

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



**INTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DEL NIVEL
ESTRATIGRÁFICO U2I PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN
MEREURE, CAMPO CARIÑA, DISTRITO SAN TOME,
DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO,
ESTADO ANZOÁTEGUI.**

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR EL BACHILLER
ERASTO JIMENEZ PARA
OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, MAYO 2018



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

ACTA DE APROBACIÓN

Este Trabajo de Grado, titulado **INTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DEL NIVEL ESTRATIGRÁFICO U2I PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN MERECURE, CAMPO CARIÑA, DISTRITO SAN TOME, DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, ESTADO ANZOÁTEGUL**, presentado por el bachiller **Erasto Jiménez**, cédula de identidad N° **24.193.985**, como requisito parcial para optar por el título de **INGENIERO GEÓLOGO**, ha sido **APROBADO**, de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre:

Javier Ramos

(Asesor)

José González

(Jurado)

Francisco Monteverde

(Jurado)

Prof. Javier Ramos Madrid
Jefe de Departamento
Ingeniería Geológica

Firma:

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
Prof. Francisco Monteverde
Director de Escuela
Ciencias de la Tierra

Ciudad Bolívar, _____ de _____ del 2018.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por todo el apoyo dado, brindarme educación, disciplina, cariño y respeto; gracias por todos los consejos dados los cuales han sido de vital importancia en mi trayecto de vida.

A mi casa de estudios, la Universidad de Oriente por darme la oportunidad de crecer académicamente. A mi tutor académico Javier Ramos por todo el apoyo dado en este proyecto y a mis compañeros que a pesar de la distancia siempre estuvieron pendientes del progreso de este.

A la empresa PDVSA Distrito San Tomé por abrirme las puertas para realizar este trabajo. A mi tutor industrial, Eudis Alcalá por ser participante en este trabajo y por prestarme su apoyo y sus conocimientos en la realización del mismo, así como también al Ing. José Fuentes por su ayuda con algunos softwares, a cada uno de los que conforman la unidad de yacimiento Extrapesado por estar siempre ahí ante cualquier duda académica y sobre todo por brindarme su amistad.

Por último, pero sin ser menos importante, quiero agradecer a la Sr Luz Torreyes a Eudis Alcalá por su confianza y la oportunidad de entrar a PDVSA.

RESUMEN

Este estudio se realizó en la Superintendencia de Yacimientos Extrapesado del Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui. Su objetivo fundamental es realizar una Interpretación geológica del nivel “U2I” perteneciente a la Formación Merecure del Campo Cariña perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco. Para lograr este objetivo se inició con una búsqueda y recopilación de información, posterior a ello y como paso más importante, que involucra la validez del trabajo se realizó la correlación de registros de pozos posterior a esto se procedió a realizar los modelos sedimentológico, estratigráfico, además del análisis estructural, y la evaluación petrofísica, para así construir e interpretar el modelo geológico, además de esto se determinaron las reservas de los yacimientos que integran el nivel estratigráfico en estudio. De la correlación de los 226 pozos se apreció la variación de los espesores de arena neta y la coalescencia entre los niveles U2I y U3S al noroeste del campo. Con la elaboración del análisis de las electroformas y el resultado del informe de núcleo se determinó que el ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial con canales entrelazados el cual se ve caracterizado por la abundancia de canales que bifurcan y convergen alrededor de barras fluviales. Las secciones estratigráficas nos permitieron validar el comportamiento de las electrofacies presentes en el mapa de ambiente, su relación vertical con los elementos suprayacentes e infrayacentes de la parasecuencia y la continuidad lateral del cuerpo sedimentario. Por medio de las secciones estructurales se validaron las fallas interpretadas por PDVSA Estudios Integrados Puerto la Cruz, la estructura del área que corresponde a un homoclinal fallado de buzamiento suave hacia el Noreste. De la evaluación petrofísica se determinó que los valores promedios para la arena “U2I” son de un volumen de arcilla de 8.16% (0,08); una porosidad efectiva de 28.83% (0,28); una saturación de agua de 16.5% (0,16); y una permeabilidad de 4472 mD. El POES obtenido para el campo Cariña es de 1523MMBN.

CONTENIDO

	Pagina
HOJA DE APROBACIÓN	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
CONTENIDO	v
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	ix
LISTA DE APÉNDICE	x
LISTA DE ANEXOS	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Objetivos de la investigación	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 Justificación de la investigación.....	4
1.4 Alcance de la investigación.....	5
1.5 Limitaciones de la investigación.....	5
CAPÍTULO II	6
GENERALIDADES	6
2.1 Ubicación Geográfica.....	6
2.2 Características físicas y naturales.....	7
2.2.1 Geomorfología	7
2.2.2 Vegetación	7
2.2.3 Drenaje	7
2.2.4 Clima.....	8
2.3 Geología regional y local	8
2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela.....	8
2.3.2 Faja Petrolífera del Orinoco.....	10
2.3.3 Columna sedimentaria de la Faja Petrolífera del Orinoco	13
2.3.4 Formación Merecure	15
2.4. Descripción del campo Cariña	16
2.5. Secuencia sedimentaria del Campo Cariña	16

2.6. Geología estructural del Campo Cariña	17
CAPÍTULO III.....	18
MARCO TEÓRICO	18
3.1 Antecedentes o estudios previos	18
3.2 Definición de términos básicos	19
3.2.1 Perfiles de pozos	19
3.2.2 Terminología general en las medidas de los registros	23
3.2.3 Correlación.....	25
3.2.4 Registro tipo de correlación	26
3.2.5 Caracterización geológica de los yacimientos	26
3.2.6 Ambientes sedimentarios	29
3.2.7 Secciones geológicas.....	34
3.2.8 Mapas geológicos.....	35
3.2.9 Reservas de hidrocarburos	39
3.2.10 Clasificación de las reservas de hidrocarburos	40
3.2.11 Cálculo de reservas	41
CAPÍTULO IV	44
METODOLOGÍA	44
4.1 Tipo de investigación	44
4.2 Diseño de la investigación	44
4.3 Procedimiento Metodológico	45
4.3.1 Recopilación y validación de información.....	45
4.3.2 Creación de la base de datos	46
4.3.3 Correlación litoestratigráfica.....	46
4.3.4 Análisis Sedimentológico	48
4.3.5 Análisis estratigráfico	49
4.3.6 Análisis Estructural	51
4.3.7 Evaluación petrofísica.....	53
4.3.8 Cálculo de reservas	63
CAPÍTULO V.....	64
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	64
5.1 Base de datos.....	64
5.2 Correlación litoestratigráfica.....	64
5.3 Análisis sedimentológico	65
5.3.1 Interpretación de electrofacies, revisión del informe de núcleo y creación de mapa de paleoambiente.	65
5.4 Análisis estratigráfico.....	66

5.4.1 Secciones estratigráficas	66
5.5 Análisis estructural.....	72
5.5.1 Secciones estructural.....	72
5.5.2 Mapa Isópaco-Estructural	75
5.6.1 Análisis de parámetros de corte	77
5.6.2 Mapas de Isopropiedades	77
5.7 Calculo de reservas	81
5.7.1 Cálculo del POES.....	81
5.7.3 Cálculo de las reservas recuperables y las reservas remanentes	82
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
REFERENCIAS	85
APÉNDICES.....	86

LISTA DE FIGURAS

		Pagina
2.1	Ubicación del Campo cariña	6
2.2	Cuenca Oriental de Venezuela. (PDVSA, CIED 2006).....	9
3.1	Diagrama que muestra la terminología general de medidas de registros (PDVSA-CIED, 1998)	24
3.2	Distribución de canales (Galloway & Hobday. 1996)... ..	32
3.3	Flujo de corrientes entrelazadas (Galloway & Hobday, 1996).....	33
4.1	Flujograma de actividades.....	45
4.2	Croquis de mallado de correlación del Campo Cariña.....	47
4.3	Criterio para la interpretación de electrofacies (Acosta Rosales, 2006).	48
4.4	Distribución de las secciones estratigráficas.....	50
4.5	Distribución de las secciones estructurales.....	53
4.6	Gráfico de los multiplicadores de electrólitos equivalentes.....	57
4.7	Grafica R_t vs Sw	59
4.8	Grafica Sw vs V_{sh}	60
4.9	Grafica V_{sh} vs Φ	61
4.10	Grafica K vs Φ	62
5.1	Mapa de ambiente	69
5.2	Sección estratigráfica A-A'	68
5.3	Sección estratigráfica B-B'	69
5.4	Sección estratigráfica C-C'	70
5.5	Sección estratigráfica D-D'	71
5.6	Sección estructural A-A'	73
5.7	Sección estructural B-B'	74
5.8	Mapa Isópaco-estructural	75
5.9	Mapa de Iso-Arcillosidad	78
5.10	Mapa de Iso-Porosidad efectiva.....	79
5.14	Mapa de Mapa de Iso-Saturación de agua	80
5.15	Mapa de Mapa de Iso-Permeabilidad.....	81

LISTA DE TABLAS

	Pagina
3.1 Clasificación general de los ambientes sedimentarios (Schlumberger, 1997)...	30
3.2 Clasificación de las reservas de hidrocarburos (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1998).....	40
4.1 Pozos involucrados en las secciones estratigráficas.....	50
4.2 Pozos involucrados en las secciones estructurales.....	52
5.1 Resultados de la evaluación petrofísica	76
5.2 Resultados de las reservas recuperables y las reservas remanentes	82

LISTA DE APÉNDICES

	Pagina
A Base de datos y correlación de pozos Campo Cariña.....	89
A.1 Base de datos y correlación de pozos Campo Cariña A	90
A.1 Base de datos y correlación de pozos Campo Cariña B	91
A.1 Base de datos y correlación de pozos Campo Cariña C	92
A.1 Base de datos y correlación de pozos Campo Cariña D	93

LISTA DE ANEXOS

- 1 Mapa de ambiente
- 2 Sección estratigráfica A-A´
- 3 Sección estratigráfica B-B´
- 4 Sección estratigráfica C-C´
- 5 Sección estratigráfica D-D´
- 6 Sección estructural A-A´
- 7 Sección estructural B-B´
- 8 Mapa Isópaco-estructural
- 9 Mapa de Iso-Arcillosidad
- 10 Mapa de Iso-Porosidad efectiva
- 11 Mapa de Iso-Saturación de agua
- 12 Mapa de Iso-Permeabilidad

INTRODUCCIÓN

La industria PDVSA Distrito San Tomé está dividida en cuatro gerencias entre ellas la Gerencia Corporativa de Estudios de Yacimientos tiene como objetivo fundamental la actualización y la oficialización de sus reservas con el fin de garantizar esquemas óptimos de explotación para así obtener una mejor producción y de esta manera contribuir con el desarrollo, las metas y exigencias de la industria.

