b.n.m., se depositó sobre O-13 con un espesor entre 50-280 pies. Este intervalo está constituido por una secuencia basal, muy arenosa y completamente saturada de petróleo, el tamaño del grano es variable desde muy grueso hasta fino, limos y arcillas, la selección es, generalmente, pobre a moderada, y la angularidad es mayor que la de las unidades O-13 y O-14.

El intervalo presenta intercalaciones limolíticas laminares. Hacia el tope se torna más arcillosa-limosa y se observan numerosos clastos de arcillas. El intervalo basal de la sección presenta características de canal distributivo principal,

excluyendo el tercio suroriental del bloque donde se aprecia abundancia de sedimentos finos, que configuran abanicos de rotura, canales abandonados y llanuras interdistributarias entre otros.

Esta unidad presenta aislamientos por el tope y la base respectivamente en el bloque, con la excepción del sector nororiental, donde predomina comunicación por la base de la unidad. Los parámetros petrofísicos indican valores de porosidad entre 22-35%, permeabilidad de 6-19 darcys, arcillosidad entre 2-17% y saturaciones de agua de 11-30%.

2.6.5 Unidad O-11

La unidad O-11 fue depositada en todo el Sector Extrapesado, se puede encontrar entre 1700 y 2920 pies b.n.m., aproximadamente. Los espesores varían entre 55 y 130 pies. Esta unidad se depósito sobre O-12, por una secuencia de arenas más sucias y lenticulares, pero está totalmente saturada de petróleo. El tamaño del grano es variable y alternado; desde granos muy gruesos, hasta limo muy fino, la selección es moderada a pobre y la morfología del grano presenta subangularidad a redondez. Esta unidad muestra un aumento arcillo-limoso hacia la base y el tope respectivamente así como intercalaciones lutíticas carbonosas y clastos de arcilla.

La sección estudiada presenta una mezcla de canales abandonados con abanicos de rotura y canales distributarios en un plano deltaico, donde prevalecen las fracciones finas sobre las gruesas, por la influencia de mareas litorales. Es de resaltar la ausencia de llanuras y pantanos interdistributarios muy comunes en este ambiente. Esta unidad, presenta aislamiento por el tope y la base respectivamente, en casi toda el área; aunque se observan algunos sectores aislados que presentan comunicación por el tope y la base solamente. Los parámetros petrofísicos indican valores de

porosidad entre 25-35%, saturaciones de agua de 3-40%, permeabilidad entre 4 y 20 darcys y arcillosidad entre 3-23%.

2.7 Yacimientos OFIM CN 42/OFIM CNX 3

Los pozos del Area J-20 del Área Extrapesado tienen como objetivo primario la explotación de los yacimientos OFIM CN 2 y OFIM CNX 3. El yacimiento OFIM CN 2 tiene un POES de 5580,1 MM BN, exhibe un factor de recobro igual a 12,2%, y un factor volumétrico de 1,0847 BY/BN, presenta 202 completaciones. En la última década de producción reporta una tasa promedio de petróleo de 35000 BNPD con un corte de agua sostenido menor a 15%.(Tabla 2.1)

Tabla 2.1. Datos Básicos del Yacimientos CN42 /CNX3

Yacimiento	MOR CN 42/ CNX 3
Datum (Pies b.n.m.)	2250
Arenas	O-11/O-15
Porosidad (%)	32
Permeabilidad (Darcys)	12
Acillosidad (%)	8
Saturación de agua	18
Espesor promedio (Pies)	300
Viscosidad (Cp)	2000-5500
°API	7/8
Presión inicial (Lppc)	979
Presión de burbujeo (Lppc)	905
Temperatura de Yacimiento (°F)	124
Salinidad agua de formación (PPM)	22000

El yacimiento OFIM CNX 3 tiene un POES de 3450,5 MMBN, presenta 61 completaciones, manteniendo los restantes datos igual que el yacimiento OFIM CN 42. La Tabla 2.1 muestra los datos básicos de los yacimientos OFIM CN 42 y OFIM

CNX 3, obtenidos a partir de una muestra de fondo y prueba PVT realizada al pozo vertical CI 210, centro de la macolla I-21-4. En la última década de producción, el yacimiento OFIM CNX 3 reporta una tasa promedio anual de petróleo de 11000 BNPD, con un corte de agua aproximado de 20%.

2.8 Basamento (Pre-Cámbrico/Paleozoico/Cretácico)

Esta unidad está compuesta principalmente por rocas ígneas mayormente (granitos, gneises graníticos e intrusiones) que constituyen la gran superficie irregular y discordante, en donde se depositaron, formaciones más jóvenes, que rellenaron las depresiones y valles delineando así las primeras geometrías de los cuerpos fluviales basales. Las rocas del Basamento afloran en los márgenes norte y sur respectivamente del río Orinoco, y estos granitos, han sido penetrados en la mayoría de los pozos de la Faja.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

Sequera, J. (2005). Presentó ante la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, la tesis de grado titulada: Estudio de factibilidad, de incremento de potencial mediante reactivación de pozos del bloque O-16 de la Unidad de Producción Morichal, Campo Cerro Negro, Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se propuso reactivar pozos verticales existentes en dicho bloque (pozos CH-1, CI-75) abriendo a producción arenas suprayacentes, ya que las productoras presentaban un alto corte de agua, concluyendo que el trabajo adecuado, en el sistema pozo-yacimiento, para obtener las reservas asociadas a dichos pozos era realización de reentrada para el pozo CI 75 y el reacondicionamiento del pozo CH-1

3.2 Correlación de pozos

Una correlación puede ser definida como la determinación de unidades estratigráficas o estructurales equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica, tomando como principal fuente de información, los registros eléctricos de los pozos (Schlumberger, 1997). Cuando se realiza una correlación, se intenta comparar el patrón de las curvas representadas en un registro con el patrón de las curvas encontradas en otro registro. Por lo general, para llevara cabo un buen trabajo de correlación, se deben seleccionar los registros de pozos tengan el mismo tipo de curvas; sin embargo, esto no siempre es posible (Schlumberger, Op.cit.).

La data presentada por un registro de pozo es representativa de las formaciones del subsuelo encontradas en una perforación. Un registro correlacionado proporciona información del subsuelo, como los topes y bases de las formaciones, profundidad y tamaño de fallas, litología, profundidad y espesor de las zonas productivas de hidrocarburo, porosidad y permeabilidad de zonas productivas, y profundidad a las disconformidades. La información obtenida de los registros correlacionados constituye la materia prima fundamental usada para la elaboración de mapas del subsuelo (Schlumberger, Op.cit.).

Una correlación precisa es importante para una interpretación geológica confiable. Los mapas geológicos del subsuelo basados en la correlación de pozos sólo son tan fiables como las correlaciones que se usaron en su construcción (Schlumberger, Op.cit.).

3.3 Técnicas de correlación

La correcta correlación de unidades estratigráficas es absolutamente necesaria para realizar secciones transversales y mapas confiables; al igual que para el análisis regional de facies. Los tres métodos mayormente utilizados son los siguientes:

3.3.1 Capas guías

La respuesta del registro de una capa distintiva o de una serie de capas, se puede utilizar como marcador, incluso si la litología o el origen de la capa no se sabe (Walker y James, 1992).

Los grupos distintivos y extensos de capas resultan de las transgresiones, regresiones o de los episodios erosionales que redistribuyen el sedimento a lo largo a través de la cuenca. Los 34 marcadores que pueden ser mapeados regionalmente,

pueden ser relacionados o incluidos como superficies aloestratigráficas importantes. Por ejemplo una sección condensada (posiblemente expresa una superficie de máxima inundación), es quizás la capa guía más extensa, y es extremadamente útil porque ellas son esencialmente líneas de tiempo (Walker y James, Op.cit).

3.3.2 Patrones concordantes

Esta técnica implica el reconocimiento y concordancia de los patrones distintivos de registros de cualquier origen. Los patrones correlacionados pueden representar las sucesiones verticales de las facies, sucesiones sobrepuestas de las facies o límites discordantes de las unidades (Walker y James, Op.cit) (Figura 3.1).

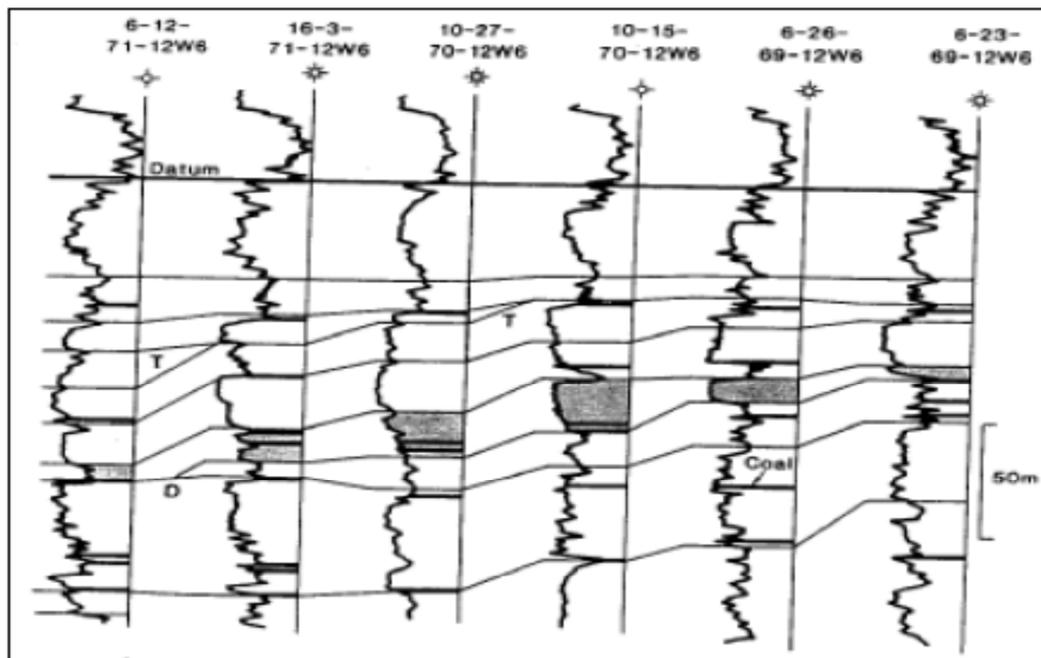


Figura 3.1 Sección transversal correlacionada por patrones concordantes (Walker y James, 1992).

Alternativamente, una superficie de máxima transgresión separa compuestos transgresivos de unidades compuestas regresivas. El límite de superficie de las unidades puede ser discordante.

La correlación de la concordancia de los patrones es hecha en base a la forma del registro en intervalos de metros o decenas de metros, más que por picos, canales o marcadores individuales dentro de la sucesión. La concordancia de patrones permite la correlación siempre y cuando ocurran variaciones laterales de litología, facies y espesores (Walker y James, Op.cit).

Los registros pueden ser movidos de arriba para abajo hasta obtener el mejor ajuste total. Constantes cambios de posición pueden indicar variación lateral de facies o cambios de espesor lo cual es indicio de tectónica sin sedimentaria (Walker y James, Op.cit). 35

La concordancia de patrones es extremadamente útil porque puede ser usada para correlacionar sucesiones de facies o unidades aloestratigráficas definidas por núcleos o afloramientos. Además facilita la investigación de facies a escala regional (Walker y James, op.cit).

3.3.3 Técnica "Slice"

Es utilizada como método de último recurso, cuando ningún otro método rinde resultados, un intervalo puede ser subdividido arbitrariamente en unidades de un espesor constante; o en unidades con un espesor proporcional al intervalo entero. Dicho método no da verdaderas correlaciones, sólo es una forma de partir una sección la cual no puede ser subdividida de otra forma. Esta técnica es aplicada comúnmente en depósitos no marinos. Figura 3.1 Sección transversal correlacionada por patrones concordantes (Walker y James, 1992) 36 Aquí otras técnicas no

funcionan bien por la carencia de capas continuas y la ausencia de sucesiones de facies laterales (Walker y James, Op.cit).

3.4 Perfilaje de Pozos

Los registros o perfiles son representaciones de medidas continuas de señales a lo largo del pozo, las cuales son procesadas para identificar litología, porosidad, densidad, contenido de agua, de petróleo, de gas natural, entre otros. Los perfiles de pozos son considerados como el registro de un atributo físico de la roca que rodea a la perforación, en función de la profundidad (PDVSA-CIED, 2003).

3.5 Clasificación de los registro de pozos

3.5.1 Registro de 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 hidrocarburos se utilizan las medidas de resistividad, en conjunto con la porosidad y resistividad del agua. En el registro de pozos se utilizan los términos resistividad y conductividad, siendo inversamente proporcionales entre ambos. (CIED-PDVSA, 1998).

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 fluido 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 se generaran “corrientes SP”.

3.5.2 Registro de rayos Gamma

Cuando las condiciones en el pozo son tales 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.

Los rayos Gamma son una medida de la radiactividad natural de las formaciones. Los elementos radioactivos 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).

3.5.3 Registro de inducción eléctrica

El registro de inducción eléctrica es una combinación de curvas eléctrica y de inducción; por lo tanto mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad de intermedia a alta. Incluye una curva SP y/o de Rayos Gamma, la normal de 18 pulgadas y la curva de inducción tanto en la columna de resistividad como en la de conductividad.

3.5.4 Registro de densidad

El registro de densidad mide la densidad de los electrones en la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de dichos

rayos. El número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación.

3.5.5 Registro de Neutrón

El registro de Neutrón es una medición de la radiación inducida en la formación. Esta inducción se obtiene bombardeando la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad. Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidrógeno, por lo tanto los detectores de neutrones usados responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, debido a que la diferencia en la concentración de hidrógeno en petróleo a agua es mínima, los registros de neutrón son una medición del volumen de fluido en los poros de la roca. Si se identifican un gran número de neutrones, ello indica una porosidad baja y viceversa.

3.6 Registro tipo de correlación

Se define como un registro en el cual se exhibe una sección estratigráfica completa de un campo o área regional de estudio. El registro tipo debe mostrar la reflectancia en profundidad y espesor de la sección estratigráfica más profunda penetrada. A causa de las fallas, disconformidades, y variaciones en la estratigrafía que afecta la sección sedimentaria, un registro tipo de correlación está a menudo compuesta de secciones de varios registros individuales y es llamado un registro tipo compuesto. No debe confundirse un registro tipo de correlación con otra clase de registros tipo, tales como un registro tipo estratigráfico, registro tipo de composición de arena o registro muestra (García, M 2007).

Un registro tipo estratigráfico esta normalmente preparado para mostrar los ambientes sedimentarios que existen en un campo en particular o área de estudio.

Aunque puede incluir porciones de diferentes registros para dibujar la sección estratigráfica entera, normalmente no se prepara en el sentido estricto de un registro tipo de correlación. Por consiguiente, puede contener fallas o disconformidades, e inclusive los pozos cerca de la cresta de la estructura que no representa la sección sedimentaria más espesa. Los registros tipo de composición de arena o registros muestra son preparados para ilustrar el potencial de las arenas dentro de un campo o área de estudio que puedan mostrar contenidos de hidrocarburos, o tiene el potencial para contener hidrocarburos (García, M Op.cit.).

3.7 Plan de correlación de registros de pozos

Cuando se correlacionan registros de un campo específico o área de interés es necesario desarrollar un plan general de correlación de registros que establezca un orden de preferencia en el cual correlacionar los registros de pozos. Este plan es proyectado para llevar a cabo un trabajo de correlación de pozos más sistemático y fácil de conducir, con el fin último de encontrar menos dificultades en el proceso (García, M Op.cit.).

Un buen plan de correlación envuelve la correlación de cada pozo con un mínimo de otros dos pozos, generalmente se correlacionan en primer lugar los pozos que estén uno cerca del otro. En la mayoría de los casos, pozos cercanamente espaciados deben tener una sección estratigráfica similar y así la correlación es usualmente más fácil (García, M Op.cit.).

En provincias geológicas involucradas con fallas de crecimiento, deben tomarse algunas consideraciones para la preparación del plan de correlación de registros de pozos (García, M Op.cit.).

Sí una falla de crecimiento está presente en el área de estudio, ésta restringe la correlación de los pozos dentro de un bloque fallado de la falla de crecimiento,

teniendo en cuenta que el bloque que ha bajado en una falla principal de crecimiento ha sido una sección estratigráfica expandida, lo cual puede incrementar la dificultad en la correlación, por lo tanto, se debe comenzar la correlación en el bloque que ha subido, usando el plan que se ha perfilado. Cada vez que las correlaciones en el bloque superior fallado se hallan completado, estas deben ser llevadas, sí es posible, al bloque inferior fallado para revisar las correlaciones en los pozos localizados estructuralmente en las partes más bajas (García, Op.cit.).

3.8 Secciones estratigráficas

Son esencialmente secciones de correlación, usadas para identificar unidades semejantes que permitan establecer la continuidad lateral de las mismas, así como las relaciones verticales entre las unidades que forman la columna estratigráfica. El objetivo básico de estas secciones es determinar la geometría de los cuerpos, así como definir unidades de flujo y establecer la presencia de fallas. Se construyen con registros eléctricos colocados uno al lado del otro, tomando un marcador geológico reconocible claramente en todos los registros (Modificado de García, Op.cit.).

Por otra parte, las secciones estratigráficas en detalle sirven para definir estructuras sedimentarias, de esta manera pueden determinarse lentes, canales, barras, playas entre otros, los cuales pueden reconocerse según la respuesta de los perfiles eléctricos; es recomendable que los perfiles sean a una escala convencional (1:500) y deben ser verticalizados (TVD) (García, Op.cit.).

Un buen mallado de secciones estratigráficas provee valiosa información para determinar áreas de comunicación de una unidad, con las supra e infrayacentes. En un yacimiento formado por muchos pozos, es recomendable hacer secciones estratigráficas paralelas y en direcciones cruzadas para poder detectar las variaciones

litológicas y ambientales de las formaciones estudiadas (García, Op.cit.). En las áreas de explotación petrolera, se realizan secciones estratigráficas con la finalidad de:

1. Establecer zonas permeables a partir de la electrofacies observada pozos vecinos de permeabilidad conocida.
2. Fijar límites entre yacimientos.
3. Determinar el riesgo al perforar un pozo de desarrollo o de avanzada.
4. Resolver problemas de producción por comunicación entre pozos.
5. Determinar localizaciones más favorables y/o con riesgos geológicos.

3.8.1 Divisiones de la Estratigrafía

Litoestratigrafía: que es el estudio de los cuerpos geométricos de rocas estratificadas, su geometría y su génesis.

Bioestratigrafía: es el estudio de la distribución temporal de los fósiles en el registro estratigráfico.

Cronoestratigrafía (y Geocronología): establecimiento de la edad de las unidades estratigráficas y establecimiento de una escala estratigráfica mundial.

Magneto estratigrafía: establecimiento de una escala de cambios de la polaridad magnética a lo largo del tiempo.

Químico estratigrafía: estudio e interpretación de isótopos estables y elementos químicos (mayores, menores y trazas) en las rocas estratificadas.

Estratigrafía secuencial: es el reconocimiento de los grandes acontecimientos que quedan reflejados en el registro estratigráfico.

Análisis de cuencas: se preocupa de la reconstrucción de la distribución espacial y temporal de cada unidad de rocas estratificadas dentro de una cuenca sedimentaria.

3.8.2 Estratificación

Es el producto de la interacción compleja de las condiciones físicas, químicas y biológicas que regulan la sedimentación. Es una propiedad inherente a la sedimentación, por lo que casi la totalidad de las rocas sedimentarias se presentan en estratos. Las únicas excepciones son las rocas formadas por:

Organismos constructores (arrecifes de corales)

Morrenas glaciales (tillitas)

Precipitación química masiva

Las causas se pueden resumir en:

Interrupciones en la sedimentación

Cambios de las condiciones de sedimentación.