El geólogo, con el fin de buscar y actualizar las reservas, está en constante exploración y evaluación de los posibles horizontes productivos, tratando de disminuir la incertidumbre de las reservas y potencializar la explotación o extracción de las mismas, es por ello que se elaboran modelos geológicos confiables los cuales nos permiten establecer las zonas con las mejores cualidades, que de acuerdo a sus propiedades petrofísicas y características geológicas se consideran idóneas para la perforación de pozos.

El objetivo de este estudio radica en interpretar el modelo geológico del nivel estratigráfico “U2I” perteneciente a la formación Merecure, Campo Cariña de la unidad de explotación de yacimientos Extrapesado, Distrito San Tomé Faja Petrolífera del Orinoco. Para esto se integran diferentes modelos, entre ellos el modelo estructural que comprende la correlación Estructural-Estratigráfica, la elaboración de secciones estructurales y la construcción del mapa Estructural; mientras que el modelo sedimentológico consta de la revisión del informe de los núcleos y la generación del mapa de ambiente; Otro de los modelos es el estratigráfico conformado por la elaboración de secciones estratigráficas; por último el modelo petrofísico donde se determinan las propiedades físicas de la roca y se plasma el resultado en los mapas de isopropiedades además de esto se construye el mapa isopaco-estructural. Todo ello se realiza para obtener el modelo geológico el

cual nos permite sincerar y cuantificar los volúmenes de petróleo que puedan ser económicamente explotados con la tecnología actualmente disponible.

Este informe ha sido estructurado por capítulos, para lograr una mejor visión, de la información. El Capítulo I describe la situación objeto de estudio y los motivos por los que se realiza la investigación. En el Capítulo II se dan a conocer los rasgos característicos del área de estudio, como su geomorfología, vegetación y condiciones climáticas, además se presenta un resumen de la geología regional y local del área de estudio. En el Capítulo III se presenta de manera resumida la terminología básica relacionada directamente con el tema de estudio. En el Capítulo IV se describe detalladamente la metodología aplicada en el trabajo, como la recopilación de información. En el Capítulo V se analizan e interpretan los resultados obtenidos de la interpretación del modelo geológico. Y por último se establecen conclusiones, recomendaciones del estudio realizado, se presentan las referencias utilizadas, apéndices y anexos.

CAPITULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Planteamiento del problema

La industria petrolera con el fin de mejorar cada día los niveles de producción, está enfocada en la búsqueda y el descubrimiento de nuevos yacimientos, así como también la actualización y la oficialización de sus reservas.

El nivel estratigráfico U2I del campo Cariña requería de una interpretación basada en la revisión y actualización del modelo geológico ya existente. Con el fin de corroborar el modelo estratigráfico y estructural de los yacimientos en el área de estudio, los límites de yacimientos e identificar la presencia de fallas, las cuales pueden causar barreras de comunicación entre los fluidos. Además de esto, se necesitaba la identificación de ejes principales de sedimentación mediante la generación de mapas de electrofacies, así como también la estimación de los parámetros petrofísicos y cuantificar los volúmenes de petróleo que pueden ser económicamente explotados.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Interpretar el modelo geológico del nivel estratigráfico U2I perteneciente a la Formación Merecure, campo Cariña, Distrito San Tome, división Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco, estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Correlacionar litoestratigráficamente la arena “U2I” a través de los pozos existentes en el área de estudio.
2. Generar un modelo estructural, a través de la información proporcionada por la elaboración de secciones estructurales y mapa estructural.
3. Determinar el modelo estratigráfico de la unidad U2I, por medio de la correlación de registros de pozos y elaboración de secciones estratigráficas.
4. Definir el paleoambiente de la unidad U2I, a partir de un mapa de facies.
5. Identificar las áreas más prospectivas de la unidad U2I, mediante la evaluación petrofísica y la elaboración de los mapas de isopropiedades.
6. Establecer los límites del yacimiento elaborando el mapa isópaco-estructural de la unidad U2I.
7. Cuantificar las reservas de hidrocarburo contenidas en la unidad U2I del campo Cariña, mediante el uso del método volumétrico.

1.3 Justificación de la investigación

Producto de los nuevos hallazgos de información reciente por la perforación de pozos, es necesario periódicamente realizar actualizaciones del modelo estático de los yacimientos. Considerando la importancia que representan los yacimientos del nivel estratigráfico U2I del campo Cariña en el desarrollo de nuevas oportunidades de explotación, resulta oportuno realizar una revisión del modelo geológico que permita comprobar las características geológicas, dimensiones, propiedades petrofísicas de los yacimientos, con el fin de reducir la incertidumbre geológica y de esta manera complementar la nueva información a la ya existente.

1.4 Alcance de la investigación

El alcance de este proyecto consiste en la elaboración de un modelo geológico actualizado del nivel estratigráfico U2I del Campo Cariña, mediante la correlación digital de registros eléctricos litoestratigráficamente y por asociación de facies sedimentarias de los pozos existentes en el campo, la obtención de los espesores de arena neta, creación de mapas como el isópaco, de paleoambiente, estructural, de yacimiento e isoporiedades. Además de la elaboración de secciones estructurales, estratigráficas, evaluación petrofísica, cálculo de reservas (POES).

1.5 Limitaciones de la investigación

Este proyecto no tubo limitante que impidieran la elaboración del mismo.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación Geográfica

El campo Cariña está ubicado entre los municipios San José de Guanipa e Independencia del estado Anzoátegui, en la región Nororiental del Bloque Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco. Limita al Norte con el campo Melones, al Este con los campos Dobokubi y Japreira, al Sur con el campo Irapa y al Oeste con el campo Bare.. Este campo tiene un área aproximada de 528 Km² que se divide en dos sectores principales conocidos como Cariña Este y Cariña Oeste. (Figura 2.1). (PDVSA CIED, 1999)

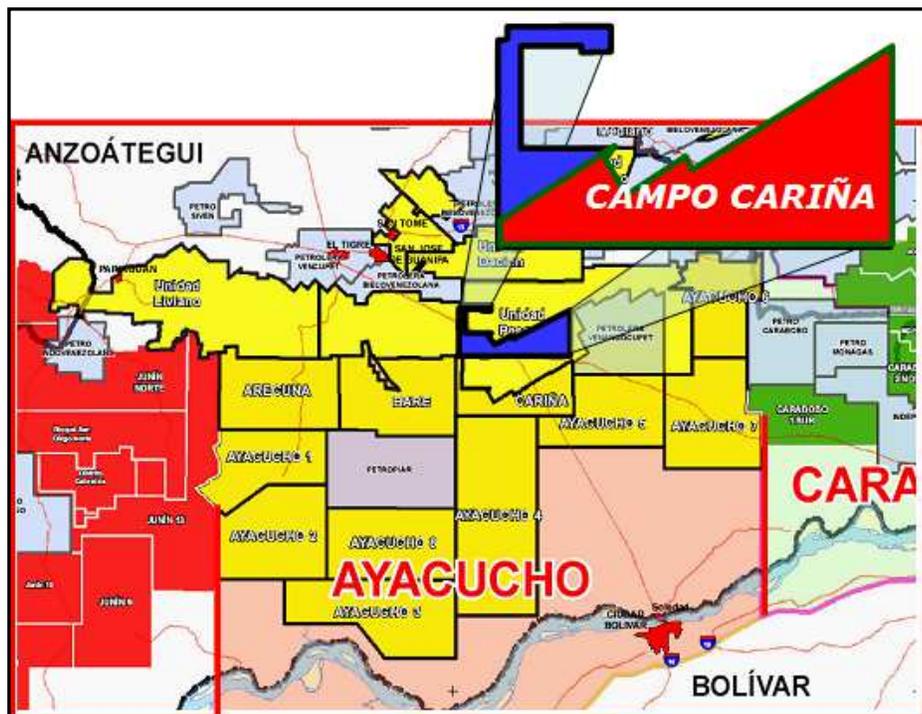


Figura 2.1 Ubicación del Campo Cariña (PDVSA, 2010)

2.2 Características físicas y naturales

2.2.1 Geomorfología

El área de estudio ocupa una porción de extensa planicie, suavemente ondulada la cual forma parte de los llanos orientales de Venezuela y es conocida geológicamente con el nombre de Mesa. Estas amplias y extensas llanuras por estar truncadas, a lo largo de las rutas de drenaje, por prominentes farallones y escarpados de pendiente que frecuentemente alcanzan una diferencia de elevación de 38 a 40 metros (PDVSA CIED, 2010).

2.2.2 Vegetación

La vegetación predominante en la zona es típica de sabana tropical dominada por el clima y el tipo de suelo imperante en la región. La vegetación herbácea y relativamente abundante, encontrando también arbustos de poca altura; los Morichales y Mereyales, van a venir a constituir una vegetación más diferenciada del resto de las existentes en el área. La gran mayoría de los paisajes están constituidos en su totalidad por los pastizales, especies regularmente conocidas con el nombre de: a) Paja peluda (*Axonopus Canescens*), b) Paja Estrella (*Cyperus Incompetus*), c) Chaparro (*Curatella American*), d) Manteco (*Byrsonimia Crassifolia*) (PDVSA CIED, 2007).

2.2.3 Drenaje

El drenaje superficial es escaso y está pobremente desarrollado. Estudios anteriores realizados en la región han comprobado que los ríos del área tienen su origen en los manantiales formados en los escarpes de las mesas, a estos ríos se le considera en realidad como el sistema de drenaje de los acuíferos confinados del área

a la cual pertenecen, que permite clasificar el drenaje como dendrítico y caracterizado por presentar un área de captación radial (PDVSA CIED, 2007)

2.2.4 Clima

El clima predominante es del tipo tropical seco, con una temperatura media anual que oscila entre los 26 y 28 °C, la humedad relativa media anual en la región es del 3%, con una precipitación media anual entre los 1200 y 1400 mm., y una evaporación media anual entre los 1900 y 2000 mm (PDVSA CIEDA, 2007).

En el área se observa un régimen pluviométrico caracterizado por dos temporadas claramente definidas: a) Una temporada de sequía (desde Enero hasta Abril), b) Una temporada de lluvia (desde Mayo hasta Diciembre) (PDVSA CIED, 2007).

2.3 Geología regional y local

2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela está localizada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Se constituye como la segunda cuenca más importante de Venezuela. Esta cuenca 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 165.000 Km². (Figura 2.2). (PDVSA, CIED 2006)



Figura 2.2 Cuenca Oriental de Venezuela. (PDVSA, CIED 2006)

El flanco Sur contiene yacimientos múltiples en las Formaciones Oficina y Mercure del Oligo-Mioceno, encontrándose domos cortados por fallas inversas cierres contra fallas y posibles asociaciones con remanentes erosiónales hacia el extremo Sur de la cuenca, en la llamada “Faja Petrolífera del Orinoco” (González de J., 1980).

La Cuenca Oriental de Venezuela ya es la mayor cuenca en magnitud de América del Sur. En general, las reservas estimadas de la Faja Petrolífera del Orinoco, ya están añadidas a la Cuenca Oriental de Venezuela y por tanto ya paso a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos en América del Sur y una de las más importantes del mundo.

Estructuralmente, la Cuenca Oriental de Venezuela puede definirse como una gran depresión 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 y al Oeste por el Levantamiento del Baúl. El origen tiene que ver con la sobrecarga de

cabalgamientos encima del escudo Guayanés, lo cual dio como resultado una de las superficies de la placa suramericana

La evolución de la cuenca es relativamente simple, debido a que desde el paleozoico ha estado apoyada sobre el borde estable del escudo de Guayana, siendo los suaves movimientos orogénicos de éste los que ocasionaron transgresiones y regresiones extensas. Esto originó una columna estratigráfica que consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico Inferior al Pleistoceno.

2.3.2 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco es considerada uno de los más grandes depósitos de hidrocarburos pesados, extrapesados y bitúmenes en el mundo, calculadas en unos 1.36 billones de barriles de petróleo. Ésta ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre una extensión de aproximadamente 55.314 km² en las áreas del sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Los límites de la faja son las áreas mayores de Temblador, Oficina y Las Mercedes en su parte norte; el río Orinoco al sur; el Delta del Orinoco al este y el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure al oeste. Inicialmente conocida como Faja Bituminosa, la Faja Petrolífera del Orinoco posee un crudo cuya gravedad varía entre 7 y 18° API. La mayoría de los yacimientos son arenas no consolidadas de Oligoceno/Mioceno con porosidades promedio de 30%, llegando en algunos casos a alcanzar valores hasta de 38-40%; la profundidad de los yacimientos del Terciario disminuye hacia el sur, siendo de aproximadamente 660 pies cerca del río Orinoco, mientras que en el límite norte presenta 7.000 pies (PDVSA, CIED 2006).

Después de la nacionalización el 01 de Enero de 1.976, la industria petrolera llevó a cabo, entre finales de 1.978 y 1.983, un extraordinario esfuerzo exploratorio con el fin de cuantificar la magnitud de los recursos de la Faja; para facilitar éste trabajo, el área de la Faja Petrolífera del Orinoco fue dividida en cuatro sectores (PDVSA, CIED 2006). Los cuatro sectores o áreas resultantes de la división son: a) Área de Carabobo, b) Área de Junín, c) Área de Boyacá y d) Área de Ayacucho.

2.3.2.1 Área de Carabobo

Ubicada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur- Este del estado Anzoátegui y con un área de 8.361 Km². Se compone de tres miembros formacionales: Morichal, Jobo y Pílon. Al igual que el resto del área, el recipiente principal es el complejo de arenas deltaicas del Miembro Morichal. Los crudos de Carabobo tienen de 9° API, son de base nafténica y poseen un alto contenido de azufre y metales (González de J., 1980).

2.3.2.2 Área de Junín

Ubicada al Sur-Este del estado Guárico y al Sur-Oeste del estado Anzoátegui con un área de 14.580 Km². Esta acumulación se encuentra en las arenas basales no consolidadas de la Formación Oficina. Existen cuatro sectores que definen la calidad de los sedimentos en Junín: a) un área prioritaria (área de San Diego), cuyas arenas son altamente petrolíferas y pertenecen a la sección basal de la Formación Oficina; b) un conjunto de lentes de carácter que constituyen en gran parte las acumulaciones de segundo orden; c) el sector occidental denominado sector de Guárico, que contiene petróleo extrapesado en arenas arcillosas, intercaladas con niveles acuíferos y, finalmente, el Cretáceo que aporta mínimo volumen en el cómputo de reservas (González de J., 1980).

2.3.2.3 Área de Boyacá

Ubicada en el Centro-Sur del estado Guárico. Pertenece a la zona más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 Km² las acumulaciones principales de hidrocarburos se encuentran en las formaciones Roblecitos, La Pascua y Chaguaramas Basal (González de J., 1980).

2.3.2.4 Área de Ayacucho

El área Ayacucho tiene una extensión de 8.763 Km² formando parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Sur del Estado Anzoátegui. Ocupa parte Este central del río Orinoco, limita por el Norte con los campos Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos; al Sur con el río Orinoco, por el Este con el Área de Carabobo y al Oeste con el Área de Junín. (González de J., 1980).

Para los efectos de cuantificación de recurso, el Área de Ayacucho se ha dividido en Ayacucho Norte y Ayacucho Sur. La primera se considera como el área de interés de desarrollo primario a corto plazo. El área Sur se subdivide en dos áreas: una denominada Área Pao o sector Suroeste, la cual presenta los mayores desarrollos de arena y el Área o sector Sureste al Norte de Ciudad Bolívar el cual tiene los menores desarrollos de arena con crudos de menor calidad (González de J., 1980).

Esta área está dividida en 25 cuadrángulos, cada uno de los cuales están identificados con la letra del abecedario que va de la “A” a la “Y”, las cuales presenta la inicial del nombre de cada uno de estos bloques. Así mismo, desde el inicio de la explotación, estos yacimientos han sido agrupados por trampas, ubicados a lo largo de la columna estratigráfica y comparten el mismo sistema de entrapamiento.

Esta área puede definirse estratigráficamente como una cuña de rocas sedimentarias que se incrementa y buza hacia el Norte, suprayacente al basamento ígneo-metamórfico de edad Precámbrica. (González de J., 1980).

2.3.3 Columna sedimentaria de la Faja Petrolífera del Orinoco

La columna sedimentaria que se perfora en la Faja del Orinoco comprende tres ciclos distintos, el primer ciclo de edad Paleozoico Superior, el segundo ciclo de edad Mesozoico y el último ciclo de edad Cenozoico. El primer ciclo se encuentra en contacto discordante sobre el complejo ígneometamórfico de la provincia cratónica de Guayana y comprende las formaciones Hato Viejo y Carrizal. La primera de ellas muestra areniscas de grano grueso y posiblemente pasa por transición a la sección limolítica de Carrizal. La Formación Carrizal es esencialmente limolítica con ciertas arenas; localmente en las grandes depresiones paleozoicas, alcanza hasta más de 6.000' (1.828m) de espesor. Se presume que por erosión dichas formaciones desaparecen hacia el Este en Anzoátegui meridional, debido a la disparidad de espesores encontrados en los pozos del Sur del Guárico, e incluso las espesas columnas encontradas en fosas profundas (como la Depresión de Carrizal), sugieren remanentes erosionales de la sedimentación paleozoica (González de J., 1980).

El siguiente ciclo sedimentario corresponde a la transgresión cretácica. Esta transgresión llegó tarde a la parte meridional de la Cuenca y se desarrollo sobre un *substratum* peniplanado, dentro de ambientes sedimentarios típicos de pequeñas profundidades. (González, L. 2007).

Por ello las dos unidades clásicas del Grupo Temblador, Formación Canoa, de ambiente continental y Formación EL Tigre, de ambiente moderadamente marino, son difíciles de diferenciar y se agrupan bajo el nombre de temblador, aplicado a una secuencia de areniscas macizas con intercalaciones de lutitas delgadas que en la parte

central y occidental de la Faja presentan espesores de 50 a 150' (15m a 46m) de arena neta petrolífera (González, L. 2007).

Posteriormente los mares cretácicos se retiraron más al Norte de la zona que hoy se conoce como Faja del Orinoco, y que fue afectada por un nuevo período de erosión. (González, L. 2007).

Las formaciones transgresivas se depositaron durante el Ciclo Terciario superior cubriendo diacrónicamente toda el área hasta una línea cercana al curso actual de río Orinoco. Las formaciones depositadas durante este ciclo se conocen en Guárico, al Norte de la Faja, con los nombres formacionales de La Pascua, Roblecito y Chaguaramas, en orden estratigráfico; de edades Eoceno superior a Oligoceno medio determinadas por paleontología en el centro de Guárico, aunque posiblemente alcanzan el Mioceno en la secuencia superior estéril. (González, L. 2007).

En la Serranía del Interior Oriental se conocen igualmente como formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual con edades paleontológicas bien determinadas de Oligoceno medio para la Formación Areo, posiblemente extensiva al Oligoceno inferior en la Formación Los Jabillos y al Mioceno inferior en Naricual. (González, L. 2007).

Todas las formaciones terciarias consisten en intercalaciones de arenas con lutitas y la relación arena/lutita aumenta hasta el Sur; en la parte occidental del intervalo de la Pascua llega a contener 50% de arena y 70% de lutita la suprayacente Chaguaramas. En ambas formaciones se encuentran intercalaciones ligníticas. (González, L. 2007).