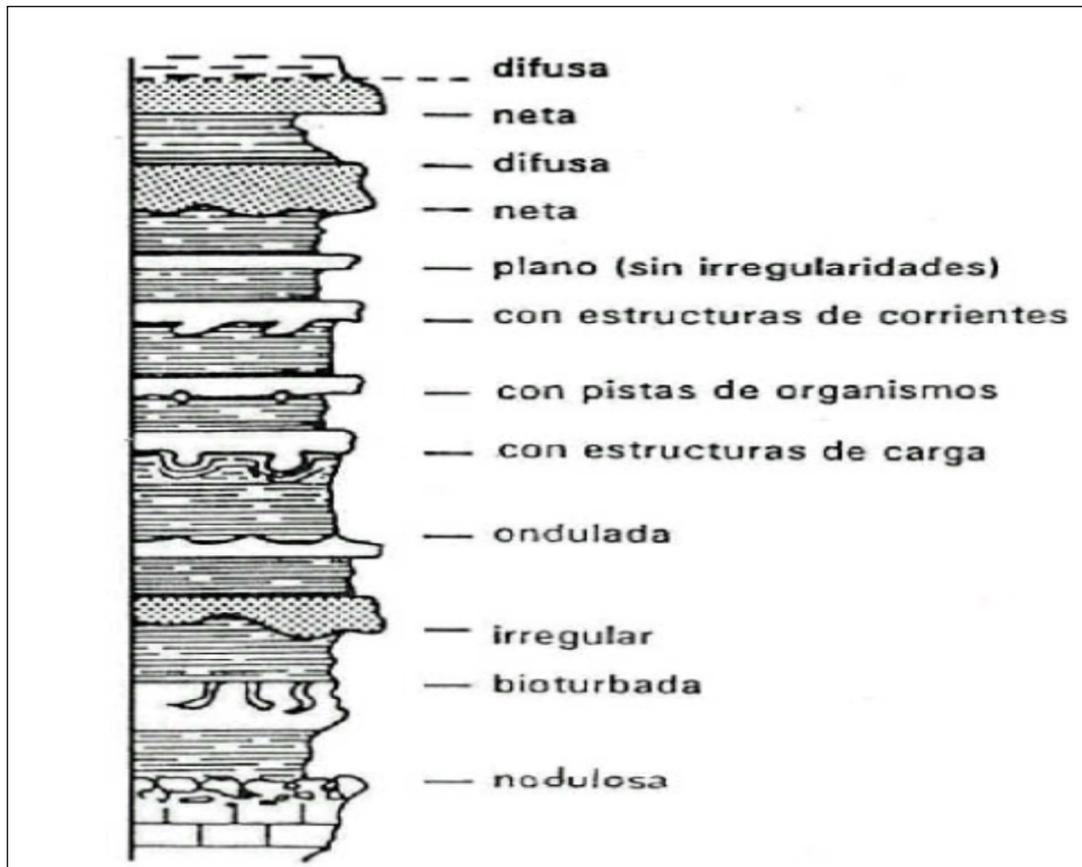


Figura 3.2: Tipos de superficies de estratificación que se pueden reconocer en terreno. (PDVSA Intevep)

3.8.3 Objetivos de la estratigrafía.

Cualquier estudio estratigráfico tiene como objetivos:

1.- Establecer la sucesión de rocas que forman, en cada área, la columna estratigráfica. Para esto se debe:

a) identificar cada capa o estrato mediante sus características esenciales (litología, espesor, textura, estructuras, Contenido biológico, etc.).

b) hacer un ordenamiento temporal de las capas en la serie estratigráfica local, gracias al análisis del contenido biológico y al de las estructuras.

2.- Subdividir y diferenciar en la columna las unidades significativas y útiles.

a) Esto permite hacer una correlación entre las distintas series estratigráficas, lo que facilita la correlación estratigráfica que es el objetivo principal.

3.- Interpretación estratigráfica.

a) Comprende la reconstrucción de la cuenca sedimentaria (Paleogeografía) y explica el significado de las unidades con relación a los acontecimientos de la Historia Geológica.

Estos tres objetivos se pueden dividir en (Figura 3.3).

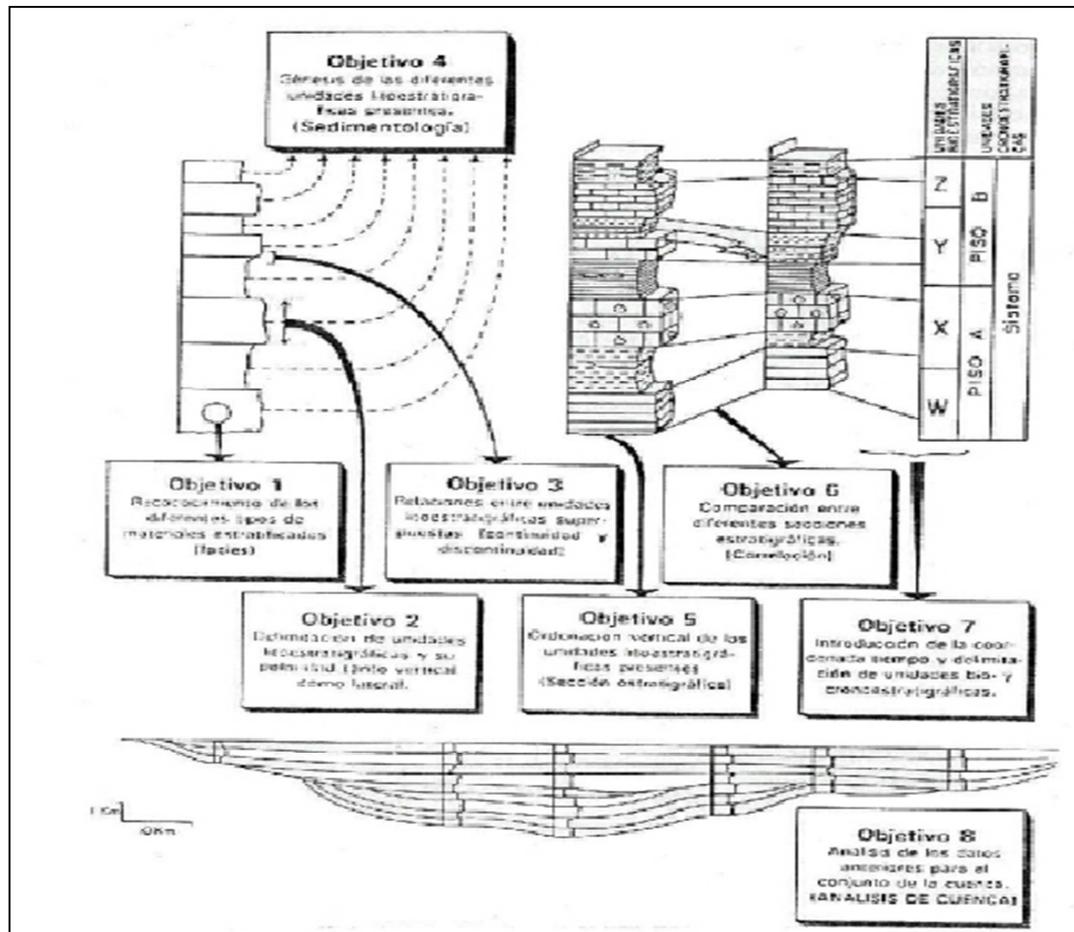


Figura 3.3: Objetivos de la estratigrafía. (PDVSA Intevep).

3.9 Ambientes sedimentarios

La identificación de los ambientes representados por las distintas asociaciones de rocas sedimentarias, su distribución espacial y temporal, y la geometría del cuerpo sedimentario en el que se encuentran constituyen una herramienta de gran utilidad en el estudio de las cuencas sedimentarias, en el reconocimiento de la historia geológica de una región y en el establecimiento del interés económico de los depósitos minerales (Delupí, R.2000).

Los diversos ambientes depositacionales son consecuencia de los procesos de erosión, transporte y depositación de sedimentos. Estos ambientes pueden volverse muy complejos a medida que el sedimento es trabajado, erosionado y transportado a otro lugar (Delupí, R. Op.cit.).

Un ambiente sedimentario se define como el ámbito geográfico caracterizado por una determinada combinación de factores que rigieron la sedimentación de las partículas de rocas.

Entre estos factores se tienen: a) fisiográficos, referidos al relieve y medio de transporte utilizado para el traslado del sedimento y sus condiciones de sedimentación; b) climáticos, representados por los tipos de climas en los que se desarrolló y transportó el material sedimentado; y c) geológicos, que a su vez se dividen en: petrográficos (corresponden a las características de las rocas transportadas y sedimentadas) y tectónicos (vinculados a los episodios tectónicos que se han producido en el lapso de depositación) (Delupí, R. Op.cit.).

Los ambientes sedimentarios pueden ser clasificados en:

1. Continentales: Glacial, desérticos, fluvial, lacustre, paludal y espeleano.
2. Transicionales: Deltaico, lagunar y litoral.
3. Marinos: Batial, abisal y nerítico.

Para efectos de este trabajo se hará hincapié en los ambientes sedimentarios de tipo fluvial, y deltaico por ser de mayor interés y aplicación en el contexto enmarcado.

3.9.1 Ambientes deltaicos

Un delta se forma donde un río trae al mar más sedimentos de los que las olas y las corrientes litorales pueden distribuir hacia otras áreas. El tipo de delta resultante dependerá de la magnitud del aporte de sedimento a la costa y su redistribución por las olas, mareas y corrientes litorales (Bigelow, 1988.). De esta manera, según el tipo de energía predominante, se pueden distinguir tres tipos de deltas: delta con dominio fluvial, delta con dominio de marea y delta con dominio de oleaje (Figura 3.4).

Según Bigelow (1988), los ambientes depositacionales con fase regresiva o progradante de deltas son extremadamente complicados y variables. Los grupos subambientales incluyen al prodelta, al frente del delta, a la barra de desembocadura, a los diques o malecones subaéreos, a los canales distributarios, bahías interdistributarias, sedimentos transgresivos, hendiduras desplegadas, ciénagas y marismas, planicies de delta superior, barras puntuales deltaicas, etc.(Figura 3.5).

3.9.1.1 Delta con dominio fluvial: se caracteriza por un río principal que se divide en numerosos canales distributarios, los cuales transportan agua y sedimentos hasta el mar. Un delta con dominio fluvial, así como cualquier otro tipo de delta, se divide morfológicamente en tres zonas bien definidas: llanura deltaica, frente deltaico y prodelta (Bigelow, Op.cit.).

3.9.1.2 Delta con dominio de marea: en este ambiente el material aportado al mar por los distributarios es retrabajado por las corrientes de marea, que es la energía dominante en la línea de costa (Bigelow, Op.cit.).

En este tipo de delta la llanura deltaica esta constituida por dos zonas divididas por la línea de marea alta. Por lo que en la llanura deltaica existirá un sector no afectado por la marea, el cual recibe el nombre de llanura deltaica con dominio

fluvial, y otro sector que periódicamente es cubierto por la marea, al cual se le denomina llanura deltaica con dominio de marea (Bigelow, E.Op.cit.).

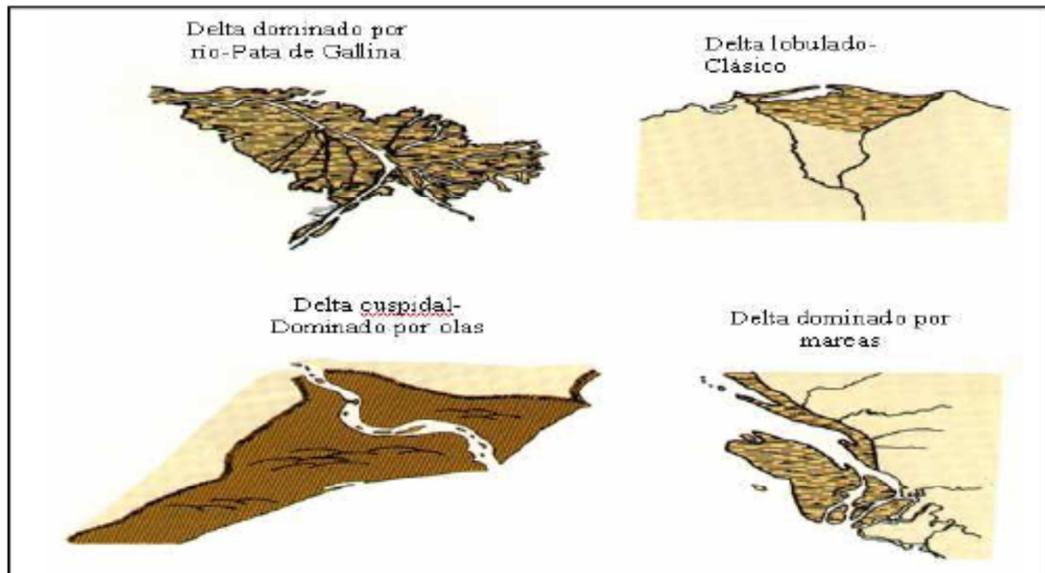


Figura 3.4 Tipos de deltas (Bigelow, E. 1.988)

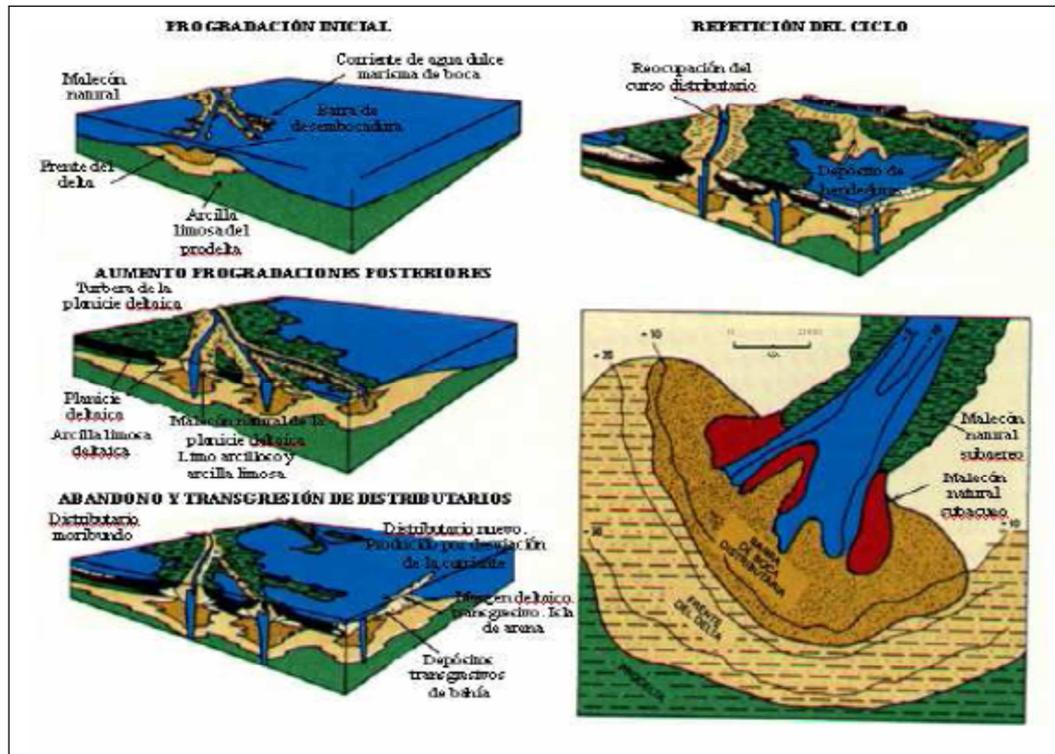


Figura 3.5 Secuencia de desarrollo de deltas constructivos y de facies asociadas. En el recuadro, vista en planta esquemática (Bigelow, E.1.988)

3.9.1.3 Delta con dominio de oleaje: en este caso el material sedimentario es aportado al mar por los canales distributarios, es decir, distribuido lateralmente por las corrientes litorales formándose un frente deltaico constituido por lomas de playa, las cuales a medida que el delta avanza hacia el mar son cortadas por los distributarios (Bigelow, E.Op.cit.).

3.9.1.4 Prodelta: suele ser el ambiente más extendido y homogéneo, dominado por arcillas y limos, con predominancia de arcillas. Consiste en una faja que se extiende desde el límite marino del frente deltaico, que es donde termina la sedimentación de arena de la barra de desembocadura, hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla marina. La deposición proviene de cargas suspendidas, creando laminaciones finas que no siempre son visibles, pero que pueden identificarse por rayos X y por las mediciones de registros de buzamiento (Bigelow, E.Op.cit.).

3.9.1.5 Frente deltaico: son la porción de delta ubicada en la parte superior en dirección al mar. El frente del delta tiene un ancho de unas pocas millas o kilómetros, extendiéndose en profundidades de menos de 30 pies (10 metros). Es característico el sedimento de tamaño de la arena, que disminuye en dirección hacia el mar, en donde se mezcla con el lodo. Suelen dominar los procesos marinos y las corrientes costeras con frecuencia redistribuyen los sedimentos en forma paralela a la línea de la costa. El frente deltaico también puede estar ocupado por depósitos de barras de desembocadura, pero es más común hallar barras distales entremezcladas con arenas finas y lodos. Las estructuras sedimentarias incluyen pequeña estratificación cruzada, erosión y relleno. Es común encontrar láminas alternadas de limos y arenas limosas (Bigelow, E.Op.cit.).

3.9.1.6 Barras de desembocadura: están constituidas por un cuerpo arenoso de textura granocreciente, desde arena muy fina hasta arena gruesa o grava, el cual se va haciendo cada vez más limpio hacia el tope del depósito. El cuerpo de arena que constituye la barra de desembocadura tiene una forma de manto, y es más gruesa en la desembocadura del canal distributivo, haciéndose gradualmente más fina hacia los márgenes de la barra. Puede notarse que la barra de desembocadura se deposita encima del material arcilloso, grada lateralmente a material fino depositado en las zonas ubicadas entre la desembocadura de los distributivos y pasa hacia el mar, progresivamente, a limo y arcilla de origen fluvial transportada por los distributivos y finalmente a la arcilla marina de la plataforma continental (Bigelow, E.Op.cit.).

3.9.1.7 Malecones subácueos: debajo del agua, en zonas en las que la velocidad del río disminuye, se forman dorsales; el canal empieza a ensancharse y a formar bancos. A medida que estos malecones se van formando, facilitan el crecimiento de barras puesto que el sedimento no puede dispersarse fácilmente. A medida que se va acumulando la barra, la canalización alrededor de la misma crea un sistema de canales bifurcados, con la barra de boca distributiva ocupando el centro, facilitando la formación y crecimiento de malecones subácueos. Es común encontrar arenas y limos finos con estratificación cruzada compleja. También es común encontrar estructuras producto de la corriente. Los períodos de acumulación de sedimentos suelen caracterizarse por una tendencia regresiva de aumento de tamaño hacia arriba, limitadas por episodios de no deposición (Bigelow, E.Op.cit.).

3.9.1.8. Canales distributarios: tienen una profundidad de 5 a 15 metros y transportan arena hasta su desembocadura en la línea de costa. Estos canales llevan arena y grava como carga de fondo y limo y arcilla en suspensión. El material arenoso del canal pasa lateralmente, de manera gradual, a la arena fina y limo que constituyen los diques naturales, mientras que el material arcilloso más fino es llevado en suspensión hasta las áreas pantanosas de la llanura deltaica donde se depositan por decantación o hasta el mar donde son depositadas en el prodelta. En un perfil de rayos gamma la expresión de un depósito de canal distributivo muestra una tendencia cilíndrica a granodecreciente (Delupí, R.Op.cit.).