2.3.4 Formación Merecure

La Formación Merecure se caracteriza por abundantes areniscas macizas a mal estratificadas, duras, ásperas, de grano fino a grueso, corrientemente con estratificación cruzada, intercaladas con capas más delgadas de lutita carbonácea dura, arcilita y limolita. Escasos foraminíferos arenáceos y abundantes restos de plantas sugieren una sedimentación en aguas dulces a salobres (PDVSA-INTEVEP, 1997).

Se presume una marcada discordancia basal por encima del Grupo Temblador del Cretáceo, sin embargo, no está bien documentada. El contacto superior con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico a ese nivel. Por consideraciones regionales, se considera que tanto el tope como la base de la Formación Merecure se hacen más jóvenes hacia el Sur y reflejan el avance del mar de Oficina en esa dirección (PDVSA-INTEVEP, 1997).

Se considera que la unidad es equivalente al Grupo Merecure hacia el Norte, donde la Formación Areo desaparece por acuñaamiento y no hay separación entre las areniscas de las formaciones Los Jabillos y Naricual. Probablemente la unidad más estrechamente correlativa es la Formación Naricual, de la cual se diferencia por su carencia de carbones y su mayor contenido de areniscas. Hacia el Oeste, la unidad pasa a la parte inferior de la Formación Chaguaramas (PDVSA-INTEVEP, 1997).

El ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y, en posición más distal, por condiciones deltaicas. Las areniscas se orientan preferencialmente en sentido aproximadamente norte-sur (PDVSA-INTEVEP, 1997).

2.4. Descripción del campo Cariña

El Campo Cariña fue descubierto en 1971 por el pozo MFC-001 perforado por la empresa Meneven. La gravedad API del crudo varía entre 9 y 11 grados, las porosidades efectivas promedios de 22,5 y 37,5 %, y permeabilidades que van desde 800 hasta 7113 mD. Los prospectos más importantes se encuentran hacia la base de la formación Oficina en los niveles estratigráficos S5 y U1S y en el tope de la Formación Merecure U2S, U2I y U3S. También observamos prospectos hacia la base de la formación Freites como Mu, Lamda U y Lamda L, sin embargo, pensando en la producción de petróleo en estos últimos niveles se deben crear mecanismos de control de agua por cuanto los volúmenes de hidrocarburos se encuentran en contacto con el agua de formación (PDVSA-DIGA, 2004).

2.5. Secuencia sedimentaria del Campo Cariña

En la estratigrafía del campo Cariña se han dispuesto hasta 13 facies sedimentarias descriptivas (según análisis sedimentarios del núcleo MFC-026) 7 facies arenosas y 6 facies arcillosas. A través de estos análisis sedimentológicos y las interpretaciones paleo-ambientales realizadas, se describen ambientes fluviales a transicionales cercanos a la línea de costa o posiblemente localizados en zonas intermareal o en desembocaduras de ríos intercalados con episodios de agradación y progradación de orden 5 a 6, donde los sedimentos fueron depositados en un ambiente nerítico interno. Con los datos bioestratigráficos se han identificado ambientes de pro-delta, frente deltaico, deltaico proximal, canales distributarios deltaicos y abanicos aluviales. Estos ambientes definen el campo como transicional a fluvial, los cuales rigen la geometría y volumen de los yacimientos (PDVSA CIED, 1999).

La mayoría de las acumulaciones petrolíferas pertenecientes a esta área se

encuentran en la Formación Merecure y en la sección media y basal de la Formación Oficina. La información petrofísica procedente de la evaluación de núcleos, revela similitud de las características de roca a lo largo de toda el Área Ayacucho, presentando una porosidad efectiva promedio de 32%, permeabilidad en un rango de 8 a 10 Darcys, saturación de agua connata de 13% y contenido de arcillas de 5% (PDVSA CIED, 1999).

Las propiedades de reservorio están bien marcadas por la sedimentología y las profundidades de los yacimientos oscilan entre (2500' a 3500'), en las arenas no consolidadas, las porosidades primarias varían entre 28% y 34%, con permeabilidades desde 3 a 8 Darcys, la resistividad del agua de formación está en el orden de 0.1 a 0.5 ohm-m, la Swi se estimó entre 10 a 16%. Presentando porosidades desde macro a mega porosas, confirmando así las excelentes propiedades de roca reservorio del campo (PDVSA, 2010).

2.6. Geología estructural del Campo Cariña

La estructura del campo muestra en general, un monoclinal con buzamiento suave hacia Noreste. El intervalo de las arenas de interés se caracteriza por la presencia de fallas normales orientadas preferentemente en dirección Este-Oeste. La mayoría de las fallas afectan todo el intervalo de interés, desde el Basamento hasta la Formación Freites. En la zona Centro Occidental, del área de estudio se observan dos patrones de fallamiento. Uno orientado en dirección Este-Oeste, que corta al otro sistema de fallas orientadas en dirección Noroeste-Sureste. El Campo cariña está limitado al Sur por la falla FN_EO_12, que es la falla más al Sur y de mayor longitud de todo el Campo. Es una falla semiregional, con buzamiento al Norte y con una longitud, dentro del área de estudio, de 42 Km. El desplazamiento vertical de esta falla es de hasta 150 pies (PDVSA CIED, 1999).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes o estudios previos

En el área se han realizado estudios que han favorecido el desarrollo de los planes de explotación del campo. Para la ejecución y desarrollo de este proyecto, se realizaron consultas a estudios previos relacionados con el tema a desarrollar. Se muestran en este punto los aportes efectuados por los diferentes autores:

Aponte V., Álvarez M. Jean C. (2013). Realizó su Trabajo de Grado en la Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra. PDVSA Gerencia de Yacimientos, Distrito San Tomé, el cual llevó como título: “ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LA ARENA I2L, YACIMIENTOS LG-218, LG-223, LG-229, LG-236, LG-257, LG-330, LM-226, LM234, LM-407, DE LOS CAMPO DACIÓN Y LEVAS, DIVISIÓN AYACUCHO, DISTRITO SAN TOMÉ- ESTADO ANZOÁTEGUI.” Esta investigación representa un aporte metodológico ya que explica de manera precisa cada uno de los pasos usados para la elaboración de dicha investigación, los cuales fueron tomados como referencia para la elaboración del presente proyecto.

Marcano M., Moreno G. Félix A. (2015). Realizó su trabajo de grado en la Universidad de Oriente, Núcleo de Bolívar, Escuela de Ciencias de la Tierra. PDVSA Gerencia de Yacimientos, Distrito San Tomé., el cual llevó como título: “INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LA ARENA R3 PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO CARIÑA, DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI.” Este estudio guarda relación directa con este proyecto, en cuanto a la información del campo y la

Geología local como regional del área en estudio, además información de algunos pozos como Coordenadas, tipos de pozos, información de registros eléctricos, parámetros para definir la petrofísica etc.

3.2 Definición de términos básicos

3.2.1 Perfiles de pozos

Las formaciones geológicas suelen clasificarse según su composición química o sus características litológicas como: densidad, textura, color, dureza, fósiles que contenga, etc., para lo cual es esencial obtener muestras de la roca. En los perfiles de pozos, las formaciones se distinguen por sus propiedades eléctricas como: resistividad eléctrica, potenciales electroquímicos, velocidad del sonido, radioactividad natural, captación nuclear de neutrones, dispersión de rayos *gamma*, temperatura, etc. (Schlumberger, 1999).

Dichas mediciones se realizan por medio de instrumentos sensibles que se introducen en el pozo, por lo que no es necesario obtener muestras de rocas, pues las mediciones se hacen *in situ*. Los perfiles de pozo son registros continuos de las características eléctricas, sónicas y radioactivas de las formaciones, a lo largo del pozo, para así poder llegar a una determinación de los posibles horizontes productores de petróleo o gas. La cantidad de petróleo o gas contenido en una unidad de volumen del reservorio es el producto de su porosidad y saturación de hidrocarburos. Además de esas propiedades, el volumen de la formación que contienen el hidrocarburo es necesario para determinar si la formación puede ser considerada comercial (Schlumberger, 1999).

Conocer el espesor de la formación y el área que ocupa es esencial para determinar el volumen. Para evaluar la productividad de un reservorio, se debe

determinar si los fluidos que contiene se mueven fácilmente a través del sistema de poros. Esta propiedad de la formación, la cual depende de la interconexión entre los poros se denomina permeabilidad, afirma que las principales propiedades físicas necesarias para evaluar un reservorio, son su porosidad, litología, saturación de hidrocarburos, espesores y permeabilidad. Esos parámetros pueden ser derivados o inferidos de registros de pozos, tales como el registro eléctrico, el nuclear, el sínico y el *gamma ray*, entre otros.

3.2.1.1 Potencial Espontáneo SP

El SP es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro del pozo, debido al contacto entre diversos fluidos con salinidad diferentes; Este registro se usa normalmente en pozos perforados con lodos cuya base es agua dulce. El filtrado del lodo de perforación invade aquellas zonas que exhiben alguna permeabilidad y, en consecuencia, se generan corrientes. Si la zona es impermeable, como es el caso de lutitas, no habrá invasión por los filtrados y no se generaran corrientes SP; por lo tanto, el trazo de la curva será relativamente recto sin caracteres distintivos. Si las condiciones son de arenas con agua salada, la curva SP se desplaza hacia la izquierda en las zonas permeables. Si las condiciones son contrarias, como en el caso de arenas con agua dulce, la curva SP se desplaza hacia la derecha de la línea base al encontrar una zona permeable y cuando el agua en el lodo y la formación son de la misma salinidad, no se genera curva SP y el trazo es relativamente recto y sin caracteres distintivos (PDVSA-CIED, 1998).

La magnitud de la deflexión de las curvas se determina mediante la relación entre la resistividad del filtrado de lodo y la resistividad del agua presente en la formación, lo que constituye una curva litológica. Debido a que la SP no es una curva que empieza con un valor de cero, la deflexión se mide a partir de una “línea base para lutita” cuya posición la determina el ingeniero que corre el registro y no afecta la

interpretación de la curva SP. La polaridad de la deflexión es negativa a la izquierda de la línea base y positiva a la derecha de la misma. Ello significa que cuando el lodo de perforación es más dulce que el agua de la formación, la curva SP se desplaza hacia la izquierda en las zonas permeables (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.1.2 Registros de Rayos *Gamma*

Es una medida de la radioactividad natural de la formación. La medición se realiza con un detector de rayos *gamma* y normalmente se registra simultáneamente con otro registro. Los materiales radioactivos están asociados normalmente con las rocas de grano muy fino. Estas rocas generalmente son arcillas y, de menor nivel de radiación, limos. La radioactividad se origina en los elementos radioactivos naturales: potasio, torio y uranio contenido en las rocas. Los niveles altos de radiación ocurren frente a las arcillas mientras que en las formaciones limpias tales como arenas, calizas, dolomitas, anhidritas, etc.; la radioactividad es normalmente baja. El registro de Rayos *Gamma* sufre muy pocos efectos provenientes de factores externos (tal como diámetro de pozo, densidad de lodo, etc.). El perfil se registra en unidades API. (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.1.3 Registros de Resistividad

Se mide fundamentalmente con dos tipos de registros. Los instrumentos de inducción consisten en una o más bobinas transmisoras que inducen corrientes en la formación las cuales son luego detectadas por las bobinas receptoras. Se usan varias bobinas para lograr un enfoque de la medición de tal forma que el material que se encuentra en el pozo, en la zona invadida y en las formaciones adyacentes no afecte significativamente la medida. El otro sistema de medición de resistividad utiliza electrodos. Estos electrodos están conectados a fuentes de potencial y la corriente

fluye desde las mismas a través del fluido del pozo y de la formación hacia un electrodo remoto en referencia (PDVSA-CIED, 1998).

Ejemplos de este sistema de métodos son la Normal Corta (*Short Normal*), Normal Larga (*Long Normal*) lateral y *Laterolog* (o Enfocado). Los dos sistemas que utilizan el principio de inducción son los registros de Inducción Electroperfilaje y Doble Inducción Enfocado. Este último se emplea cuando la invasión es tan profunda que la curva de Resistividad Profunda (Inducción) se ve afectada y necesita ser corregida por la influencia, precisamente, de esta zona invadida.

Cuando hablamos de medición profunda nos referimos hacia la formación (en una dirección perpendicular a la del pozo) mientras que una medición superficial es una medición cercana a la pared del pozo (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.1.4 Inducción Eléctrica / IEL

El registro de inducción eléctrica (IEL), como su nombre lo indica, es una combinación de curvas eléctrica y de inducción; mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad intermedia.

El IEL incluye una curva SP y/o curva de rayos *gamma*, la normal de 16 pulgadas y la curva de inducción, tanto en la columna de resistividad como en la conductividad. En aquellas áreas donde la resistividad es baja, es común registrar una curva normal de 16 pulgadas amplificada.

En el registro de inducción se hace circular una corriente alterna constante por una bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce una corriente alterna en la formación, la cual origina un campo magnético secundario, que a su vez induce una corriente en una bobina receptora (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.1.5 Registro de Densidad

Es un Registro continuo de las variaciones en la densidad de la columna litológica atravesada por el pozo. El término “densidad total” se aplica al peso total de una unidad de volumen de la roca. En caso de rocas porosas, dicho término incluye la densidad del fluido en el espacio poroso como así mismo la densidad del grano de la roca. Debe existir una relación entre el fluido alojado en los poros de la roca, que contribuye a la densidad total, y la porosidad de la roca. Esta relación constituye la base para el cálculo de la porosidad mediante el registro de Densidad (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.2 Terminología general en las medidas de los registros

El conocimiento de varias medidas de profundidad en los registros es importante para convertir las profundidades de los registros a profundidades usadas para el mapeo. La siguiente es una lista de medida, sus abreviaciones, y definiciones de términos en profundidad (Schlumberger, 1990). Estos términos son ilustrados en la (Figura 3.1).

Algunas abreviaciones de las medidas que se usan regularmente en la industria petrolera y las definiciones de términos en profundidad son la TVD definida como Profundidad Vertical Verdadera, Distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo, mientras que MD (Measure Depth) o profundidad medida: distancia medida a lo largo de la senda de un pozo taladrado desde el KB al TD (profundidad total del pozo) o cualquier punto de correlación entre ellos KB (Elevation Kelly Bushing): distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar. La medida TVDSS es la única medida de profundidad que hace referencia al nivel del mar. Por lo tanto, TVDSS es la profundidad más frecuente usada para el mapeo vertical o direccional para el mapeo (PDVSA-INTEVEP, 1997).

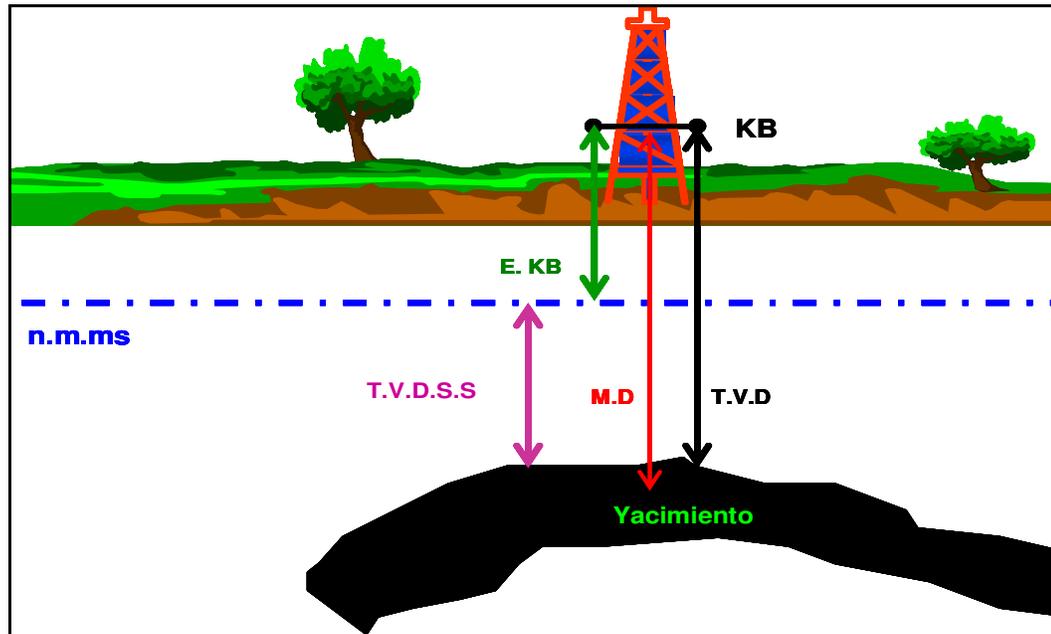


Figura 3.1 Diagrama que muestra la terminología general de medidas de registros (PDVSA-CIED, 1998).

Donde:

KB = Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar.

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

TVD = Profundidad Vertical Verdadera = Distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo.

TVDSS = Profundidad Vertical Verdadera del Nivel del Mar = Distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo.

La medida TVDSS es la única medida de profundidad desde un *datum* común de referencia, el nivel del mar. Por lo tanto, TVDSS es la profundidad más frecuentemente usada para el mapeo. El registro de las medidas de profundidad de un pozo vertical o direccional para el mapeo son usualmente corregidas para TVDSS. Para pozos verticales el $TVDSS = KB - TVD$.

3.2.3 Correlación

La correlación puede ser definida como la determinación de unidades estratigráficas o estructurales equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica. Con el propósito de preparar secciones y mapas del subsuelo, las dos fuentes principales de data de correlación son las secciones sísmicas y los perfiles eléctricos de pozos (Rivadulla, R., 2004).

Fundamentalmente, las curvas de registros de pozos eléctricos son usadas para delinear los límites de las unidades del subsuelo en la preparación de mapas del subsuelo y secciones. Estos mapas y secciones son usados para desarrollar una interpretación del subsuelo con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos (Rivadulla, R., 2004).

Una correlación precisa es sumamente necesaria para una interpretación geológica confiable. 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, la litología, profundidad y espesor de las zonas productivas de hidrocarburos, porosidad y permeabilidad de zonas productivas y profundidad a las disconformidades. La información obtenida de los registros correlacionados es la materia prima usada para la preparación de mapas del subsuelo. Estos incluyen fallas, estructuras, saltos, discordancias y una variedad de mapas Isópaco o de espesor. En general, la correlación consiste en comparar la información existente entre diferentes pozos, para establecer un corte geológico de un área (Rivadulla, R., 2004).

3.2.4 Registro tipo de correlación

Un 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 con detalle 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 compuesto de secciones de varios registros individuales y es llamado registro tipo compuesto (Rivadulla, R., 2004).

El sistema de correlación se basa en algunos principios generales: a) identificación de horizontes o estratos (marcadores), preferiblemente lutitas de carácter regional, que sirven de guía para la correlación; b) definición de la dirección conveniente de la correlación, a través de una red envolvente de pozos; c) se conectan por medio de líneas las arenas que muestren electrofacies similares y aspectos característicos de los perfiles (Rivadulla, R., 2004).

La correlación se realiza con los registros eléctricos de cada uno de los pozos del yacimiento en estudio y debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés, así como determinar continuidad, por lo cual es necesario un buen registro tipo que permita partir de una correlación precisa (Rivadulla, R., 2004).

3.2.5 Caracterización geológica de los yacimientos

3.2.5.1 Modelo sedimentológico

La caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Esta información es posteriormente integrada con la

proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de unidades de flujos y los yacimientos presentes en el área (Holmes, A., 1962).

3.2.5.2 Modelo estratigráfico

El objetivo básico del modelo estratigráfico es demostrar la arquitectura de las unidades de flujo presentes en el área determinada y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico (PDVSA-CIED, 1997).

El primer paso para la construcción de éste consiste en realizar una correlación regional con perfiles o registro eléctricos de pozos y a la vez una correlación detallada del horizonte estratigráfico prospectivo basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas marinas y lignitos, que muestran buena continuidad lateral en la secuencia sedimentaria y se aprecian en los registros (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.5.3 Modelo estructural

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales del área de estudio que pudieran intervenir en el entrapamiento de los hidrocarburos y permiten determinar la posición exacta del yacimiento en el subsuelo (Holmes, A., 1962).