3.9.1.9 Llanura deltaica: extensión plana y pantanosa constituida por los canales distributarios y las áreas interdistributarias, la cual se extiende desde el vértice del delta hasta la línea de costa, que es el lugar donde desembocan los distributarios. En la llanura aluvial se acumulan sedimentos fluviales finos provenientes de las inundaciones (Delupí, R.Op.cit.).

La llanura aluvial se puede considerar como la parte más complicada y diversificada de un sistema deltaico, en donde se mezclan las influencias de los ambientes fluviales continentales con el delta de boca del río y sus influencias marinas. Aparte de los canales, los malecones, las barras y las hendiduras, también son características las bahías interdistributarias y las marismas. Por lo tanto, la llanura deltaica está sujeta a condiciones subacuáticas, subáreas y a veces intermareas, bajo un amplio rango de procesos dependiendo del tipo y la energía dominante del delta (Delupí, R.Op.cit.).

La forma característica de las curvas de los perfiles en las diferentes zonas de los ambientes deltaicos, como bahías y marismas, puede apreciarse en la figura 3.6.

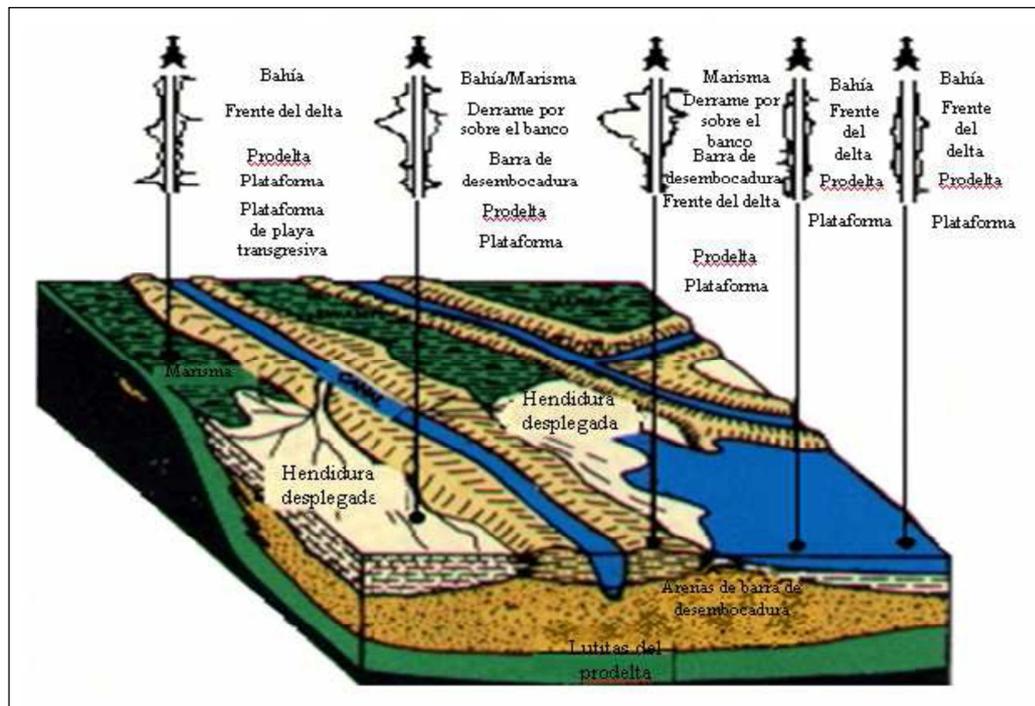


Figura 3.6 Esquema de facies deltaicas con algunas respuestas típicas de perfiles (Bigelow, E.1.988)

3.9.2 Ambientes fluviales

Suelen 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. En el medio fluvial, la acción de las aguas del curso del río ha construido depósitos de arenas de gran desarrollo lateral y vertical en forma de canales de corrientes entrelazadas y/o barras de meandro de acreción lateral (Bigelow, E. 1988).

El flujo dentro de un canal, y su influencia sobre la erosión, el transporte y la depositación de 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 relativamente poca velocidad y turbulencia probablemente sean zonas de estabilidad de los lechos y de depositación. La naturaleza de descarga, lo mismo que la distancia entre las zonas de origen o fuentes y las cuencas receptoras, tienen gran influencia sobre los sistemas fluviales (Bigelow, E.Op.cit.).

Un condicionante importante del tipo de cuerpo arenoso formado, es la geometría de la distribución de canales. Los sistemas meandriiformes 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 (Bigelow, E. Op.cit.). Los ríos con una sinuosidad mayor que 1,5 forman meandros, mientras que aquellos que tienen una sinuosidad menor que 1,5 son entrelazados o rectos (Figura 3.7).

3.9.2.1 Abanicos aluviales: son depósitos que se irradian pendiente abajo desde las zonas altas terrestres; geográficamente han sido transportados por una sola corriente troncal (Friedman y Sanders, 1978).

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 (Bigelow, E.Op.cit.).

En algunas zonas, varios abanicos pueden llegar a mezclarse entre sí formando lóbulos complejos sobrepuestos, en los cuales las formas distintivas de los abanicos individuales se han perdido (Bigelow, E.Op.cit.).

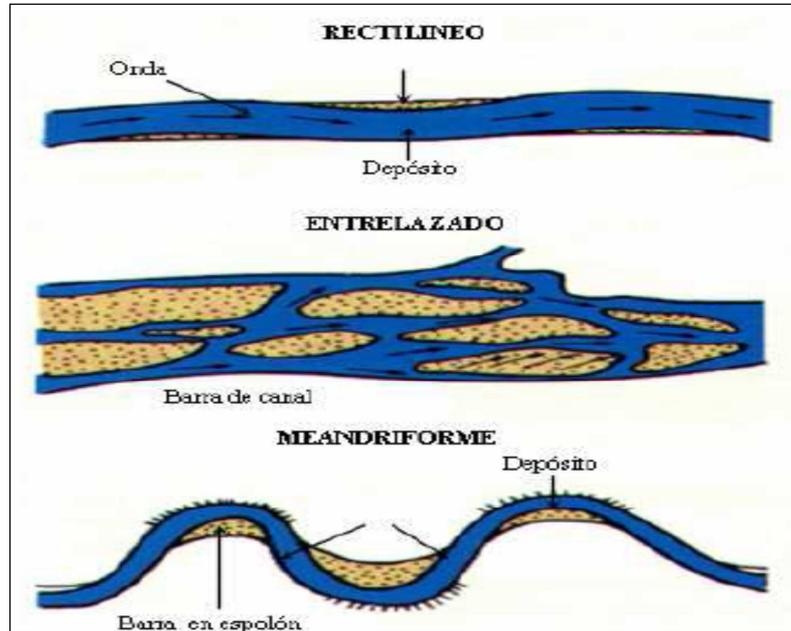


Figura 3.7 Distribución de canales (Bigelow, E. 1.988)

Antes de llegar al borde de 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/o 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 la corriente se desvía de las barras. La formación repetida de barras y de canales ramificados configura una red radial de corrientes entrelazadas que fluyen a través del abanico. Los canales entrelazados se llenan continuamente de sedimentos y luego se desvían lateralmente (una distancia corta) hacia otro lugar (Bigelow, E. Op.cit.).

La porción proximal de un abanico probablemente represente la parte más gruesa y peor escogida de los sedimentos sub-superficiales. Los sedimentos proximales se mezclan comúnmente buzamiento abajo dentro de los sistemas

fluviales de menor gradiente y de grano comparativamente fino. Algunos abanicos terminan directamente desde las tierras altas, llegando a las cuencas oceánicas o lacustres, como deltas o abanicos de mar profundo, que a su vez exhiben algunas modificaciones debidas a las corrientes o a las olas (Bigelow,E. Op.cit.) (Figura 3.8).

Las superficies de los abanicos suelen ser cóncavas hacia arriba. La cabeza del abanico o vértice, o la pendiente superior pocas veces supera una inclinación de 15° , ocasionalmente se han observado pendientes de hasta 25° . Las pendientes medias del abanico suelen estar entre los 2° y 5° , en algunos casos pueden aproximarse a los 10° (Friedman y Sanders, Op.cit.).

3.9.2.2 Corrientes entrelazadas: tienden a formarse en pendientes poco empinadas y a desarrollar barras longitudinales dentro de sus canales múltiples. La variación lateral de canales y barras tipifica la sedimentación. Con frecuencia los sistemas de canales entrelazados están expuestos a velocidades de descarga muy altas, episódicas, típicas de los sistemas de abanicos aluviales. La variación temporal de la descarga proporciona una sobrecarga abundante de sedimentos, especialmente en forma de guijarros gruesos, grava, etc., que forman las barras longitudinales. Suele encontrarse material comparativamente más grueso en la parte proximal, pues este es un sistema de baja sinuosidad (Bigelow,E. Op.cit.).

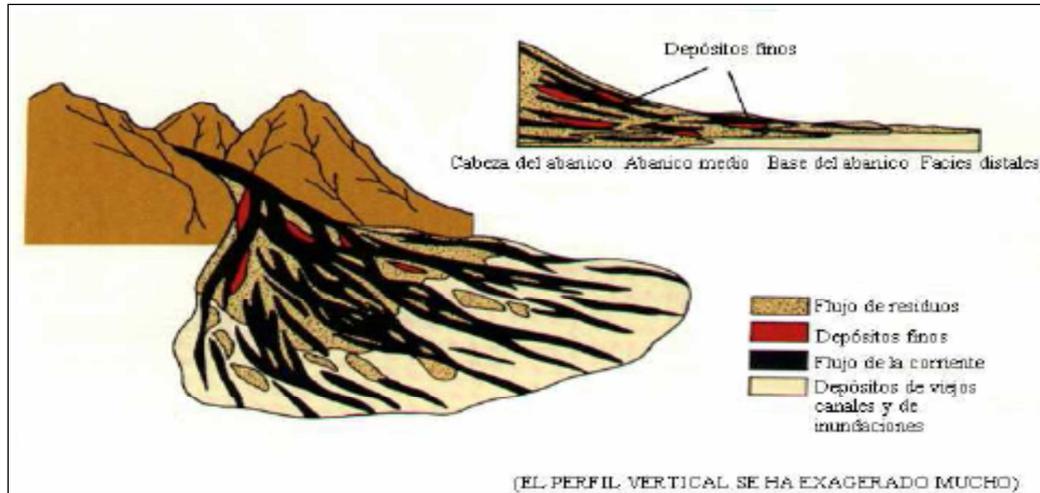


Figura 3.8 Morfología de un abanico aluvial (Bigelow,E. 1.988)

Cuando las condiciones son de aguas bajas, el flujo queda restringido a los canales y se desvía al llegar a las barras de los canales siguiendo el cauce que queda libre entre ellas. Pero cuando aumenta la descarga de la corriente, las barras quedan sumergidas y esto produce disposiciones muy complejas de flujo (Bigelow,E. Op.cit.) (Figura 3.9).

3.9.2.3 Corrientes meandriformes: se caracterizan por tener un canal con corriente única, con distribución regular de flujo. Están típicamente ubicadas corriente abajo de un sistema entrelazado y corriente arriba de deltas o barras costeras. El flujo sinuoso es más o menos perpendicular a la cuenca receptora en donde descarga la corriente (Bigelow,E. Op.cit.).

Los procesos de flujo de los sistemas meandriformes provocan una distribución de velocidades no uniforme. Las altas velocidades quedan confinadas a las partes más profundas del canal, mientras que las bajas velocidades son características de las zonas de barras en espolón (Bigelow, E.Op.cit.).

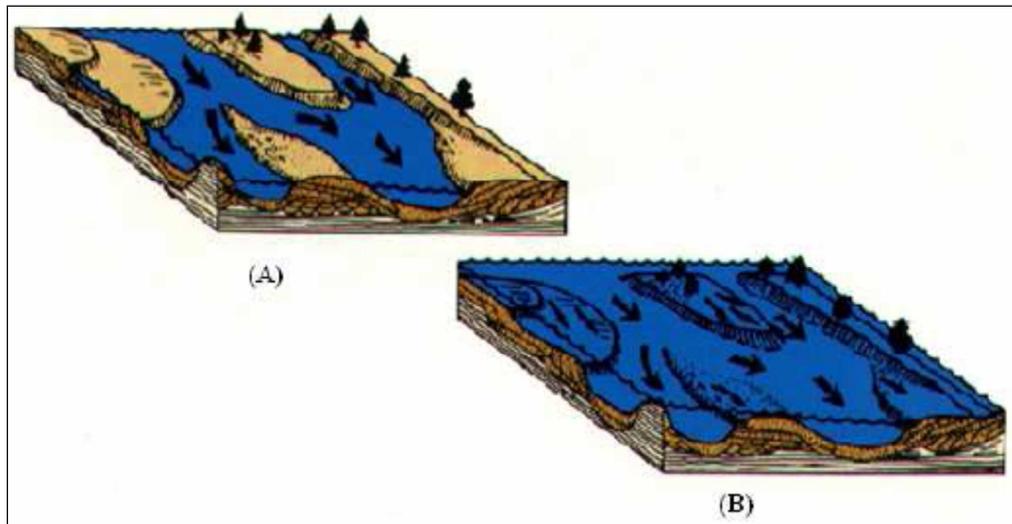


Figura 3.9 Disposiciones de flujo de corrientes entrelazadas. (A) Poca descarga, (B) Gran descarga (Bigelow,E. 1.988)

3.10 Mapas de electrofacies

Los mapas de electrofacies representan en tres dimensiones las condiciones paleogeográficas reinantes durante el tiempo de depositación de las arenas. Casi todas las formaciones o grupos de formaciones están dentro de límites estratigráficos definidos, pero dentro de esos límites un mismo tipo de roca puede cambiar lateralmente a otra, y es precisamente allí donde el mapa de electrofacies tiene el propósito de mostrar la naturaleza y la dirección de esas gradaciones. En un mapa de electrofacies podemos visualizar la distribución de las distintas facies identificadas en cada pozo, lo que permite compararlas con otros atributos de las arenas, para así complementar la evaluación de éstas con respecto a la posición estructural, geometría, extensión y características de producción (García, M.Op.cit.).(Figura 3.10).

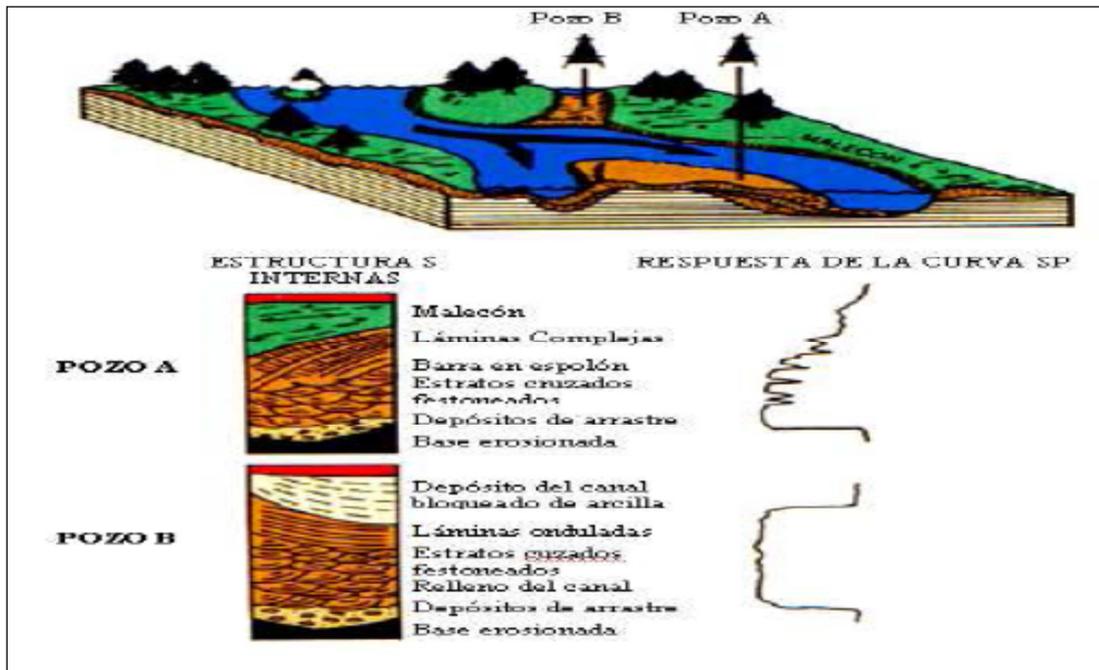


Figura 3.10 Modelo esquematizado de una corriente meandrosa, secuencia verticales idealizadas, y respuestas de la curva del perfil a través de la barra en espolón de acreción lateral del pozo A, y del relleno del canal abandonado del pozo B. (Bigelow, E. 1.988)

3.10.1 Interpretación para el reconocimiento de facies

El comportamiento de registro de pozos puede ser utilizado para el reconocimiento de facies depositacionales, por su similitud con las sucesiones en los tamaños de granos, ya que cada tipo litológico va a mostrar un comportamiento característico ante propiedades físicas, tales como potencial espontáneo, rayos gamma, resistividad, densidad, entre otras (Walker y James, 1992). (Figura 3.11).

Para los modelos fluviales se puede inferir que los depósitos pertenecientes a ríos rectilíneos constituyen una alternancia vertical de arena o grava, observándose

en perfiles eléctricos de rayos gamma o potencial espontáneo un comportamiento de la curva tipo cilíndrico.

En secuencias de depósitos de meandros la expresión en un perfil de potencial espontáneo o rayos gamma mostrará una evolución acampanada hacia la parte superior. En los canales abandonados de ríos meandriformes la expresión de un perfil será semejante a la de una barra de meandro en la parte basal de la sección con una sección arcillosa en la parte superior. Este intervalo de arcilla recibe el nombre de tapón de arcilla. (Kendall, F. 2003).

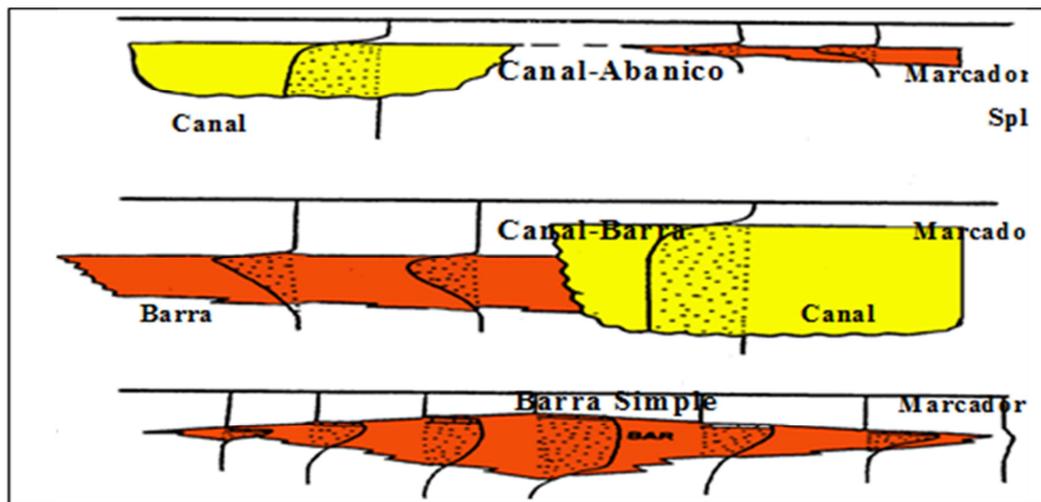


Figura 3.11. Tipos de formas de GR y SP, para identificar litologías (PDVSA, 2006)

Un abanico de rotura aparece como un cuerpo delgado de arena intercalado entre intervalos lutíticos de llanura aluvial. La curva que representa la lutita de la llanura de inundación también puede ser interrumpida por deflexiones de capas de carbón o de depósitos de arenas de canales más antiguos enterrados en las lutitas de llanura aluvial.