La estructura a diferencia de la sedimentación, es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, y de importancia al momento de definir eventos tectónicos (Holmes, A., 1962).

La construcción del modelo estructural se basa en la sísmica y registros de pozos con el objeto de demostrar la profundidad de las estructuras a través de mapas estructurales de topes marcadores y planos de fallas (PDVSA-CIED, 1997).

El *Datum* en las secciones estructurales es un valor numérico de profundidad desde el cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudien. La dirección o rumbo de este tipo de secciones depende del objetivo para la cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizan en dos direcciones, paralela al eje de la estructura y perpendiculares a la misma, en esta última se muestra el buzamiento real de la estructura como falla existente (Holmes, A., 1962).

3.2.5.4 Modelo petrofísico

Con el análisis petrofísico se pueden relacionar las propiedades (físicas y texturales) y características fundamentales de la roca, básica para la evaluación de una arena de interés; muchas de estas propiedades se pueden medir directamente en el laboratorio mediante el análisis de núcleos, muestras de pared, entre otras; también los perfiles de pozos permiten realizar medidas de una manera práctica y con buena efectividad (CORPOVEN, 1991).

Se conoce que mediante estudios petrofísicos se pueden obtener informaciones básicas, tales como porosidad, saturación de fluidos, mineralogía de la formación, movilidad del petróleo, distinguir entre gas y petróleo, permeabilidad y distribución del tamaño de los granos y su densidad (CORPOVEN, 1991).

Estas informaciones, dependiendo de las necesidades, se pueden obtener a partir de los registros, tanto para una sola zona de todos los pozos del campo (uno o más yacimientos), como para todas las zonas de todos los pozos.

Es de recordar que, en un campo, visto integralmente como una unidad, los pozos constituyen puntos de él, por lo tanto, estas informaciones petrofísicas son de cada uno de estos puntos. Como se sabe, las características petrofísicas varían horizontalmente dentro del campo. Para tener un buen control de esta variación, es necesario tener suficiente número de pozos bien distribuidos y que ellos tengan además los registros necesarios para efectuar la evaluación petrofísica requerida. Para tener una visión integral de la distribución de las características petrofísicas de un campo (CORPOVEN, 1991).

3.2.6 Ambientes sedimentarios

Un ambiente sedimentario es una zona de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo las cuales se acumulan sedimentos. Tal conjunto de condiciones incluye la geología, la geomorfología, el clima, la flora y la fauna; y si el ambiente es subacuático, la profundidad, salinidad, temperatura y movimiento del agua. En estas zonas, los sedimentos son depositados, iniciándose la litificación o diagénesis, por el que se transforman en rocas sedimentarias (Alfonsí, P. 1999).

Los distintos ambientes de sedimentación están influenciados por las características climáticas en los medios continentales y la batimetría, transporte y origen del sedimento en los medios marinos y son divididos en ambientes continentales, marinos y transicionales. Los cuerpos sedimentarios que comúnmente contienen hidrocarburos son: canales, barras de desembocaduras e islas de margen deltaico, frente deltaico y prodelta. Los ambientes sedimentarios ejercen un gran control sobre las consideraciones geométricas, características petrofísica y litológicas de los sedimentos depositados en ellos. En vista de su importancia, se considera que su estudio y el de sus productos son claves para la evaluación geológica de los yacimientos objeto de estudio (Tabla 3.1). (Alfonsí, P. 1999).

Tabla 3.1 Clasificación general de los ambientes sedimentarios (Schlumberger, 1997).

SITIO PRIMARIO DE SEDIMENTACIÓN	SISTEMAS PRINCIPALES
CONTINENTAL	Fluvial Desértico Lacustre Glacial Volcanoclástico
TRANCISIONAL-COSTERO	Deltaico Lagunar Estuario Playa Barras de arena Planicie de mareas
MARINO	Plataforma carbonatada Plataforma siliciclástica Abanico submarino Planicies abisales

La sedimentación es el proceso de asentamiento de los materiales transportados cuando pierden la mayor parte de su energía. A las zonas de bajo nivel de energía en que se depositan estos materiales se les denomina cuenca sedimentaria (Schlumberger, 1997).

Tradicionalmente se han reconocido tres sitios primarios para el depósito global de sedimentos: Continental, Transicionales-costeros y Marinos. Cada uno de

éstos se encuentra dividido en diferentes sistemas de depósitos, así como en una serie de ambientes y subambientes asociados (Schlumberger, 1997).

3.2.6.1 Ambiente Fluvial

Los clastos que lo conforman son de diversos tamaños, sedimentándose de una forma muy variada, dependiendo de la topografía, el clima y el origen del material que se transporta. La topografía es la responsable de determinar la capacidad de transporte de un río, junto con el tipo de clima, ya que en un relieve escarpado las diferencias de nivel entre dos puntos del cauce (pendiente), favorecerá el aumento de la velocidad del agua, permitiendo el aumento de la capacidad de transporte. En un clima húmedo habrá mayor cantidad de agua que en uno árido, por lo tanto, el aporte de agua será permanente, permitiendo transportar otro tipo de sedimento distinto al que transportaría en uno con caudales menores y esporádicos (Galloway & Hobday.1996).

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 deposición. Un condicionante importante del tipo de cuerpo arenoso formado, es la geometría de la distribución de canales (figura 3.2) (Galloway & Hobday. 1996).

➤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 (Galloway & Hobday. 1996).

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 (Galloway & Hobday, 1996).

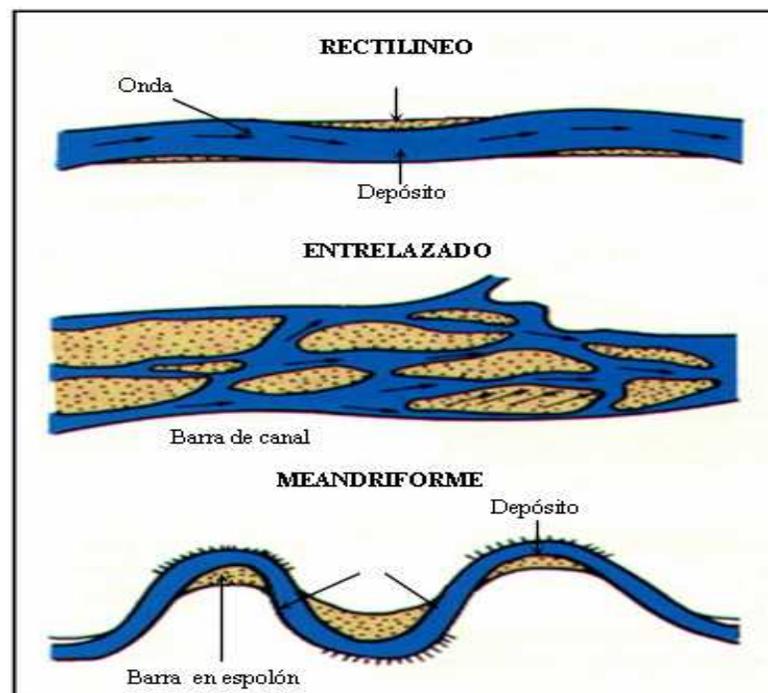


Figura 3.2 Distribución de canales (Galloway & Hobday, 1996).

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 (figura 3.3) (Galloway & Hobday, 1996).

➤Corrientes meandriformes al contrario que las corrientes entrelazadas, las corrientes meandriformes suelen caracterizarse por tener un canal con corriente única, con distribución regular de flujo. Bigelow (1988), las corrientes meandriformes 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. (Galloway & Hobday, 1996).

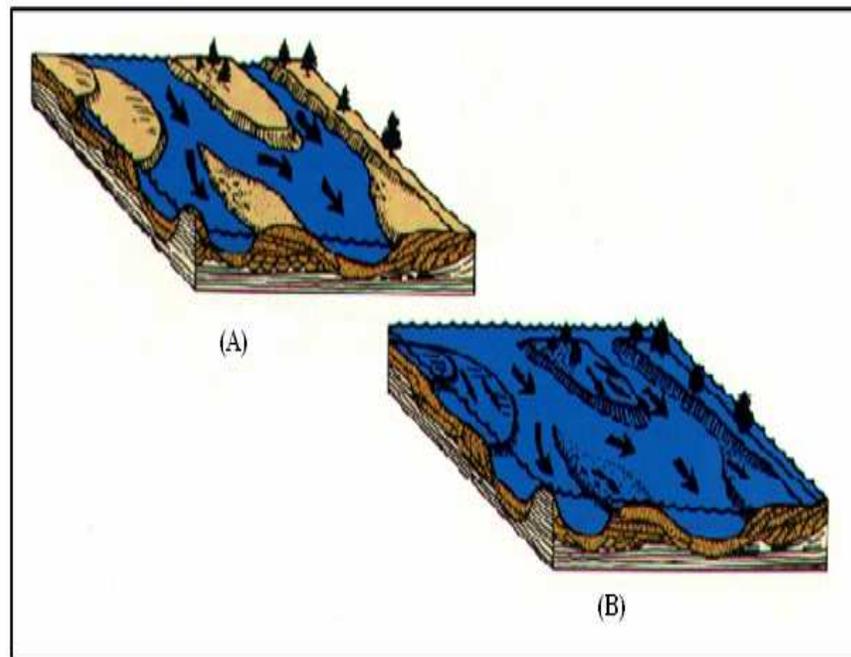


Figura 3.3 Disposiciones de flujo de corrientes entrelazadas. (A) Poca descarga, (B) gran descarga (Galloway & Hobday, 1996).

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 (Galloway & Hobday, 1996).

3.2.7 Secciones geológicas

Las secciones geológicas constituyen una herramienta muy importante en la exploración geológica, son útiles en todas las fases de geología del subsuelo, ya que son una representación gráfica del subsuelo, por lo cual, son una forma de presentar información geológica útil, de carácter estratigráfico o estructural, de acuerdo al tipo de información que se requiera. Las secciones son usadas para resolver problemas estructurales y estratigráficos, debido a que permiten determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Al ser usada en asociación con mapas, ellas proveen una visualización que sirve de ayuda en la descripción geológica en tres dimensiones (Rivadulla, R., 2004).