Para interpretar modelos deltaicos los parámetros son iguales; los depósitos de llanura deltaica constituyen un intervalo de sedimento fino que actúa como sello lateral de cuerpos arenosos de los canales distributarios y los abanicos de rotura. En una curva de rayos gamma tienen la misma expresión que las llanuras de inundación del ambiente fluvial donde la línea de lutita puede ser interrumpida por depósitos de abanicos de rotura o capas de carbón o rellenos de canal más antiguos.

3.11 Modelo deposicional

El análisis de las facies permite definir ambientes e identificar unidades sedimentarias, además de la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos facilita la caracterización de unidades de flujo y delimita intervalos de producción. Los análisis de núcleos proveen información clave para la caracterización de yacimientos. El modelo sedimentológico complementa y calibra los modelos estratigráfico y estructural, además de las propiedades de la roca para la caracterización petrofísica final.

La figura 3.12 muestra el modelo depositacional de un sistema de canales entrelazados poco sinuosos, donde se observan los cuerpos que se forman en estos ambientes y la respuesta que arroja la curva de potencial espontáneo.

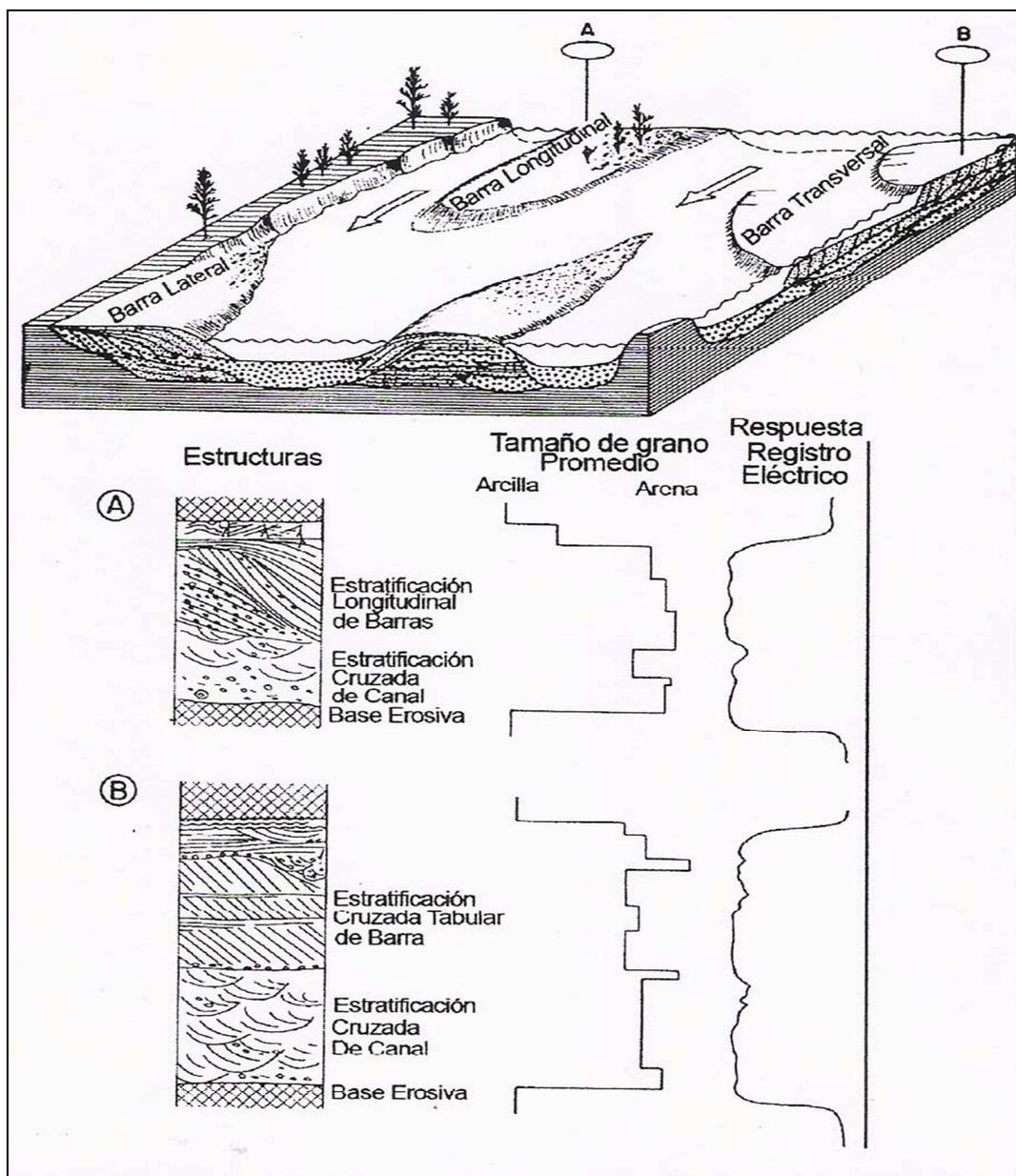


Figura 3.12: Modelo depositacional generalizado de una secuencia vertical
 Producido por un sistema fluvial de canales entrelazados Galloway y
 Hobday, 1983

3.11.1 Modelo Estocástico de Facies

Es una técnica de simulación, diseñada para reproducir el histograma de los datos con la mayor aproximación posible, ser consistentes con el modelo espacial y con datos secundarios, y evaluar la incertidumbre de un modelo de yacimientos.

3.11.2 Modelo estratigráfico

En él se trata de identificar e interpretar las unidades cronoestratigráficas y litoestratigráficas, definiendo ciclos de sedimentación, sus límites y extensión areal, a partir del análisis de núcleos, muestras de canal, pared, perfiles de pozos y análisis sismoestratigráfico, para determinar la geometría interna del yacimiento (PDVSA-INTEVEP, Op.cit.).

3.12 Bases teóricas

3.12.1 Estratigrafía

Etimológicamente la palabra estratigrafía viene del latín y del griego, y significa descripción de estratos: stratus = extendido, lecho o cama, y grafía = describir. La Estratigrafía por definición es la ciencia que se ocupa del estudio e interpretación de las rocas estratificadas, por lo tanto es básico tener claro algunos conceptos, tales como estrato, capa, lamina, estratificación, laminación, etc., que son de uso constante en el trabajo estratigráfico.

3.12.2 Laminación

Es la disposición sucesiva de láminas dentro de un estrato. Normalmente es considerada como una estructura de ordenamiento interno dentro de los estratos. Se distinguen dos tipos principales: laminación paralela laminación cruzada

3.12.3 Estrato

Este término fue introducido por Steno en el siglo XVII, para designar a un cuerpo de roca o de sedimento, limitado por superficies horizontales, con continuidad lateral y que equivale a una unidad de tiempo de depósito. Por lo tanto, es un cuerpo generalmente tabular, de litología aproximadamente homogénea, que posee determinadas características o propiedades, las cuales permiten distinguirlo de los estratos adyacentes

3.12.4 Lámina

Es la división de orden menor posible, reconocible en las rocas estratificadas. Dentro de ella no se pueden establecer divisiones a simple vista. Está siempre subordinada al estrato, por lo que constituye una subdivisión de él.

3.12.5 Capa o lecho

Es la división más pequeña de una serie estratigráfica, señalada por un plano bien definido (superficie de estratificación) que la separa de las rocas adyacentes. Una capa puede incluir uno o más de un estrato.

3.12.6 Contacto Agua-Petróleo

Es el nivel que determina el límite natural buzamiento abajo en un yacimiento, y de donde se pasa de un fluido a otro.

3.12.7 Datum

Es la profundidad bajo el nivel del mar, a la cual se refiere la presión de un yacimiento.

3.12.8 Cuadrángulo o Bloque

Es un grupo de concesiones o parcelas dentro de un área con límites sin significado geológico.

3.12.9 Yacimiento

Es aquella parte de la trampa subterránea que por sus características estructurales o estratigráficas contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado.

3.12.10 Trampa

Es donde ocurre la acumulación de hidrocarburo (petróleo y/o gas) en el subsuelo. Puede ser estructural, estratigráfica o una combinación de ambas.

3.12.11 Facies sedimentaria

Unidad litológica definida por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan y diferencian de las otras rocas adyacentes

3.12.12 Formación

Es un conjunto de rocas estratificadas que se diferencian de los estratos adyacentes por el predominio de una cierta litología o combinación de litologías, por poseer rasgos litológicos unificadores destacables

3.12.13 Terminología usada en los registros de pozos

El conocimiento de varias medidas de profundidad en los registros es importante para convertir las profundidades de los registros a profundidades usadas por el mapeo.

EMR= distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar.

MD (Measure depth)= profundidad medida

TVD (True vertical depth) = distancia vertical desde el KB (Kelly Bushing) a cualquier punto del subsuelo.

TVDSS (True vertical depth sub sea) = distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo. Es la profundidad más frecuente para realizar el mapeo.

3.12.14 Mapas

Un mapa se define como la proyección de líneas y superficies sobre un plano horizontal.

3.12.15 Campo

Es la denominación que se da a un área geográfica donde se producen yacimientos de hidrocarburos y que se considera por lo general, separada de otras áreas. (PDVSA, 2005).

3.12.16 Hidrocarburo

Son compuestos formados por la combinación de los elementos carbono e hidrógeno. Son los componentes principales del gas natural, petróleo y bitumen. (PDVSA, 2005).

3.12.17 Petróleo

Es un líquido oleoso bituminoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. (PDVSA, 2005).

3.11.18 Pozo

En petróleo es un orificio cilíndrico que se perfora en la tierra para penetrar hasta un yacimiento de hidrocarburos. (PDVSA, 2005).

3.11.19 Gravedad API

Es una escala arbitraria del Instituto Americano del Petróleo, que guarda relación con la gravedad específica del petróleo y sus derivados, la misma describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. (PDVSA, 2005)

3.12.20 Macolla de pozos

Es una plataforma desde la cual se pueden perforar varios pozos, permitiendo reducir el área requerida para las localizaciones, además, logra disminuir gastos en las facilidades de superficie, utilización del transporte de carga y personal, y posteriormente se economiza en vigilancia e inspección de pozos por estar éstos en un solo punto.

3.12.21 Registros de pozo

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 (aquel que se puede extraer), saturación de agua en la formación, resistividad de las rocas, porosidad de las mismas, etc. (PDVSA, 2005).

3.12.22 Marcadores

Se consideran como marcadores, niveles con características litológicas o físicas bien individualizadas, los cuales se pueden discernir claramente en perfiles e identificarse en pozos vecinos. Los niveles con estas características tienen gran importancia para las correlaciones, pues abarcan áreas en las que el resto de las litologías pueden variar. (PDVSA, 2005).

3.12.23 Arenisca

Es una roca sedimentaria detrítica terrígena compuesta de un 85% en promedio de granos de cuarzo relativamente redondeados, aproximadamente de 1/16 mm a 2 mm de diámetro. (PDVSA, 2005).

3.12.24 Lutita

Roca sedimentaria con tamaño de grano muy fino, impermeable y moldeable, que se forma por la compactación de la arcilla. (PDVSA, 2005).

3.12.25 Petrel

Es un software que se encarga, entre otras cosas de representar la estructura geológica del yacimiento. Permite al usuario interpretar datos sísmicos, construya los modelos del yacimiento, visualiza los resultados de una posible estimulación y diseñe estrategias de explotación para maximizar la producción del yacimiento, fue creado para ser mas que un constructor de modelos geológicos, su verdadera intención es eliminar la necesidad de utilizar muchas herramientas y ser un software que conduzca la información sísmica hasta los resultados de una simulación.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DEL TRABAJO

4.1 Nivel de la investigación

Para la investigación se llevó a cabo la recolección, revisión y validación de la información geológica existente, tomando en consideración todo indicio referido a los posibles modelos, estratigráficos y depositacional, así como el comportamiento desde el punto de vista del nivel productivo de los yacimientos vecinos próximos al área de estudio, con el propósito de ofrecer nuevas y adecuadas oportunidades de explotación que permitan el fortalecimiento económico del país. De esta manera, de acuerdo a lo expuesto anteriormente, la investigación fue realizada en dos (2) fases, iniciando con una fase de tipo interactiva y culminando con una fase de tipo proyectiva.

4.2 Diseño de la investigación

Es documental porque las técnicas predominantemente utilizadas en el desarrollo de la investigación fueron: la observación y análisis de la información previa disponible así como la interpretación de los registros eléctricos de pozos, lo que permitió identificar y establecer intervalos de arena de alta y baja prospectividad y realizar las reinterpretaciones correspondientes.

4.3 Flujograma de la metodología

La figura 4.1 muestra un flujograma en donde se señalan las diferentes actividades ejecutadas para este estudio.

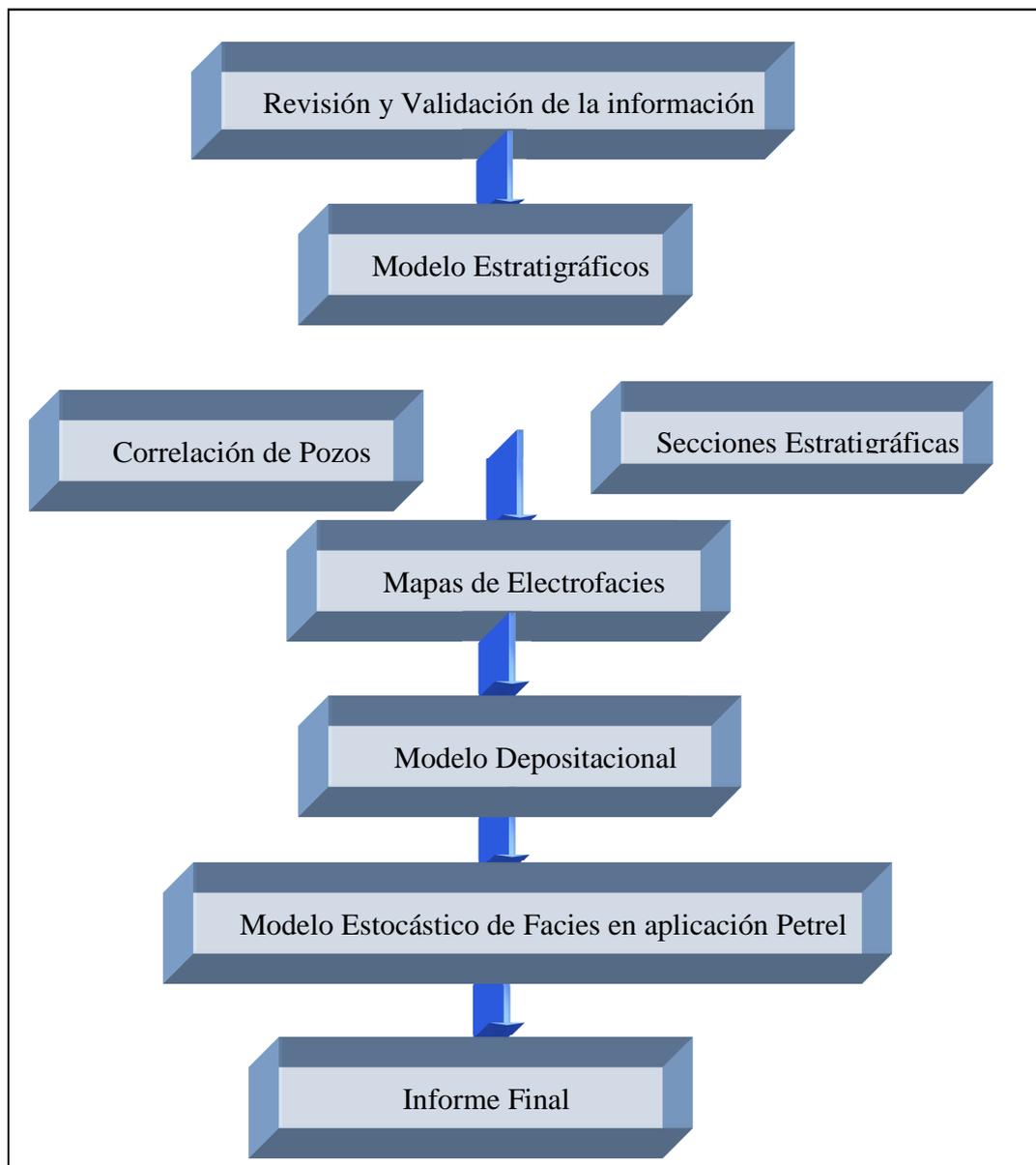


Figura 4.1. Flujograma de la metodología.

4.4 Revisión y validación de la información

En esta primera fase de organización de datos existentes, referentes al área de estudio, se procedió a revisar la siguiente información:

1. El mapa base del área de estudio: Este se revisa a manera inicial para realizar un levantamiento de la población de pozos existentes en el Área J-20, cuantificando y verificando el número de parcelas.

2. Los perfiles de pozos: en estos se revisaron los cabezales extrayendo las coordenadas, elevación de mesa rotaria, elevación de terreno, la temperatura máxima, profundidad máxima (alcanza por el pozo), RM (resistividad del lodo a una temperatura de referencia), RMF (resistividad del filtrado de lodo a una temperatura de referencia), RMC (resistividad del revoque de lodo a una temperatura de referencia) y fecha de perforación original, nombre del yacimiento al cual pertenece, Tipo de hoyo.

3. La base de datos de las coordenadas de pozos existentes, obtenidas del “Proyecto de actualización y mejoras de coordenadas SIRGAS-REVEN”. Esta consta de una población de 1484 pozos, de los cuales se extraen los 248 pozos concernientes al Area J-20. Se realizó una comparación entre la base de datos de SIRGAS-REVEN- PSAD56 (PATVEN98) Y PSAD56 (FINDER).

4. Carpetas de pozos: en estas se revisó la información básica oficial de cada pozo, específicamente lo siguiente: coordenadas de superficie, elevaciones de mesa rotarias y del terreno, etc. Esta información fue comparada con lo comentado en el punto numero dos (2).

5. Estudios previos realizados en el campo, como lo fueron tesis e informes concernientes al Campo Cerro Negro (Ver bibliografía).

6. Información bibliográfica

El resumen del levantamiento de la información esta descrito en los apéndices. En la Tabla A.1 del Apéndice A, se encuentran las coordenadas planas, de superficie (UTM) , En la tabla B.1 del Apéndice B se muestran tablas con la comparación de las elevaciones de mesas rotarias de los Registros de Pozos Vs. las Carpetas de Pozos, y de mas datos, en la tabla C.1 se aprecian las coordenadas SIRGAS-REGVEN-PSAD56 (PATVEN98) Y PSAD56 (FINDER).

4.5 Modelo estratigráfico

4.5.1 Elaboración de las secciones estratigráficas

Se establecieron poligonales de correlación a lo largo de toda la superficie del yacimiento cubriéndolo en su totalidad formando así un mallado, el cual permitió tener una visión completa de toda la columna estratigráfica. Para ello se utilizaron los perfiles de potencial espontáneo (SP), rayos gamma (GR) y resistividad (RD), en los pozos presentes en el área de estudio. Se realizaron 12 secciones estratigráficas en papel Así como en el software petrel -que corresponden a 248 pozos lo cual cubren toda el área de estudio en forma de mallado- utilizando copias a escala vertical 1:500, y reducidas a un 60% para facilitar su manipulación y facilidad para correlacionar. Ver figura 4.2

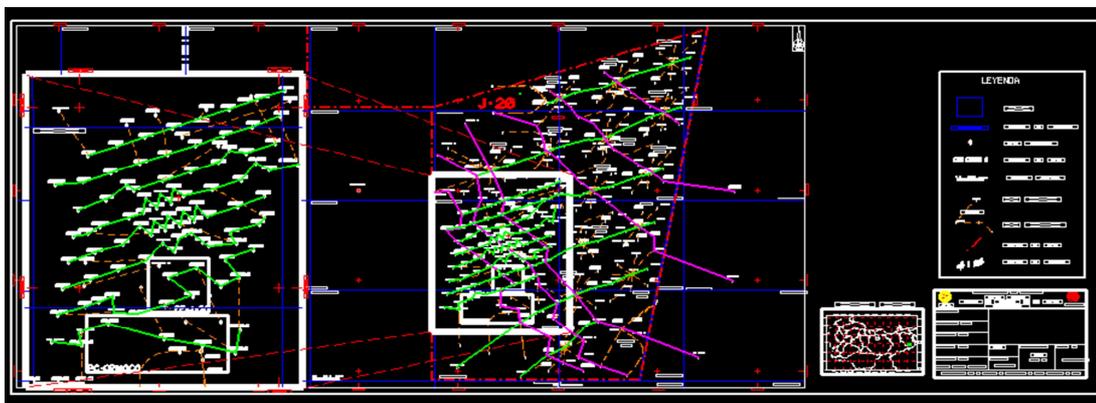


Figura 4.2 Ubicación de poligonal de correlación y secciones estratigráficas que la conforman.

La correlación general de las diferentes unidades litoestratigráfica en que se subdivide el miembro Morichal, se realizó siguiendo el modelo mostrado en la figura 4.3, lo cual permitió obtener una información detallada de cada uno de los diferentes cuerpos de arena que conforman el área J-20.

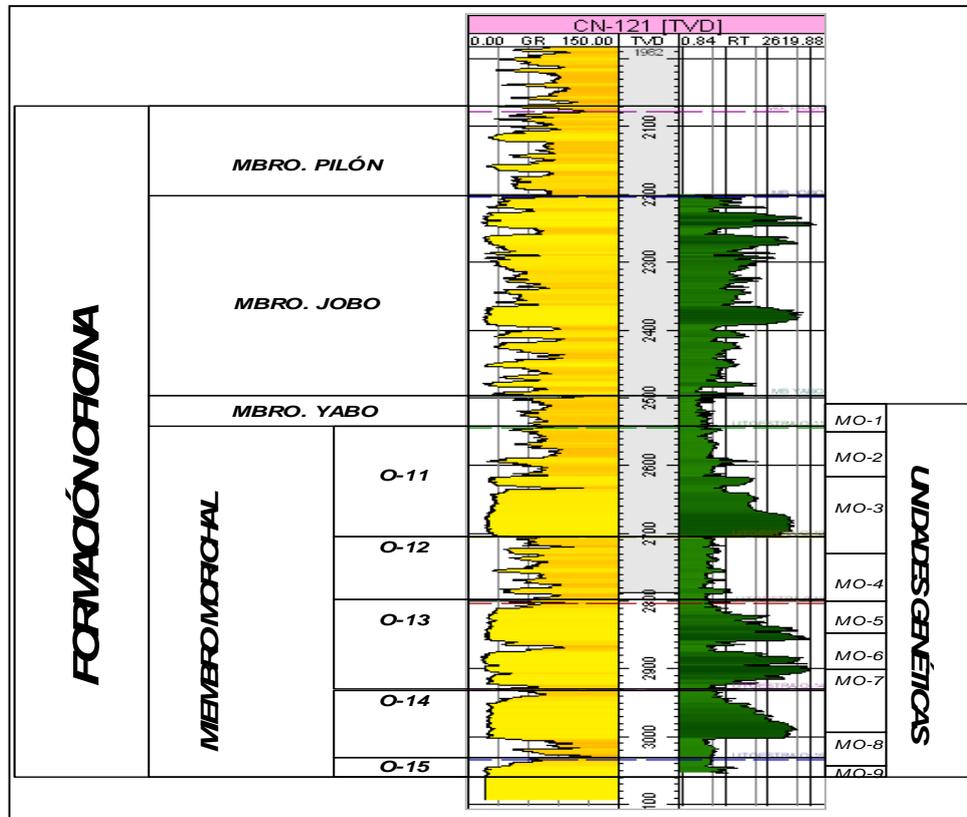


Figura 4.3 Registro Tipo del Area J-20 del Campo Cerro Negro.

Posteriormente, se cargó una base de datos de los registros en formato ***.LAS** y **SURVEY** (Figura 4.4,y 4.5) que, luego de ser validados, permitió generar las secciones estratigráficas en forma digital así como la correlación de todos los pozos que conforman el yacimiento “en total 248 pozos”, mediante el uso de la herramienta PETREL (Figura 4.6).

```

~Version Section
VERS. 2.0: CWLS Log ASCII Standard - Version 2.0
WRAP. NO: One data record per depth sample.
~Well Information Section
#MNEM.UNIT VALUE DESCRIPTION
#-----
STRT.F 490 :START DEPTH
STOP.F 4370 :STOP DEPTH
STEP.F .5 :STEP
NULL. -999.250000 :NULL VALUE
COMP. :Oil Company
WELL. 42602JOA0110 0 :Non unique well name
FLD. 42602 :Field name
LOC. -62.969666, 8.900476 :Location
PROV. MON :Province
SRVC. :Service
DATE. 2006-06-07 :Date unloaded
UWI. 005 2JOA 110 0 :Unique well id
~Curve Information Section
#MNEM.UNIT API CODE Curve Description
#-----
BOREHOLE-DEPTH.FT :DEPTH
DPHL.v/v :
DRHO.g/c3 :
RHOB.g/c3 :
GR.gapi :
RD.ohm.m :
RM.ohm.m :
SP.mV :
SPC.mV :
CALL.in :
~A
490.0000 0.4558 0.0729 1.8979 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 10.5520
490.5000 0.4558 0.0729 1.8979 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 10.5610
491.0000 0.4558 0.0729 1.8979 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 10.5580
491.5000 0.4558 0.0729 1.8979 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 10.5540
492.0000 0.4558 0.0729 1.8979 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 10.5410
492.5000 0.4558 0.0729 1.8979 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 -999.2500 10.5190

```

Figura 4.4 Archivos LAS.

PDVSA		Database: FINDER Select list: TEMP_6370249		WellBore Deviation Survey Report				Date: JUL-09-2010	
				Confidential				Analyst: BUCARANJ	
								Project: PDVSA	
Well Name	49601CI 0001 A	Operator	BITOR			Surface		Bottom Hole	
UWI	005 ZCI 1 A	Elevation	300 KB	Ref. Datum	X	Y	X	Y	
Country	VEN	Drillers TD	4470 FEET MD	Ref. Datum	501087.8992	959475.7954	500795.4853	959978.5562	
Field	CERRO NEGRO	TVD	2722.62 FEET TVD	Ref. Datum					
Source	CALCULATED	North Ref	T	Information Quality		Completeness		Auditor	
Proc Date	04-AUG-00	Projection		Integrity		Certification Flag		Date	
Preferred	Y								
Md	Tvd	Dev. Angle	Azimuth	X	Y	Dx (FEET)	Dy (FEET)		
500.00	499.97	1.1	122.6	501089.13	959475.01	4.04	- 2.58		
1000.00	999.93	.2	108.3	501090.62	959474.14	8.92	- 5.44		
1500.00	1499.93	.1	.3	501090.87	959474.18	9.75	- 5.30		
2000.00	1999.93	.4	4.12	501091.22	959474.72	10.90	- 3.52		
2221.00	2220.92	.6	51.5	501091.65	959475.11	12.31	- 2.25		
2327.00	2326.91	.7	55.2	501091.95	959475.33	13.28	- 1.52		
2349.00	2348.91	.5	262.3	501091.95	959475.35	13.28	- 1.45		
2382.00	2381.82	7.05	275.7	501091.29	959475.41	11.12	- 1.27		
2413.00	2412.43	11.3	303.2	501089.93	959475.97	6.68	0.58		
2445.00	2443.50	16.4	317.1	501088.20	959477.51	0.97	5.62		
2477.00	2473.77	21.4	329.4	501086.36	959480.05	- 5.05	13.96		
2509.00	2502.81	28.2	333.3	501084.41	959483.64	- 11.44	25.75		
2540.00	2529.17	35.2	333.5	501082.19	959488.08	- 18.73	40.30		
2568.00	2551.18	41.1	331.9	501079.77	959492.75	- 26.67	55.64		
2600.00	2574.23	46.7	331.2	501076.56	959496.69	- 37.21	75.12		
2632.00	2595.24	51.2	330.5	501072.97	959505.11	- 48.98	96.19		

Figura 4.5 Archivos SURVEY.



Figura 4.6 Herramienta PETREL.

Para la construcción de las secciones estratigráficas se tomó como nivel de referencia un marcador geológico regional, ubicado en la base del Miembro Yabo. La

selección de este marcador se realizó debido a que posee una buena extensión lateral. Luego ubicó otra serie de marcadores –más localizados- a lo largo de toda la columna estratigráfica para proceder a una correlación vertical más detallada definiendo así los topes y bases de las arenas de todos los registros. (Figura 4.7)

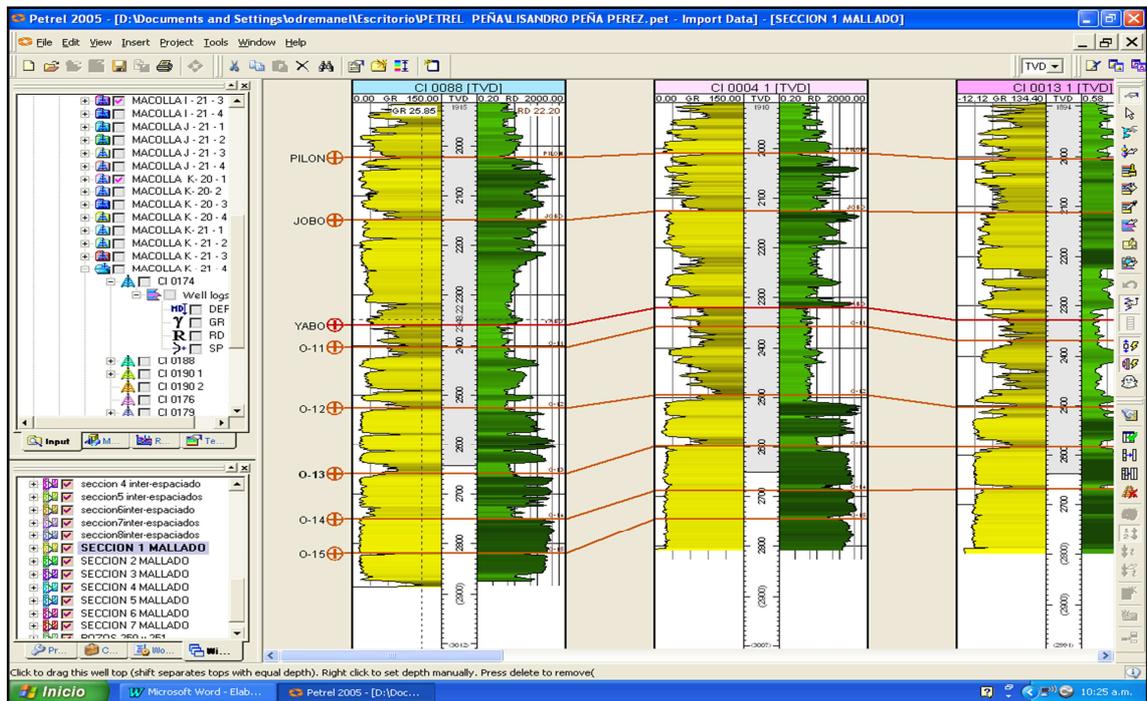


Figura 4.7 Ventana principal para elaborar secciones estratigráficas del software especializado Petrel de shlumberger.

4.6 Elaboración del mapa de electroforma

El mapa se elaboró utilizando las electroformas observadas en las curvas de rayos gamma del intervalo de estudio (arena O-12), para los pozos desviados se ubicó la profundidad media del intervalo en los registros eléctricos TVD utilizados en la correlación, se buscó esta profundidad en los survey de cada pozo y se identificaron

las coordenadas en las cuales se encontraban. Luego se colocaron dichas coordenadas (puntos) en el mapa base del Área J-20 con el programa Sigemap V8 y Microstation a una escala de 1:100 donde en cada punto medio se colocó solo el intervalo de la arena O-12 del registro el cual se redujo a 25%.(figura 4.8).

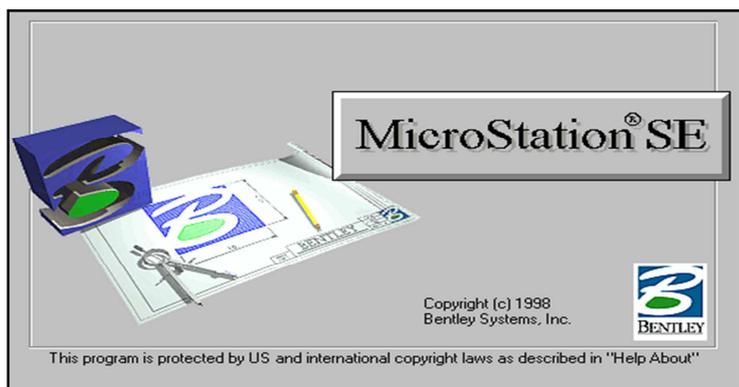


Figura 4.8 Herramienta MicroStation.

4.7 Modelo Depositacional

Elaboración del mapa de paleoambiente. La construcción del mapa de paleoambiente, se basó en la tendencia dada por la distribución regional de cada una de las diferentes electroforma en el yacimiento. Los patrones de comportamiento de las curvas de los registros de potencial espontaneo (SP) y gamma ray (GR), se asocian o están vinculadas a determinados depósitos sedimentarios los cuales están representados en una copia de una presentación realizada por PDVSA-INTEVEP. (Figura. 4.9).

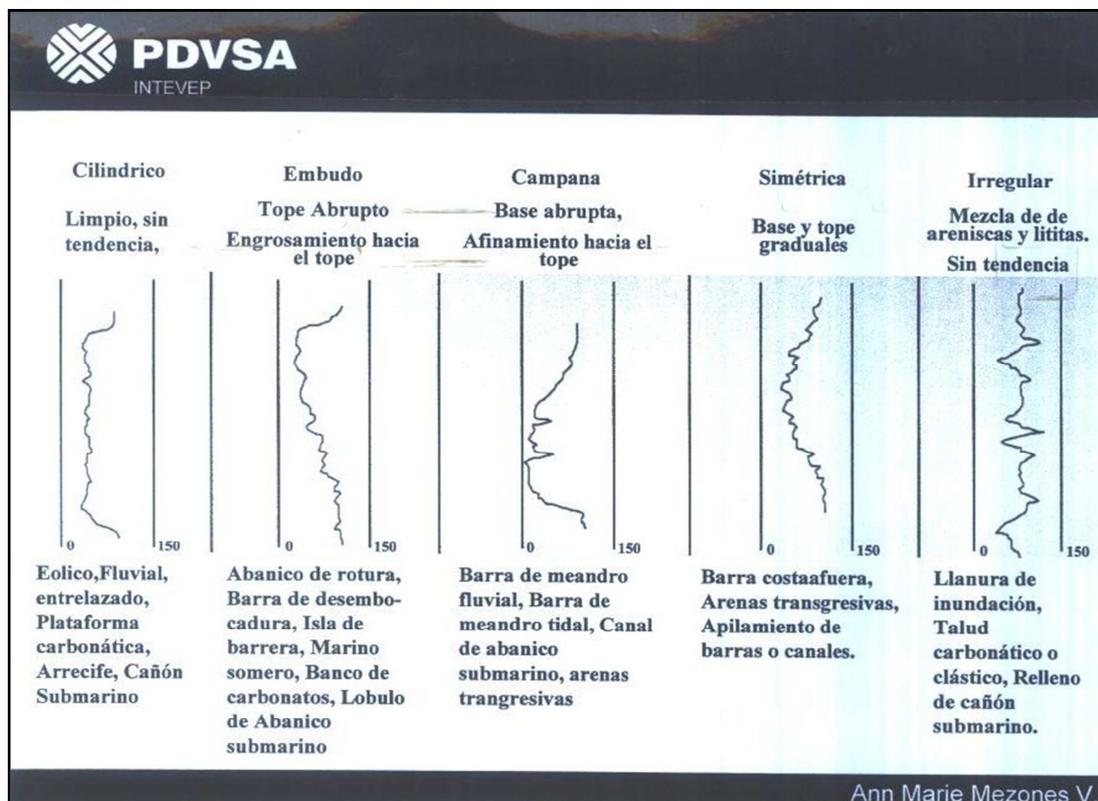


Figura 4.9 Representación de patrones de comportamiento de las curvas de los registro de Potencial Espontáneo (SP) (PDVSA INTEVEP).

En el mapa de paleoambiente se visualiza la respuesta electrográfica de la arena de interés, y se aprecia mejor su comportamiento a lo largo de su periodo de depositación, su geometría, extensión y las características de las variaciones presentes en todas las facies; además se contó con la información de las muestras de núcleo del pozo CI0074 se efectuó la descripción sedimentológica detallada que abarca una sección comprendida entre 2733 y 1840 , de la formación oficina conformada de base a topo por el miembro morichal, yabo. Jobo y Pílon y parte basal de la Formación Freites.

El análisis comparativo de las respuestas geofísicas, a través de un estudio de electrofacies, permitió integrar los intervalos sin núcleo a la interpretación paleoambiental de la secuencia. En general hay un predominio de litofacies arenosas, fundamentalmente de relleno de canales distributarios y algunas barras de desembocadura. Las intercalaciones de facies heterolíticas (lutaceo- arenosas) reflejan zonas de inundación, bahías y lagunas interdistributarias, en planicies costeras y zonas de mareas.

Esta última evidencia por las intercalaminaciones, onduladas y lenticular, de arena-arcilla y por un grado alto de bioturbación. La presencia de los icnofociles Ofimorfa y Teichichnus y el estilo de bioturbación observado, definen una asociación mixta de las icnofacies Skolitos – Cruziana, que es común en zonas entremareas. La sucesión paleoambiental definida refleja una sedimentación Fluvio-Deltaica en planicie baja, con algunos intervalos transicionales a marinos de zonas entremareas y algunas arenas de frente deltaico. Finalmente, se considera que para llegar a mayor precisión en cuanto a la paleoprofundidad y al significado ecológico de los intervalos lutaceos, es necesario realizar estudios palinológico y paleontológico. Este estudio fue realizado por Nicolas Gerardo Muños J. y Gustavo Flores Bello de S.A. Consultores.

4.8 Modelo Estocástico de Facies

La estratigrafía del área ha sido caracterizada por PDVSA como un ambiente fluvial con tendencia general transgresiva en las zonas inferiores y uno deltaico con tendencia general regresiva en las zonas superiores.