Al realizar una sección, principalmente se debe determinar el objetivo específico para el cual se requiere la preparación de la misma; si es para ayudar en la interpretación estructural, resolviendo problemas relacionados con fallas, profundidad de las formaciones o correlación, entonces la sección requerida o solicitada es una sección estructural. Si la intención de la sección es la de resolver problemas relacionados con la correlación individual de arenas, barreras de permeabilidad, discordancias, entonces es necesario una sección estratigráfica (Rivadulla, R., 2004).

3.2.7.1 Secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas son esencialmente secciones de correlación, éstas muestran en el plano vertical las características litológicas de facies y espesores de la arena. El objetivo principal de las secciones estratigráficas es reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de la deposición o en un tiempo corto posterior a ella, pudiéndose así obtener información acerca de las discordancias, barrera de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, límites estratigráficos y variaciones de facies. Esta información luego podrá ser utilizada en propuestas de

nuevas localizaciones, en respuesta a posibles problemas de producción (Gómez, J., 1999).

3.2.7.2 Secciones estructurales

Estas secciones muestran la variación en alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical, estas se realizan con la finalidad de determinar las estructuras que influyen en la distribución de los fluidos en el yacimiento; así como el buzamiento de los estratos ayudando a definir el estilo de entrapamiento del área. Estas secciones son útiles para elaborar los mapas geológicos (Gómez, J., 1999).

3.2.8 Mapas geológicos

Los mapas son un instrumento que presenta la información de manera precisa y confiable ya que son los productos finales de la interpretación geológica. El objetivo de la elaboración de mapas del subsuelo en la geología del petróleo es el hallazgo de trampas que contengan yacimientos comerciales de hidrocarburos, los mapas deben ser continuamente modificados y actualizados (Mierú, R. 1994).

Un mapa es una proyección de líneas y superficies sobre un plano horizontal; la representación de las diferentes características geológicas se hace mediante los denominados mapas geológicos, los cuales se definen de una manera muy general como aquellos que muestran la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sean de la superficie o del subsuelo (Rivadulla, R., 2004).

Los mapas más utilizados en geología de yacimientos petrolíferos es el mapa estructural, el mapa isópaco, mapa de facies, el mapa de superficie de fallas, los

mapas de isopropiedades, los mapas de geoquímica y geofísicos entre otros que contemplan con su información el modelo geológico establecido (Rivadulla, R., 2004).

3.2.8.1 Mapa de Paleoambiente

Los mapas de paleoambientes representan en dos dimensiones las condiciones paleográficas 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 estas gradaciones (PDVSA-CIED, 1997).

En un mapa de electrofacies podemos visualizar la distribución de las distintas facies identificadas en cada pozo, lo que permite compáralas con otros atributos de las arenas, para así completar la evaluación de estas con respecto a la posición estructural, geometría, extensión y características de producción (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.8.2 Mapa Isópaco

También llamado de espesores, es una representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos, unidades estratigráficas o entidades en el subsuelo. (PDVSA-CIED, 1997).

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

➤ Mapa Isópaco de Arena Neta Total: es la representación en el plano vertical del espesor total de un cuerpo de arena medido a partir de los perfiles de pozos. La interpretación de este mapa informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en el área (PDVSA-CIED, 1997).

➤ Mapa Isópaco de Arena Neta: se construye de igual manera que el anterior, solo que el espesor de arena se determina estableciendo un límite de arena permeable. Es decir, es una representación en un plano horizontal del espesor permeable de un cuerpo de arena (PDVSA-CIED, 1997).

➤ Mapa Isópaco de Arena Neta Petrolífera: este corresponde a la geometría de la arena neta saturada de hidrocarburo, se elabora a partir del mapa de arena neta considerando en espesor saturado de hidrocarburos, integrando los límites del yacimiento, que generalmente son los siguientes; Falla normal sellante buzamiento arriba; Contacto Agua-Petróleo original buzamiento abajo (CAPO); Para precisar mejor el volumen de arena neta con hidrocarburos se diseña la cuña de agua en el área ubicada entre las dos trazas del CAPO (tope y base de la arena); La traza del CAPO en el tope de la arena corresponde al valor cero de arena neta petrolífera (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.8.3 Mapa estructural

Es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. Este tipo de mapa muestra la relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y en él se indica la distribución de los fluidos dentro del yacimiento (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.8.4 Mapas de Isopropiedades

Los mapas de isopropiedades son el resultado de la evaluación petrofísica y la interpretación geológica del yacimiento, desde el punto de vista estructural y de ambiente, a su vez permiten observar el comportamiento y la distribución de los fluidos dentro de los yacimientos donde las propiedades petrofísicas se relacionan con los patrones sedimentarios (PDVSA-CIED, 1997).

➤ Mapa de Isoarcillosidad (V_{sh}): este mapa presenta una tendencia similar a las anteriores, observándose en este caso menores volúmenes de arcilla hacia el eje de canal, zona en la cual se acumulan los sedimentos de mayor granulometría y una disminución gradual hacia los bordes donde existe mayor presencia de finos. En conclusión, nos indica la distribución de las arcillas en el yacimiento. Se elabora con isolíneas que unen puntos de igual volumen de arcillas en porcentaje o fracción (PDVSA-CIED, 1997).

➤ Mapa de Isoporosidad (Φ): la importancia de la porosidad radica en que esta propiedad puede indicar el espacio disponible de la roca para almacenar fluidos. Estos mapas se realizan utilizando isolíneas que unen puntos de igual valor de porosidad en porcentaje o fracción (PDVSA-CIED, 1997).

➤ Mapa de Isosaturación de Agua (S_w): nos indica la distribución del agua en el yacimiento, y los valores de esta propiedad se obtienen de la evaluación petrofísica (PDVSA-CIED, 1997).

➤ Mapa de Isopermeabilidad (K): la permeabilidad es importante porque es la propiedad que tienen las rocas de permitir el paso de los fluidos a través de los poros interconectados, pues una arena solo es permeable cuando sus poros están conectados

entre sí, pero si esta conexión no existe, la arena puede ser porosa pero no permeable. Se construye con isolíneas de permeabilidad, en mili Darcy (PDVSA-CIED, 1997).

3.2.9 Reservas de hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos son volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se puede recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante (PDVSA-CIED, 1998).

Los métodos utilizados para el cálculo de las reservas dependen de la información disponible y del estado de desarrollo de los yacimientos, estos métodos son el método volumétrico, método de balance de materiales, curvas de comportamiento y declinación, simulación numérica y el método probabilístico (PDVSA-CIED, 1998).

El método volumétrico es el más comúnmente utilizado y oficialmente adoptado por el Ministerio de Energía y Petróleo para estimar el volumen de hidrocarburos en los yacimientos. Una de las tareas básicas de un geólogo de yacimiento es la obtención de un estimado de los volúmenes de hidrocarburos capaces de ser producidos del yacimiento (reservas) (PDVSA-CIED, 1998).

Este valor representa una de las referencias más utilizadas al momento de clasificar yacimientos, de acuerdo con su tamaño, así como renquear proyectos de explotación de yacimientos o definir porcentajes de equidad en caso de explotación de un yacimiento unificado. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos del yacimiento, ya que estos representan sólo una pequeña parte del mismo grado de incertidumbre. Esta es la razón por la cual se habla de “estimación” de reservas. (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.10 Clasificación de las reservas de hidrocarburos

Según la certidumbre de ocurrencia, las facilidades de producción o el método de recuperación. (Tabla 3.2).

Tabla 3.2. Clasificación de las reservas de hidrocarburos (PDVSA-CIED, 1998).

CRITERIO	CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS
Certidumbre de Ocurrencia	<ul style="list-style-type: none"> • Probadas • Probables • Posibles
Facilidades de Producción	<ul style="list-style-type: none"> • Probadas desarrolladas • Probadas no desarrolladas
Método de Recuperación	<ul style="list-style-type: none"> • Primarias • Suplementarias

3.2.10.1 Reservas de acuerdo a la certidumbre de ocurrencia

Según la certidumbre de ocurrencia, las reservas se clasifican en: probadas, probables y posibles.

➤ **Reservas probadas:** las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. El término “razonable certeza” indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas (PDVSA-CIED, 1998).

➤Reservas probables: las reservas probables son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas (PDVSA-CIED, 1998).

➤Reservas posibles: las Reservas Posibles son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperadas bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas (PDVSA-CIED, 1998).

3.2.11 Cálculo de reservas

El método varía de acuerdo a la información disponible y al estado de desarrollo del campo. Para el cálculo de reservas existen los siguientes métodos: a) Método volumétrico; b) Método de curvas de comportamiento y declinación (los datos se obtienen de la historia de producción de del pozo); c) Método de balance de materiales (requiere de historias de presiones, historia de producción, análisis de pruebas PVT); d) Método de Simulación Numérica (utiliza modelos de simulación, dividiendo el yacimiento en numerosos bloques, requiere de un modelo geológico, definir la extensión del yacimiento, conocer la estructura y estudio de propiedades petrofísicas); y el e) Método de Montecarlo que es un método probabilístico útil para calcular reservas posibles acumuladas. (Mierú, R. 1994).

3.2.11.1 Método volumétrico

Es el más comúnmente utilizado y oficialmente adoptado por PDVSA, para estimar el volumen de hidrocarburos en los yacimientos. Este método es el aplicado por el geólogo de producción y es el único que puede ser utilizado antes de explotarse el yacimiento; se estima el petróleo original en sitio (P.O.E.S) a partir de la determinación del volumen de petróleo que contiene la roca que conforma el yacimiento.

➤Cálculo del POES (Petróleo Original en Sitio): se refiere al volumen de petróleo, que está en el subsuelo en los espacios porosos de la roca que lo contiene, calculado en referencia al volumen que ocuparía en los tanques en la superficie. Del POES total, solo una fracción puede ser recuperada y estas porciones son las reservas recuperables. Para su estimación se debe definir ciertos parámetros como. Volumen = área x espesor, Propiedades físicas de los fluidos, área de drenaje (Guzmán, R.,1994).

$$POES (N) = 7758 \times V \times \phi \times S_o / B_{oi} \quad (3.1)$$

Donde;

V = volumen en acre/pie

ϕ = porosidad en %

S_o = saturación de petróleo (1 – Saturación de agua) en %

B_{oi} = factor volumétrico inicial del yacimiento. Dado en Barriles de yacimiento / barriles normales
 $1/B_{oi}$ = Factor de merma, en %

➤Reservas recuperables (Rec): es el petróleo que se puede extraer del pozo. Es el volumen de petróleo, gas, estimado a condiciones originales del yacimiento, que se puede extraer comercialmente del yacimiento. Se sabe que todas las reservas cuantificadas para los yacimientos en el subsuelo no serán extraídas por distintas razones que varían desde el tipo de crudo, condiciones tecnológicas disponibles, comportamiento de las presiones y la rentabilidad económica (Guzmán, R.,1994).

$$R_{rec} = N \times Fr \quad (3.4)$$

Donde:

N = Petróleo Original en Situ

Fr = factor de recobro

➤Reservas remanentes (Rrem): constituyen la porción de las reservas recuperables que aún no han sido extraídas del yacimiento para el momento que se efectúa la estimación. Se obtiene de la diferencia de las reservas recuperables calculadas y la producción acumulada ó volumen extraído (Guzmán, R.,1994).

$$R_{rem} = R_{rec} - N_p \quad (3.5)$$

Donde:

R_{rec} = reservas recuperables

N_p = producción acumulada

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

4.1 Tipo de investigación

Para la interpretación del modelo geológico del nivel estratigráfico U2I del Campo Cariña, se utilizaron varios tipos de investigación con relación a las ciencias de la tierra, tales como: sedimentología, estratigrafía, geología estructural, petrofísica, entre otras.

Esta investigación es principalmente de tipo aplicada ya que para el estudio de estas ciencias se aplicaron los conocimientos adquiridos durante la carrera, también es de tipo analítico y descriptivo, ya que de acuerdo a los resultados obtenidos se plasmarán interpretaciones, conclusiones y recomendaciones.

4.2 Diseño de la investigación

Para desarrollar una investigación es necesario el establecimiento de estrategias para así poder esclarecer dudas del tema planteado. Esta investigación posee un diseño de tipo: documental y de campo.

a. De tipo documental: ya que se basa, en estudios fundados, en hechos plasmados, es decir en documentos que ya fueron probados y justificados, los cuales nos van a ilustrar sobre el fenómeno a estudiar.

b. De Campo: debido a que se toman datos del análisis de registros de pozos, directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.

4.3 Procedimiento Metodológico

Para concretar los objetivos planteados en este trabajo, se desarrolló una metodología firmemente estructurada, con la finalidad de seguir un esquema de trabajo que permitiera obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible. La metodología empleada para llevar a cabo el presente estudio se ilustra en el Flujograma de la Figura 4.1.

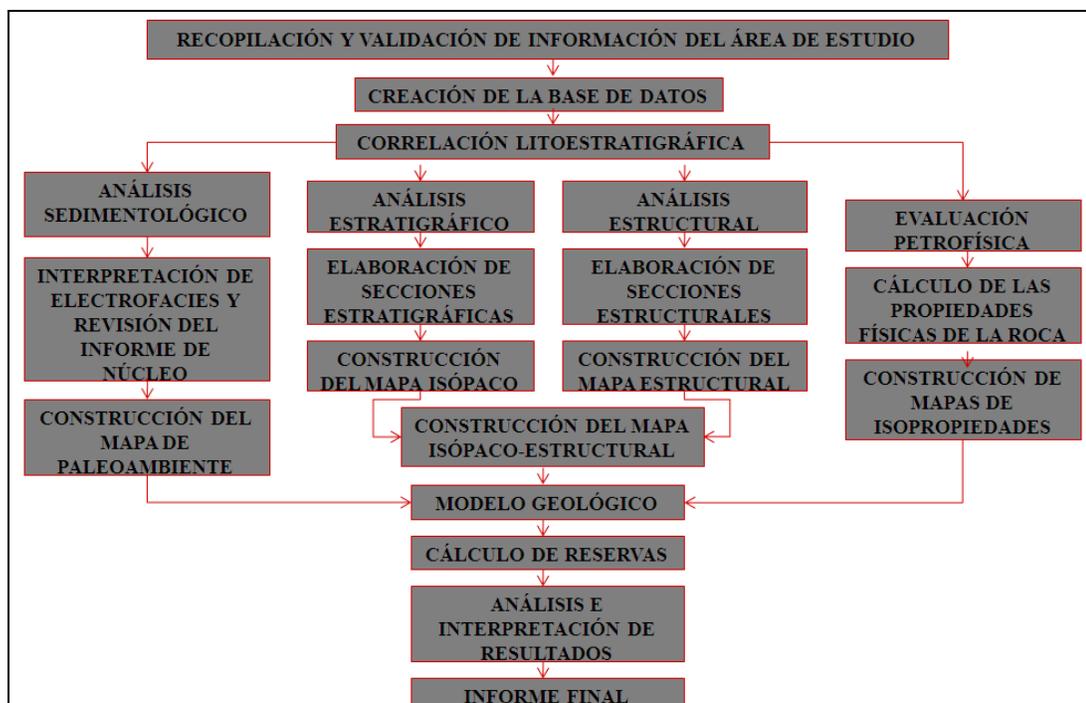


Figura 4.1 Flujograma de actividades

4.3.1 Recopilación y validación de información

Para dar inicio al desarrollo de cualquier proyecto, es necesario recopilar toda la información bibliográfica vinculada al tema de interés. Esta etapa es muy importante en la elaboración del proyecto, ya que de él depende el avance y éxito de la investigación.

Esta etapa comprende la recopilación, clasificación y actualización de toda la información geológica sobre el área de estudio, tales como: a) Estudios de informes previos de los yacimientos; b) registros de pozos (GR, SP, resistividad, conductividad, densidad-neutrón); c) carpeta de pozos; d) sumario de producción; g) mapa oficial, entre otros.

4.3.2 Creación de la base de datos

Se tomaron los registros que se encontraban en el área de estudio, todos a escala lineal 1:500 y en profundidad vertical verdadera (TVD), de ellos se extrajeron los datos básicos del pozo como lo son: coordenadas de superficie y de fondo, elevación de la mesa rotaria (EMR), y profundidad máxima (TD). Para conocer la geometría del hoyo se revisaron las diferentes carpetas de pozos, y para determinar los datos principales del nivel de estudio, como: coordenadas al tope, profundidad al tope y base, espesor total (ET), arena neta (AN) y arena neta petrolífera (ANP) se procedió a realizar la correlación litoestratigráfica. (Ver apéndice A).

4.3.3 Correlación litoestratigráfica

El objetivo de esta correlación fue la identificación de la unidad estratigráfica “U2I”, con el fin de observar la continuidad y comportamiento lateral y vertical del nivel de estudio. A través de esta correlación se identificaron los topes y bases del nivel de interés, profundidad, arena neta, y arena neta petrolífera.

En esta etapa primeramente se elaboró un sistema de mallado de correlación triangular, el cual permite asegurar la continuidad y cierre de la correlación hasta cubrir el área de estudio donde se siguen los principios generales que se muestran a continuación:

Se selecciona un registro tipo del área, en este caso el pozo MFC-026, por poseer la columna estratigráfica completa.

Se eligió como marcador estratigráfico el tope de la Arena TL, cuya característica lutítica posee gran extensión lateral, observándose en la mayoría de los registros. La correlación debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés.

Una vez que se ha elaborado el mallado de correlación (figura 4.2) y definido el marcador, se procede a correlacionar. La correlación se realizó mediante la Plataforma de *OpenWork* con la aplicación correlation de la herramienta StratWorks esta una herramienta de gran ayuda en lo que respecta a la digitalización de las secciones estratigráficas y estructurales.

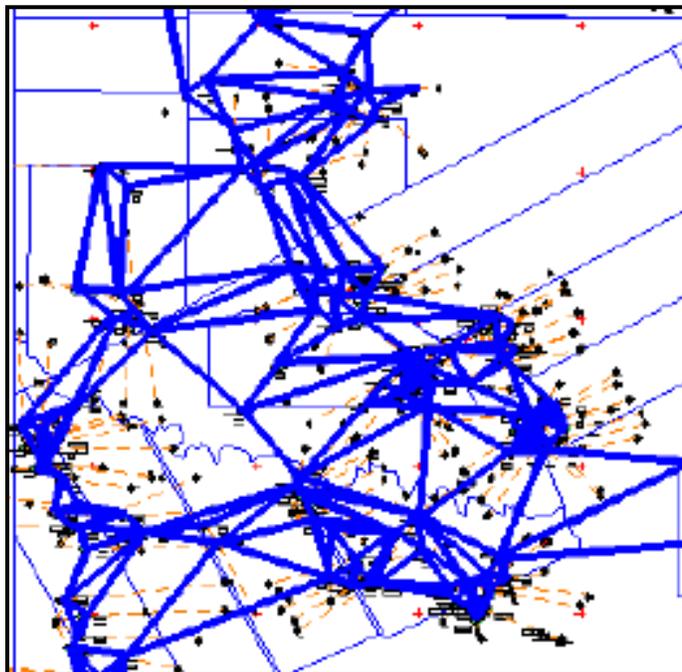


Figura 4.2 Croquis de mallado de correlación del Campo Cariña.

4.3.4 Análisis Sedimentológico

4.3.4.1 Interpretación de electrofacies y revisión del informe de núcleo

Las electrofacies del intervalo de estudio fueron interpretadas según el criterio expuesto en la figura 4.3. Para realizar la interpretación de las facies sedimentarias, donde el tipo campana (granodecreciente) y tipo cilíndrico fueron consideradas facies de canal, del tipo embudo (granocreciente) fue considerado facies de abanicos de roturas, y el tipo de forma irregular fue indicativo de facies de llanura de inundación. Luego se revisó el informe de núcleo perteneciente al pozo MFC-26 