Se contó con curvas de litología en 248 pozos dentro del área de evaluación. Estas identifican las siguientes cuatro facies:

Cinturones de Canales
Planicies de Inundación
Barras de desembocadura
Abanicos y Diques

Las facies fluviales han sido asociadas a depósitos de relleno de canales fluviales, probablemente con patrones trenzados y/o meandriformes, de una zona de estuario interno o plano deltaico superior.

Se revisaron mapas de facies encontrados en las carpetas de información de la gerencia, fotos de núcleos de los pozos y un reporte técnicos elaborados en el área. La inspección visual de las fotos de los núcleos indica que la única ocurrencia de un evento de inundación máxima ocurre en el tope del miembro Morichal, representado por el miembro Yabo. Sin embargo, esto no es consistente con la interpretación de Exxon-Mobil, la cual interpreta 9 superficies de máxima inundación en el miembro Morichal.

Teniendo en cuenta que no se contaba con información de tamaño y longitud de objetos correspondientes a los cuerpos individuales de cada una de las facies, la herramienta de Indicadores se consideró más adecuada. Sin embargo, se hicieron varias corridas usando el modulo de Facies:Belts para modelar los 3 sub-ambientes de la estratigrafía de secuencias y el resultado se muestra en figura 4.10.

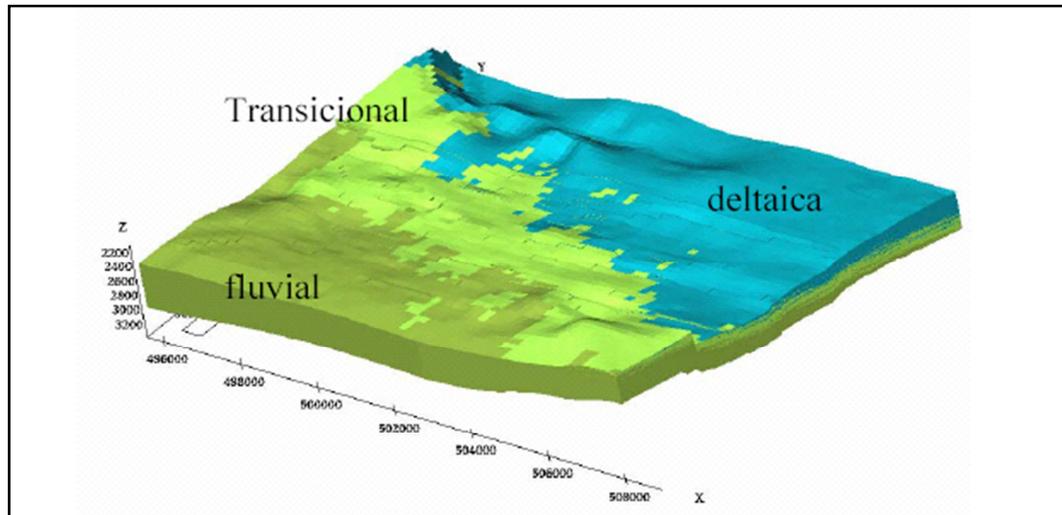


Figura 4.10. Facies: Belts para estratificación secuencial.

4.8.1 Procedimiento para elaborar un modelo de simulación

4.8.1.1 Indicadores: es una técnica de modelamiento estocástico de facies basada en pixeles. Este método reproduce las fracciones volumétricas, tendencias y continuidad definidas por variogramas. Este método asigna en cada celda un código de facies basado en probabilidades condicionales calculadas a partir de los datos de pozos y los parámetros definidos por el usuario, generando un parámetro discreto 3D de facies.

4.8.1.2 Las celdas: son simuladas en un orden aleatorio, su distribución de probabilidades es calculada y una muestra aleatoria es seleccionada. Para cada celda, el método busca valores de probabilidad conocidos o previamente estimados entre las celdas vecinas. Estos son usados para estimar el valor de probabilidad de la celda para cada facie usando la técnica de kriging con indicadores.

4.8.1.3 Modelos de variogramas: los indicadores deben ser suministrados para cada facie. Un variograma es una herramienta matemática usada para cuantificar la continuidad espacial de una variable. Estos se estiman a partir de las observaciones en los pozos e investigan su similitud en función de la distancia entre los puntos. Esta variabilidad se calcula como la varianza (suma de las diferencias al cuadrado entre los pares de observaciones dentro de cada rango de distancia de separación, dividido por el número de observaciones). Los indicadores de las facies toman el valor de uno si la facie presente es la que se está investigando y de cero para las facies restantes.

4.8.2 procedimiento de modelaje

4.8.2.1 Preparación

Definición del modelo geológico y las facies a ser modeladas.

Bloquear los pozos incluyendo el registro de facies.

Análisis de datos de pozos para determinar tendencias y direcciones aproximadas de máxima variabilidad usando variogramas.

4.8.2.2 Definición de la tarea

Escoger los datos de entrada (pozos bloqueados)

Definición de las facies a ser incluidas

Definición de datos de condicionamientos (pozos bloqueados y atributos sísmicos)

Definir las fracciones volumétricas, y opcionalmente sus tendencias para cada una de las facies.

Definición de los parámetros de los variogramas de indicadores.

4.8.2.3. Ejecución de la tarea

Ejecución desde el panel o desde el administrador de flujos de trabajos.

4.8.2.4. Control de calidad

Chequeo del parámetro de facies resultante.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

5.1 Revisión y validación de información

La elaboración de un modelo estratigráfico de la arena O-12 del Área J-20 de la Formación Oficina consistió en primera instancia con la revisión de la información relacionada con el área de estudio, así libros, manuales, informes técnicos y publicaciones para establecer las generalidades, marco teórico y la metodología necesaria para el cumplimiento de los objetivos pautados en este estudio.

Para el modelo estratigráfico se empleo el programa Petrel y Micro Statiton V.8, de manera que se siguieron los pasos y parámetros ilustrados en los manuales de los mismos, para justamente construir dicho modelo.

Una vez obtenida la información necesaria para el desarrollo del trabajo de investigación, se procedió a la elaboración de una base de datos en Excel con toda la información recaudada en las carpetas de pozos y Cabezal de los Registro del Campo Cerro Negro, Distrito Morichal, Estado Monagas. En las tablas 5.2 y 5.3, se muestran algunas de los datos usadas en la recolección de información en el cual se tomo en consideración la profundidad, máxima temperatura, resistividad y los topes y bases de la Arena de Interés(O-12), entre otras cualidades que presenta en las arenas en los registros. Las tablas completas se muestran en el apéndice A

Tabla 5.2 Datos de los cabezales de registro eléctricos.

POZO	HOYO	TIPO DE HOYO	PROFUNDIDAD MAXIMA		TEMPERATURA	RESISTIVIDADES
			PERFORADOR	REGISTRO	MAXIMA (°f)	RM @ TEMP, (ohmm @ °F)
CI 0001	CI 0001 1	OV	2845	2818	120	5,900 @ 99
CI 0001 1	CI 0001 2	RH	4470	4444	125	0,148
CI 0002	CI 0002	OV	2791	2791	121	3,5 @ 80
CI 0003	CI 0003	OV	2847	2840	130	4,0 @ 82
CI 0004	CI 0004 1	OV	2828	2810	130	4,0 @ 82
	CI 0004 2	OD	4291	4254	114	0,50 @ 114
CI 0005	CI 0005 1	OV	2843	2842	121	6,740 @ 94
	CI 0005 2	OD	2745	2745	121	6,740 @ 94
CI 0006	CI 0006	OV	2855	2820	130	2,2 @ 82
CI 0007	CI 0007	OV	2862	2858	130	2,2 @ 82
CI 0008	CI 0008	OV	2860	2857	115	3,140 @ 90
CI 0009	CI 0009 1	OV	2820	2812	121	3,5 @ 80
	CI 0009 2	RH	4358	4358	114	0,15

Tabla 5.3 Bases y topes de la arena O-12

HOYOS	TIPO DE HOYO	ARENA O-12	
		TOPE EN TVD (ft)	BASE EN TVD (ft)
CI 0001 1	OV	2470	2550
CI 0001 2	RH	2480	2550
CI 0002	OV	2510	2610
CI 0003	OV	2508	2616
CI 0004 1	OV	2496	2610
CI 0004 2	OD	NC	NC
CI 0005 1	OV	2500	2612
CI 0005 2	OD	NC	NC
CI 0006	OV	2522	2621
CI 0007	OV	2555	2644
CI 0008	OV	2555	2638
CI 0009 1	OV	2502	2601
CI 0009 2	RH	2500	2590

5.2 Modelo estratigráfico

Una vez recogida toda la información obligatoria para el desarrollo del modelo estratigráfico, procedimos a establecer el modelo estratigráfico del Área J-20 que presenta el Campo Cerro Negro con la arena de la Formación Oficina (O-12).

La columna estratigráfica correspondiente al miembro morichal de la Formación Oficina en el área de Cerro Negro esta constituida por un conjunto de unidades estratigráfica que de base a tope están dispuestas de la siguiente manera: Basamento, Unidad O-15, Unidad O-14, Unidad O-13, Unidad O-12, Unidad O-11.

Para la realización de nuestro estudio se consideró la unidad O-12 ya que es la unidad donde no se ha realizado perforaciones horizontalmente que actualmente se aplica en PDVSA. Se procedió a correlacionar cada uno de los pozos del área de

estudio primero en físico para luego pasarlo a la parte digital en el programa petrel con la finalidad de observar con mayor detalle la litología de la arena y aplicar las simulaciones de los ambientes de depositación.

En la figura 5.1 se muestra el área objeto de estudio en la cual se realizaron los perfiles correspondientes a la explicación que se realizará más adelante donde se cargó LAS y SURVEY y la información de las correlaciones en físico y en las bases de datos para proceder a correlaciones en el programa petrel.

Esta correlación estratigráfica permitió determinar los topes y espesores de arena neta para cada intervalo y la unidad correspondientes a los pozos estudiados. De la misma manera se identificó el evento de acuñaamiento de la unidad O-12 correspondientes a la columna geológica de los pozos a medida que se desplazaba la correlación en dirección hacia el sur-este, originando la desaparición y adelgazamiento gradual de los estratos, encontrándolos así más cercanos a la superficie, describiendo un efecto de acuñaamiento estratigráfico.

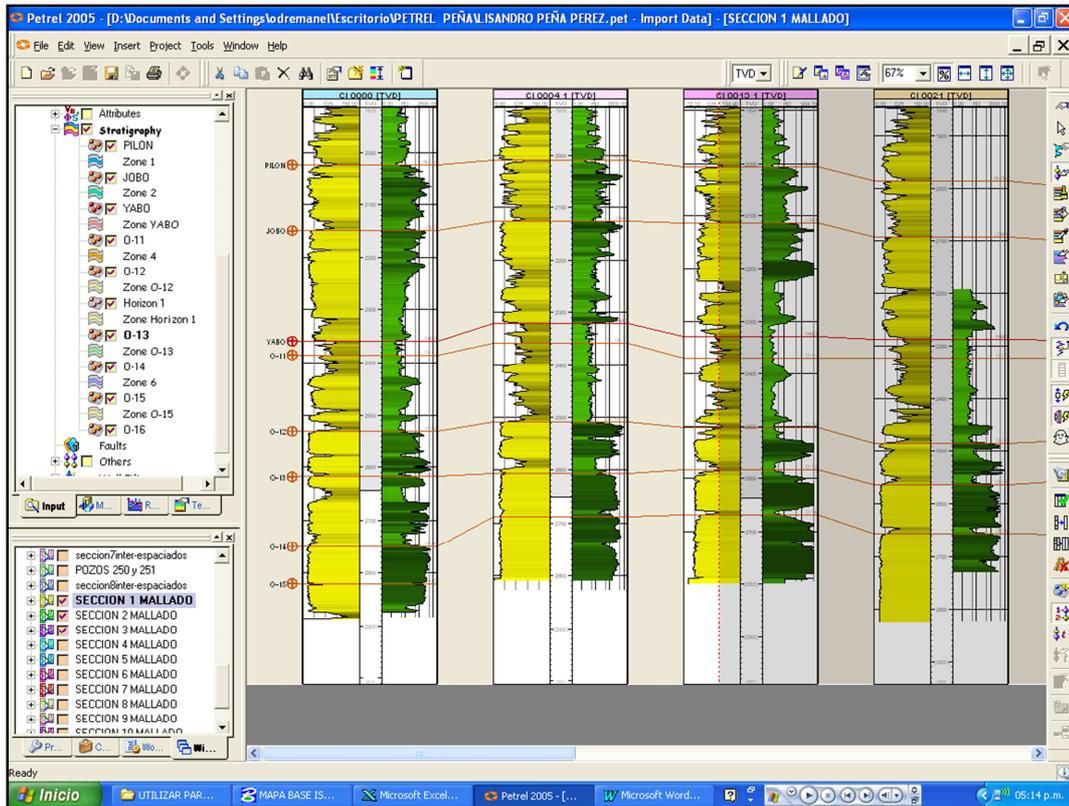


Figura 5.1 Programa Petrel.

5.2.1 Identificación de marcadores estratigráficos

En el área de estudio se identificó el Miembro Yabo como el marcador estratigráfico por excelencia, el cual está representado por un intervalo predominantemente lutítico que separa a los miembros Jobo y Morichal correspondiente a la Formación Oficina.

Este intervalo lutítico se utilizó como datum de referencia para la elaboración de las secciones estratigráficas y corresponde a una superficie de máxima inundación (MFS) del área.

5.2.2 Correlación de pozos

Para la elaboración de las secciones estratigráficas de las doce (12) realizadas se interpretaron cuatro (4) consideradas las más adecuadas para apreciar la continuidad lateral de la arena, de los cuales dos (2) perfiles. Fueron longitudinales para observar las variaciones y conectividad de las arenas en los pozos a lo largo del campo, y las otras dos (2) secciones o perfiles correspondieron a los transversales para igualmente presenciar las variaciones y conectividad. La orientación de dichas secciones estuvo sujeta a la continuidad lineal de los pozos en estudio donde las secciones estratigráficas longitudinales tienen dirección Noroeste- Sureste y las secciones estratigráficas transversales tienen dirección Noreste- Suroeste.

Las secciones estratigráficas se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

5.2.2.1 Sección estratigráfica A-A': la primera sección estratigráfica esta conformada por los pozos CI0088, CI0004, CI0013, CI0021, CI0027, CI0039, CI0041, CI0063, CI0220, CI0216, COB0009E, CI0223, CI0230, CN0035. En dirección NW-SE perpendicular a la dirección de sedimentación en la cual se observó un conjunto de facies de canales entrelazados conectados entre sí. En ella se puede observar la Depositación de diferentes facies a nivel de la Arena O-12. El mayor espesor total de la unidad O-12 lo presentan los pozos más cercanos al Noroeste del campo, presentando una disminución gradual de dichos espesores en los pozos encontrados hacia el Sureste del área de estudio. El mayor espesor de arena neta petrolífera (ANP) corresponde al pozo CI0004 con un valor de 50' y el menor se evidencia en el pozo CN0035 con un valor de 35' aproximadamente. En las figuras 5.2 y 5.3 se muestran la correlación lateral de la arena de interés donde sobre salta la imagen y la ubicación en el mapa base.

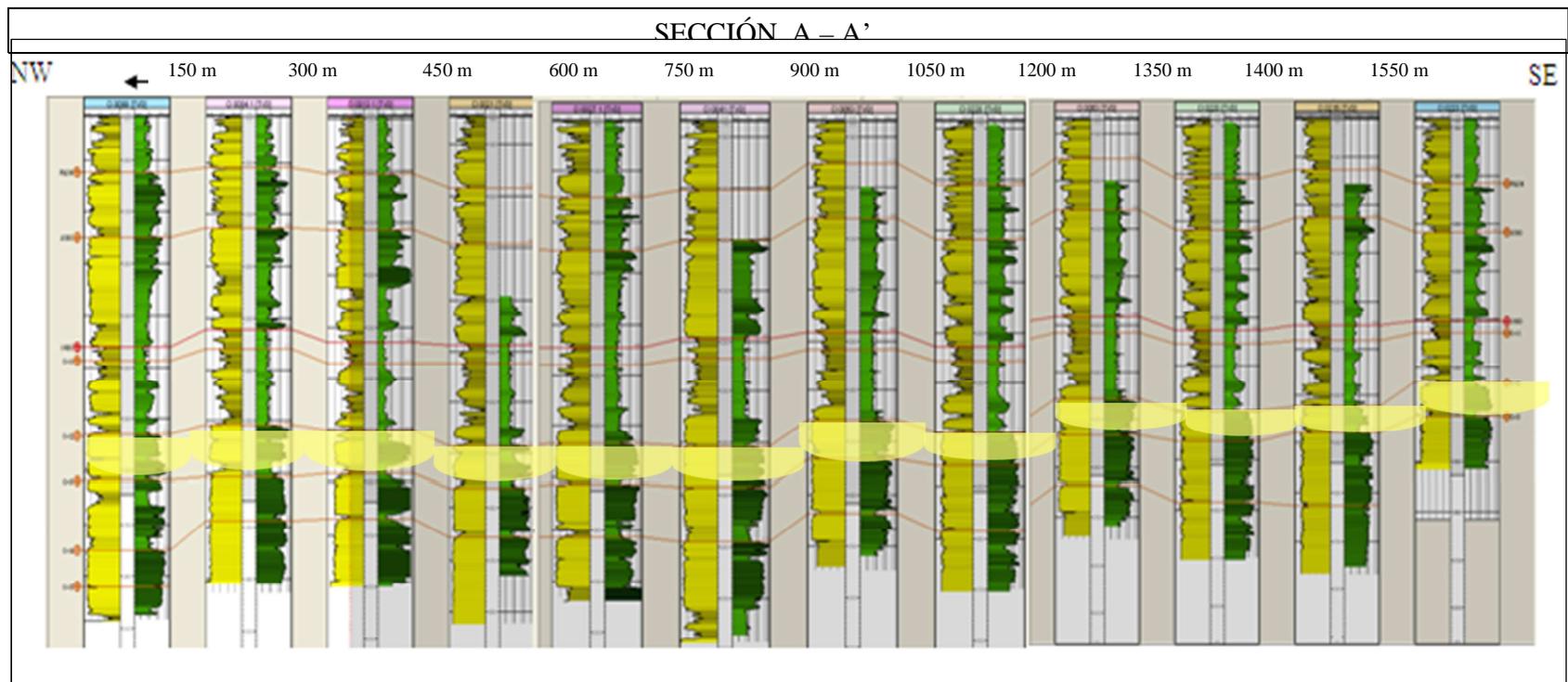


Figura5.2 Secciones estratigráfica A – A'.

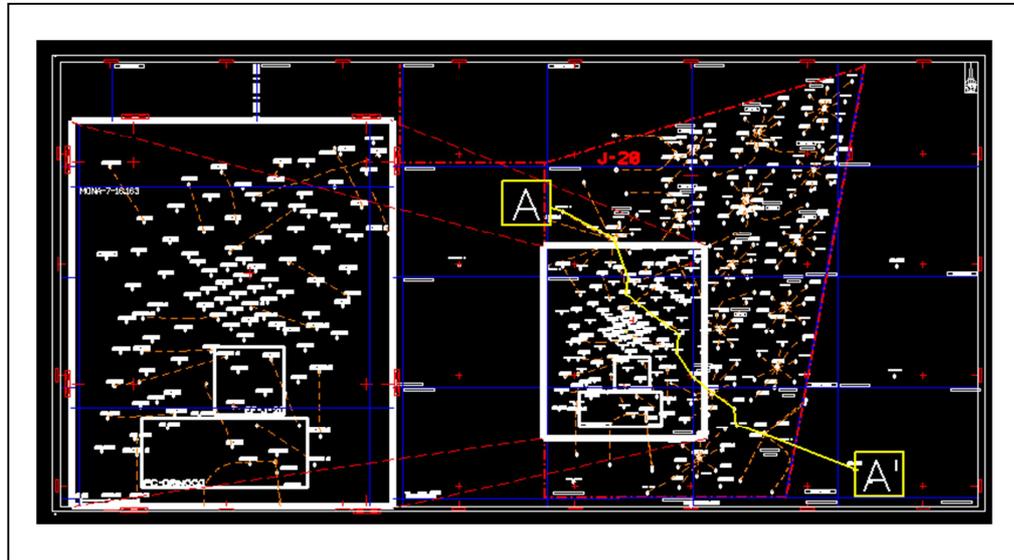


Figura 5.3 Ubicación de la sección estratigráfica A – A’.

5.2.2.2 Sección estratigráfica B- B': la segunda sección estratigráfica ésta conformada por los pozos: CI0148, CI0139, CI0172, CI0250, CI0158, CI0156, CI0162, CI0247, CI0134, CI0124, CI0142, CN0042. Se trazo paralela a la sección uno (1) tiene dirección NW-SE perpendicular a la dirección de sedimentación y esta mas al norte con respecto al mapa del área de estudio (J-20). Se puede observar un buen desarrollo de las arenas con espesores variables de arena neta petrolífera (ANP) comprendidos entre 60' y 45'. El mayor valor pertenece al pozo CI0250 y el menor al pozo CI0134. Los topos de la unidad O-12 tienen profundidades relativamente similares por lo que en dicha sección no se observa el efecto de acuñamiento estratigráfico. Las respuestas eléctricas predominantes de casi todos los pozos corresponden a facies de canales entrelazados asociados a un ambiente de tipo fluvial. En las figuras 5.4 y 5.5 se muestran la sección estratigráfica y el área donde se ubica en el mapa base.



Figura 5.5 Ubicación de la sección estratigráfica B – B’.

5.2.2.3 Sección estratigráfica C-C’: esta tercera sección esta conformada por los pozos: CI0235, CI0234, CI0144, CI0139, CI0155, CI0175, CI0166, CI0168, CI0185, CI0174, CI0176 se trazó perpendicular a la sección uno (1) con dirección NE-SW y transversal a la dirección de sedimentación y mas al norte con respecto al mapa base del área de estudio (J-20) sus características geológica son similares a las secciones estratigráfica anteriormente descrita, se observan cuerpos arenosos muy bien desarrollados y otros desarrollado, hay una pequeña degradación lateral de las arenas con espesores de arena neta petrolífera (ANP) de 30’ correspondiente al pozo CI0166 el cual representa el mayor valor. El menor valor de arena neta petrolífera (ANP) se observa en el pozo CI0175 con aproximadamente 25’ de espesor. Se evidencia profundidades similares en los intervalos estudiados anteriormente. Las electroformas identificadas describen un ambiente de tipo fluvial con predominio de facies de canales entrelazados delimitado por facies de barras En la figura 5.6y 5.7 se muestra la sección estratigráfica y su ubicación en el mapa base del área de estudio (J-20)

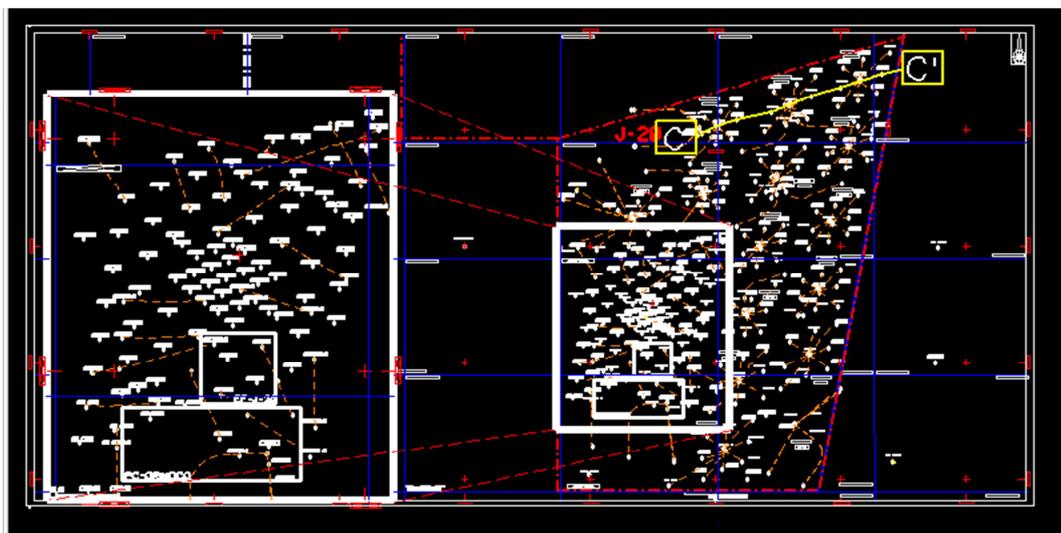


Figura 5.7 Ubicación de la sección estratigráfica en el mapa base de estudio (J-20).

5.2.2.4 Sección estratigráfica D-D': esta cuarta sección estratigráfica esta conformada por los pozos: CO0001, CI0068, CI0084, CI0069, CI0066, CI0065, CI0064, CI0063, CI0102, CI0122, CI0103, CI0100, CI0117 se trazo paralela a la sección estratigráfica tres (3) con dirección NE- SW y está mas hacia el sur con respecto al mapa base del área de estudio (J-20). Sus características geológicas son similares a las secciones estratigráficas anteriormente descritas. Al principio de la sección se observa cuerpos de arena poco desarrollado y lateralmente mas desarrollado con espesores de arena neta petrolífera (ANP) menores a 65' que corresponde al pozo CI0103 y mayor espesor de arena neta petrolífera (ANP) al pozo CI0069. También se presenta una coalescencia de la arena en los pozos: CI0102, CI0122. Se evidencia profundidades similares en los intervalos estudiados anteriormente. Las electroformas identificadas describen un ambiente de tipo fluvial con predominio de facies de canales entrelazados delimitado por barras de desembocadura. En las figuras 5.8y 5.9.

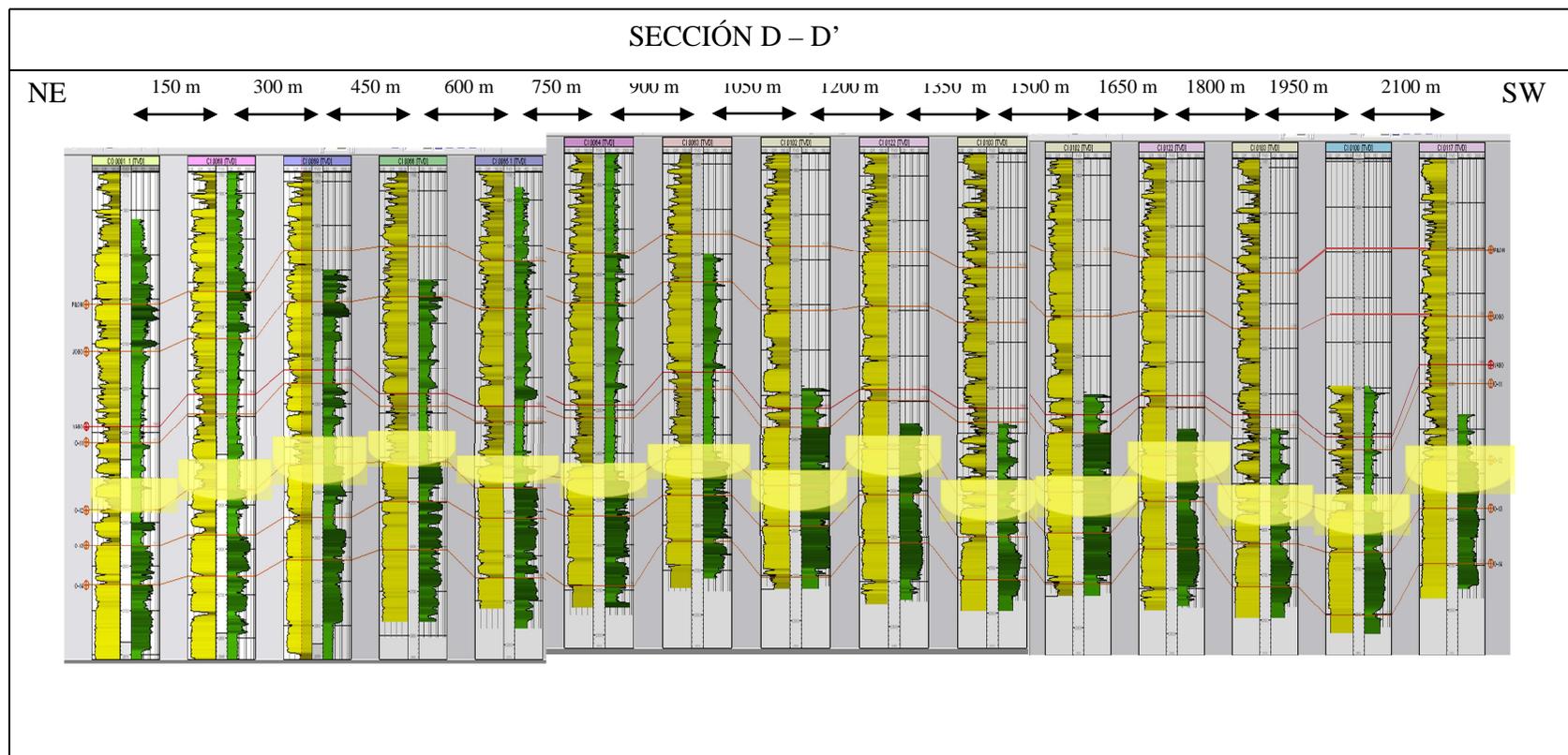


Figura 5.8 Secciones estratigráficas D - D'.

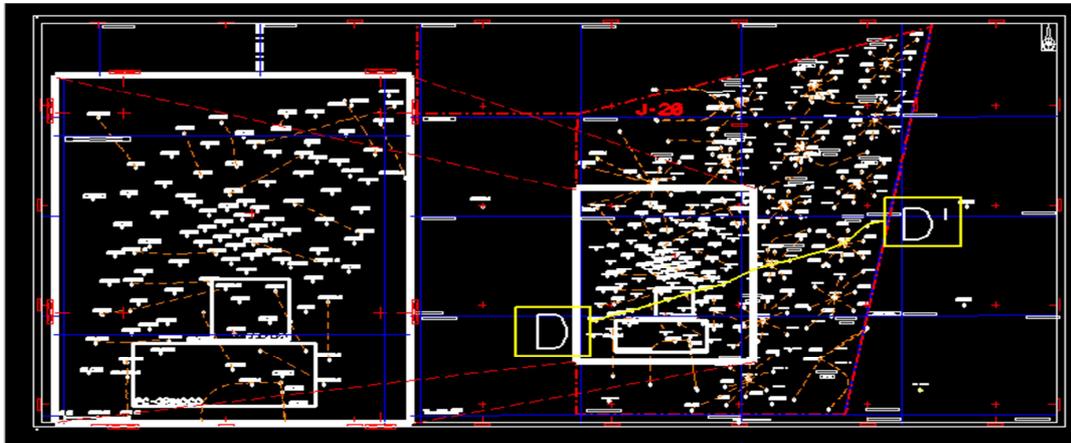


Figura 5.9 Ubicación de la sección estratigráfica en el área de estudio

5.3 Mapa de Electroforma

Se logro a partir de la integración de los datos aportados por los registros eléctricos correspondientes a los pozos pertenecientes al área de estudio (J-20) utilizando como datos las curvas eléctricas de Gamma Ray solo el intervalo de estudio (arena O-12) reducidas a un 25% y colocadas en cada pozo del área que luego paso hacer digitalizado con la finalidad de interpretar cada electroforma y pasar al modelo depositacional. En la Figura 5.10 se muestra el mapa obtenido.

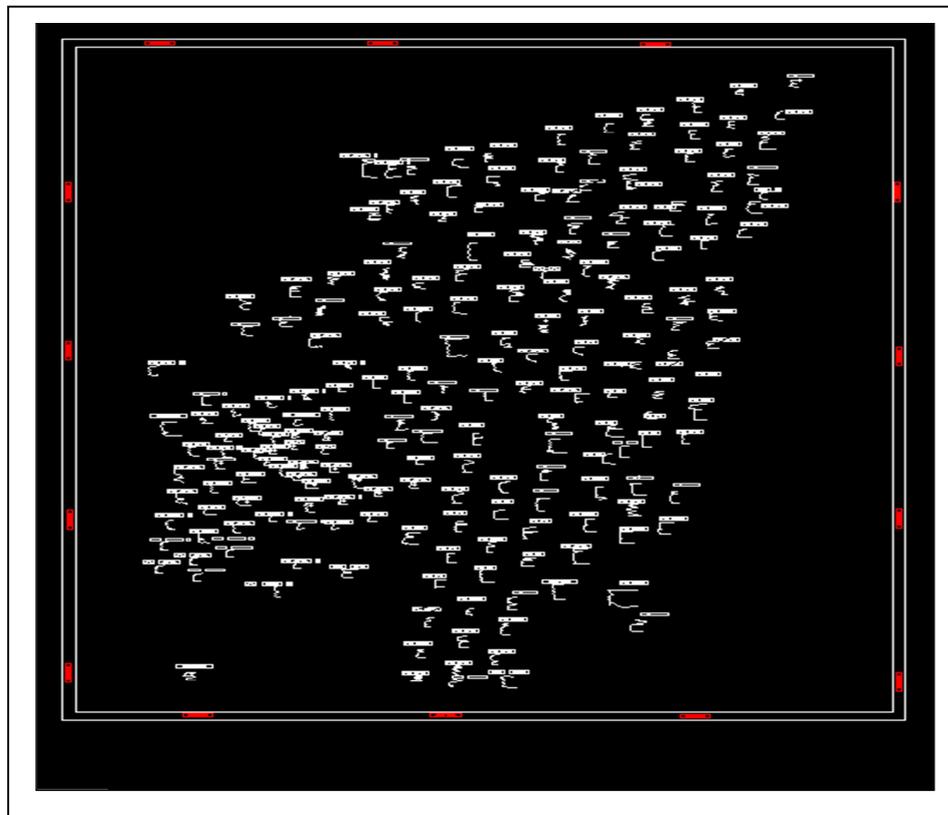


Figura 5.10 Mapa de Electroforma

5.4 Modelo depositacional

El modelo depositacional se logró a partir de la integración de los datos aportados por la interpretación de las electroformas identificadas por los registros eléctricos correspondientes a los pozos presentes en el área de estudio (J-20).

Es importante señalar que el modelo depositacional está soportado por una interpretación basada en correlación de tipo informal, utilizando como dato de entrada los registros de pozos Gamma Ray y Potencial Espontáneo (GR,SP). El modelo propuesto en este trabajo contó con la información del núcleo del pozo CI 0074 para así reforzar la interpretación depositacional ó sedimentológica en el área.

En este estudio se interpretó desde el punto de vista sedimentológico el Miembro Morichal de la Formación Oficina del Campo Cerro Negro tomando en consideración la unidad O-12.

5.4.1 Análisis de las electroformas y definición de ambientes sedimentario

La unidad ó intervalo litoestratigrafico O-12 del Miembro Morichal de la Formación Oficina se caracteriza por presentar respuestas eléctricas de forma cilíndricas esto representa un cuerpo arenoso en el cual su tamaño de grano es uniforme, de igual manera se observan respuestas en forma triangular positiva (campana) que indican un cuerpo arenoso con variación del tamaño de grano, que va de grueso en la base a fino en el tope y están asociadas a una corriente de energía decreciente tales como canales aluviales y canales de marea. Estas respuestas representan canales de espesores considerables dando lugar a un apilamiento vertical de cinturones de canales. En menor cantidad se observan respuestas en forma triangular negativa (embudo) que se identifican como cuerpos arenosos granocrecientes de la base al tope, lo cual se asocia al aumento de energía fluvial dando origen a barras de canales correspondientes en su gran mayoría a facies de canales entrelazados, y con presencia de cuellos lutíticos o cuerpos arcillosos que llegan a alcanzar de 20' a 30' de espesor asociados a facies de llanura de inundación, describiendo un ambiente de tipo fluvial con influencia deltaica, característica que se distingue por las respuestas de las electroformas en las arenas ó intervalos superiores del Miembro Morichal.

González de Juana et al. (1980) y Méndez (1985), consideran que la Formación Oficina se deposito en un inmenso y complejo ambiente fluvio-deltaico donde son comunes las arenas lenticulares y de rellenos de ríos.

5.4.2 Elaboración del mapa de paleo ambiente

Una vez culminada la interpretación de las respuestas de las electroformas de los pozos en el área de estudio, se procedió a la elaboración del mapa de paleoambiental con la información correspondiente a las facies de canales entrelazados, facies de barras de canal y facies de llanuras de inundación previamente discretizadas en los registros correspondientes en las cuales se distribuyeron las facies interpretadas en cada registro y se mostró la existencia de un ambiente de tipo fluvial con predominio de facies de canales entrelazados, al igual que se observó la presencia de facies correspondientes a barras de canal y llanura de inundación. La dirección de sedimentación o depositación esta orientada hacia el Noreste-Suroeste. (En la figura 5.11 se muestra el mapa de paleoambiental y a mayor escala en el Anexo 2).

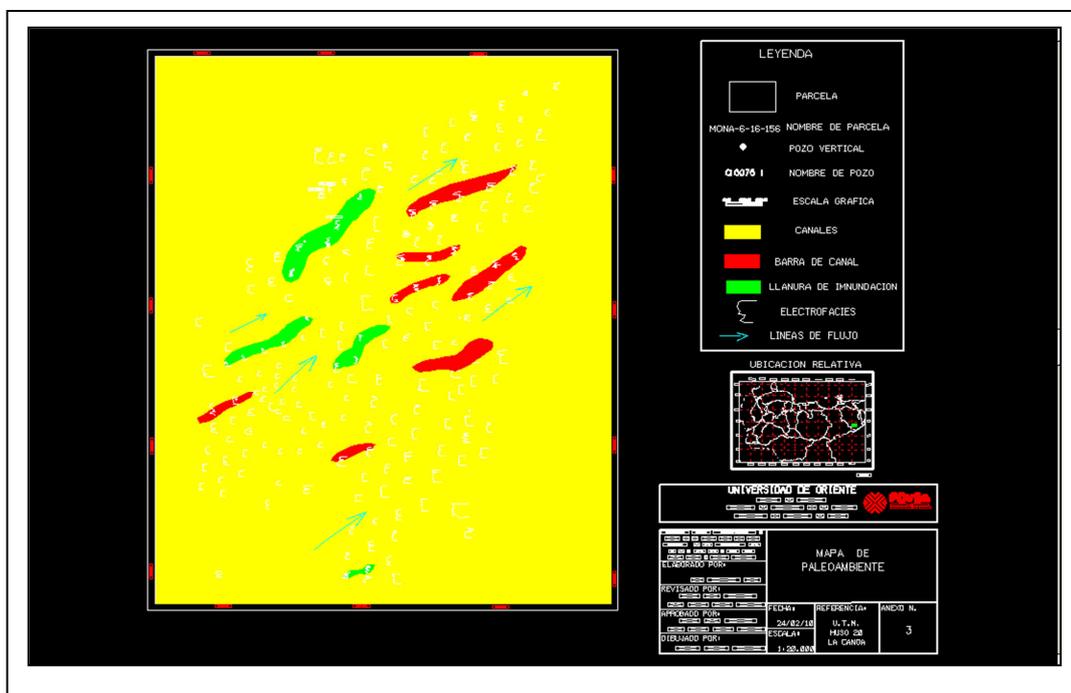


Figura 5.11 Mapa de Paleambiente.

5.4.3 Modelo de Simulación Estocástico de Facies

Para la realización de la simulación se utilizaron 100 pozos, de los cuales 97 contienen información de litología, que fue utilizada en el condicionamiento durante la simulación de las facies. Se conto con el análisis estadístico de los pozos que permitió determinar las fracciones volumétricas de cada una de las facies observadas en los pozos. Las facies más comunes en el yacimiento son la de cinturones de canales ó canales entrelazados con un volumen porcentual de 50% y planicies de inundación con 10.2% y las barras de canal con 38% las proporciones verticales indicaron que las zonas con mayor contenido de canales son: (MO6, MO7, que conforman la unidad O-12) y (MO8 y MO9 que la conforman la unidad O-13) del Miembro Morichal con proporciones mayores al 70%. En la figura 5.12 se muestran estas distribuciones y las tendencias de distribución vertical usada en el modelamiento.

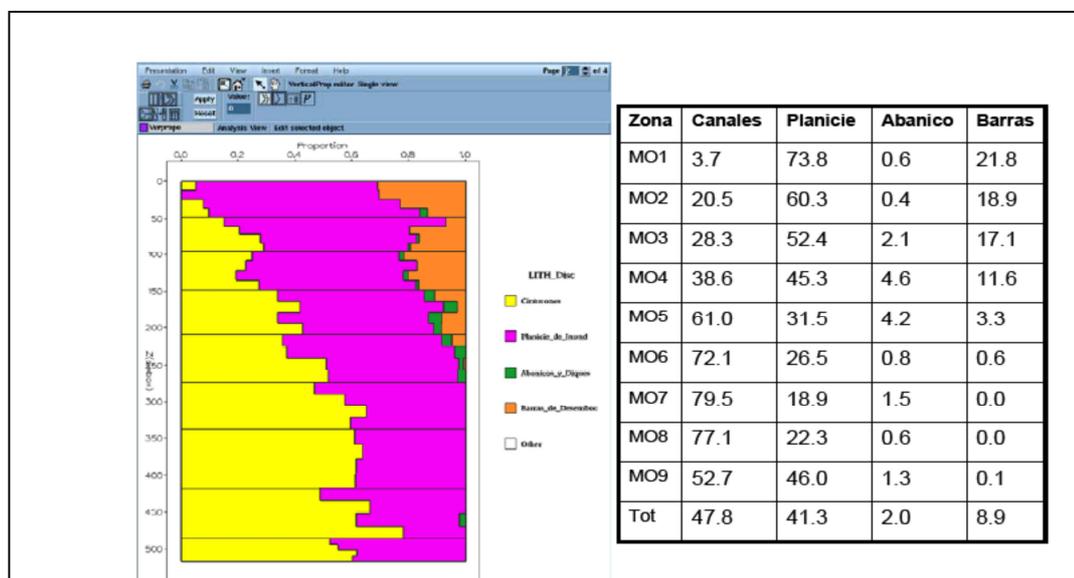


Figura 5.12 Curva de Proporciones Verticales para las cuatro 4 Facies en el Área J-20.

Se construyeron los variogramas de indicadores y se ajustaron a la información de facies observadas en los pozos. Los conos de búsqueda de cada facies requeridos para este proceso fueron establecidos teniendo en cuenta las dimensiones del área de evaluación, espaciamiento de pozos, y la orientación preferencial de las facies. En el caso de los Canales y las de Abanicos y Diques se definió una orientación Norte-Sur, y para las barras de desembocadura una orientación Este-Oeste.

Se corrió la simulación de facies utilizando la tendencia de distribución vertical de facies y los variogramas de indicadores y se obtuvo el parámetro 3D de facies ajustado a las observaciones de los pozos. La figura 5.13 presenta una vista de planta y un corte transversal de este parámetro.

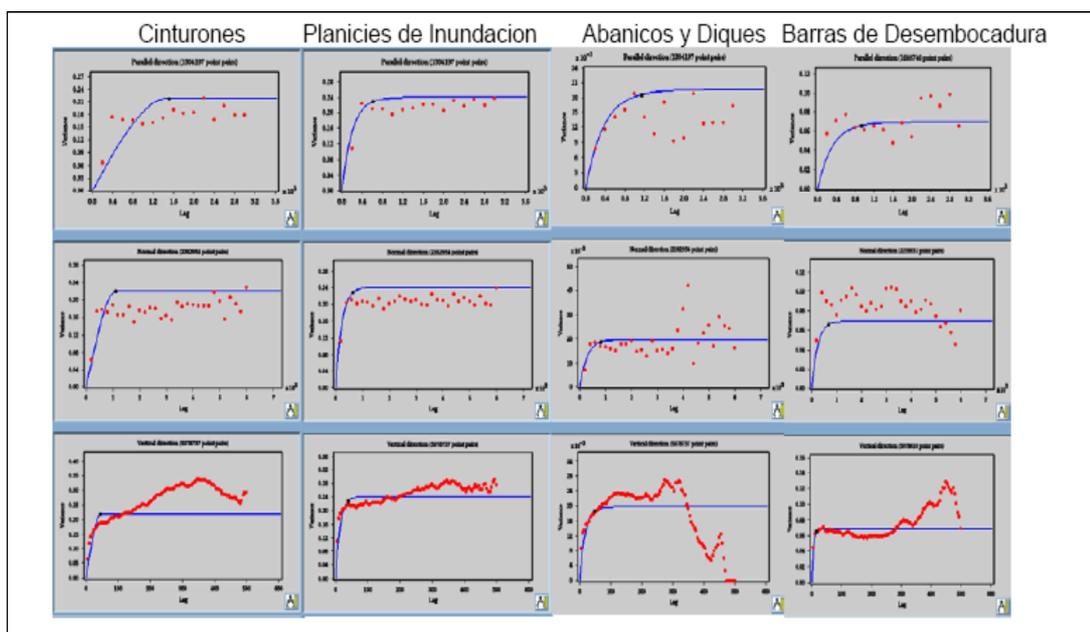


Figura 5.13 Variograma para cada una de las facies

5.4.4 Verificación de la Información

Se constató que la distribución estadística de los resultados fuese similar a la información original proveniente de los pozos, y que el parámetro 3D de facies estuviera de acuerdo con la información observada por los pozos. Las figuras 5.14 y 5.15 muestran ejemplos de esta revisión. Para llevar a cabo esta comparación fue necesario muestrear la información del parámetro 3D a lo largo de la trayectoria de los pozos, y esta información se comparó con la original proveniente de registros eléctricos. Al final se concluyó que la calidad del resultado de distribución de facies es bastante confiable. Figura 5.15 muestra la comparación entre las fracciones volumétricas originales (Del orden de 50% para Canales y algo más de 40% para Planicies y Barras), contra los resultados generados con la simulación estocástica.

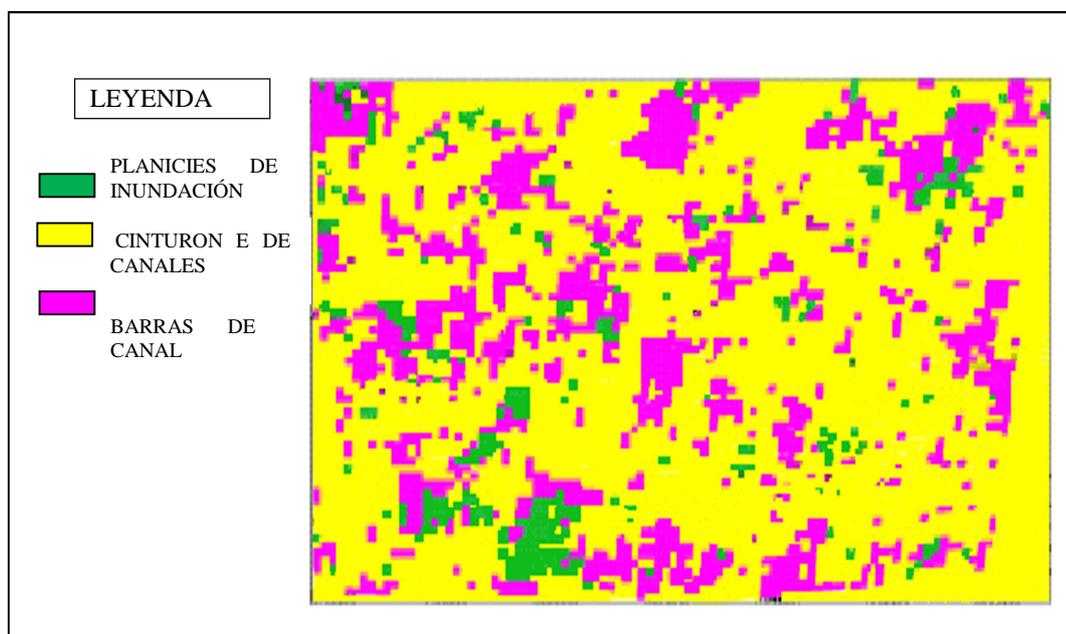


Figura 5.14 Simulación estocástica

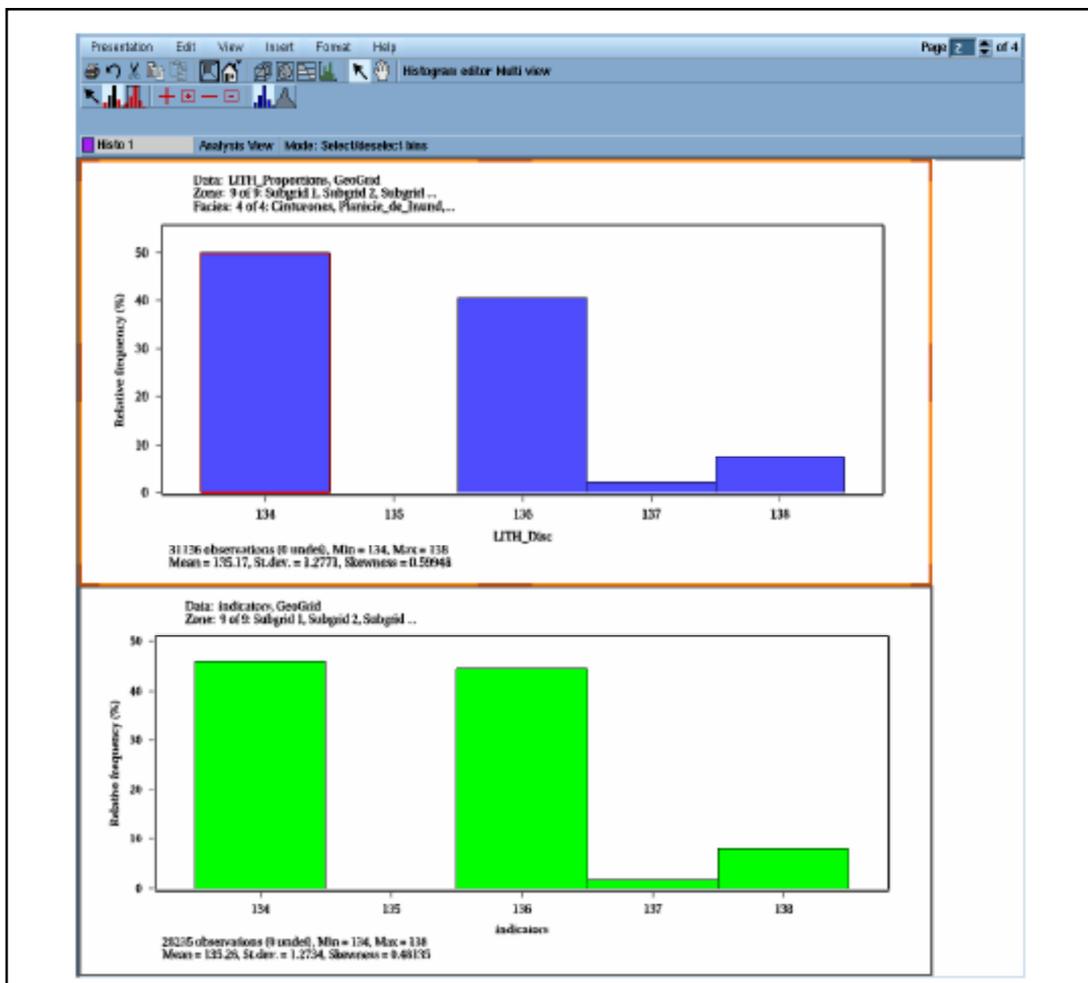


Figura 5.15. Comparación entre proporciones de Facies originales y simuladas

La figura 5.16 también compara datos originales con simulados. En la parte izquierda se presenta el registro de Facies original y en la parte derecha el resultado de la simulación, todo eso en la locacion del pozo CN-195. Como se puede fácilmente observar, las dos curvas son casi idénticas, ya que al condicionar la simulación a la información de pozos Irap-RMS se encarga de respetar dicha información y mantener los datos originales.

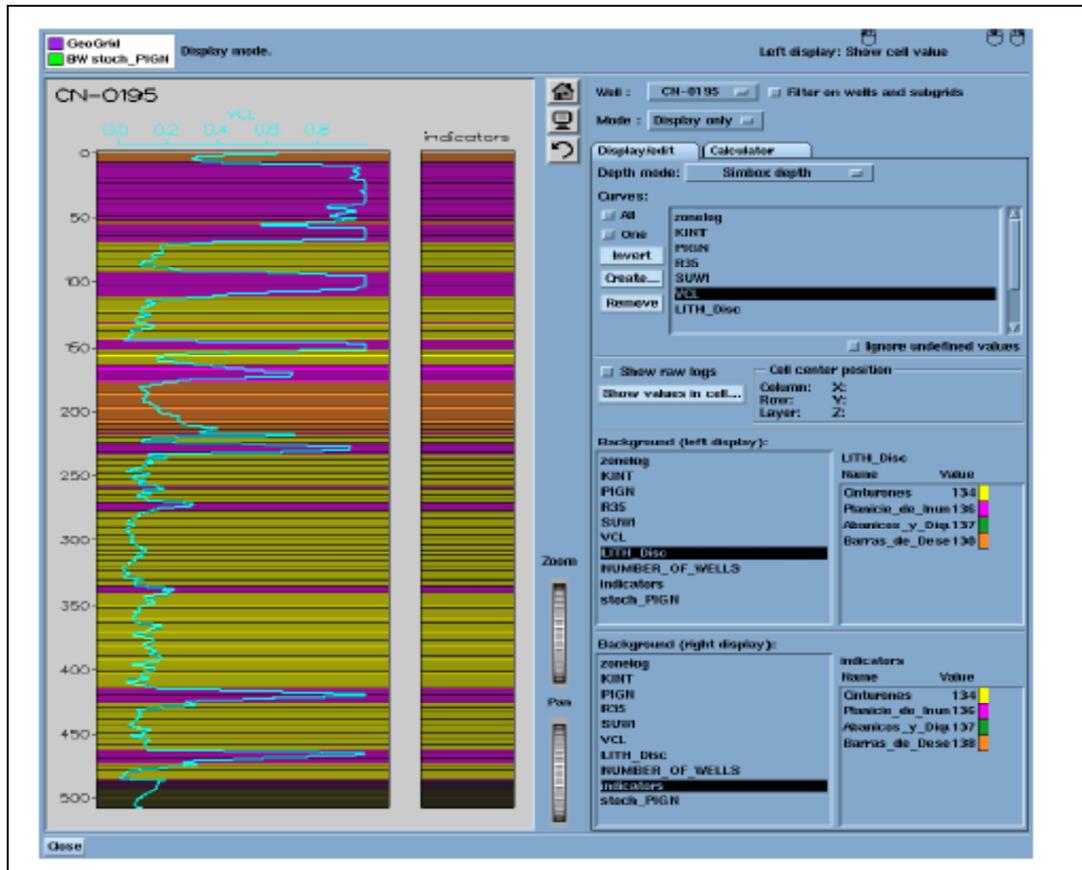


Figura 5.16. Comparación de resultados, para el parámetro discreto facies.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- ✓ El área presenta un acuñaamiento de la unidad litoestratigrafica O-12 hacia el Sureste, disminuyendo gradualmente el espesor de la Arena y encontrándola mas cercana a la superficie.
- ✓ La correlación permitió detectar que la arena O-12, es una de las unidades de los yacimientos del Campo Cerro Negro mas propespectivas sobre todo por que ha sido explotada con menor medida que el resto da las arenas.
- ✓ Se aprecia un solo canal de grandes dimensiones producto de sistemas de canales apilados debido a la avulsión del canal a lo largo de su ciclo de vida.
- ✓ El modelo depositacional para la arena O-12 que conforma el Miembro Morichal del Campo Cerro Negro corresponde a un ambiente de tipo Fluvial mostrando facies de canales entrelazados delimitados por facies correspondiente a Barras de desembocadura y llanuras de Inundación, según lo interpretado en las Electroformas y lo que se muestra en el Mapa de Paleoambiente.
- ✓ El modelo de Simulación Estocástica muestra una buena prospectividad en la arena O-12 la cual puede ser perforada de forma Horizontal.

Recomendaciones

- ✓ Se recomienda a la gerencia de yacimiento a la búsqueda de nuevos pozos para la toma de núcleos, en el área J-20 para de ésta manera validar el modelo depositacional generado.

- ✓ Desglosar la producción de los pozos por arena para así obtener una base de datos individual de la producción acumulada para cada nivel.

- ✓ Verificar tanto los datos obtenidos al momento de la perforación (en campo) como los datos cargados en las herramientas digitales, ya que muchos de estos difieren de la realidad

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/5

Título	PROPUESTA DE UN MODELO ESTRATIGRAFICO A NIVEL DE LA ARENA O-12 DE LA FORMACIÓN OFICINA DE LOS YACIMIENTOS OFIM CN 42 OFIM CNX 3, AREA J-20 PERTENECIENTES AL CAMPO CERRO NEGRO – BLOQUE CARABOBO – FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO DEL DISTRITO MORICHAL, ESTADO MONAGAS, VENEZUELA.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
PEÑA P. LISANDRO E.	CVLAC	17.210.218
	e-mail	Lisandro_846@hotmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Modelo Estratigrafico
Formación Oficina
Yacimientos
Campo Cerro Negro
Faja Petrolifera

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/5

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Gonzalez Simon	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
Monteverde Francisco	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
Sandoval Berenice	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	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
2010	10	11

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/5

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Tesis-Propuesta de un modelo estratigráfico a nivel de la arena.doc	Aplication/msword

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: _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo: **GEOLOGO**

Nivel Asociado con el Trabajo: **Pregrado**

Área de Estudio: **Departamento de Geología**

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado: **Universidad** **de** **Oriente**

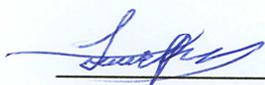
Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/5

Derechos:

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado

**“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la
Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros
fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,
quien lo participara al Consejo Universitario”**

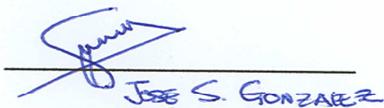
Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuido. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardando al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o la Universidad de Oriente que pudieran derivarse de patentes comerciales e industriales.



AUTOR 1

AUTOR 2

AUTOR 3

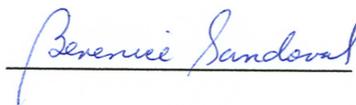


TUTOR

AUTOR 4



JURADO 1



JURADO 2

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS:

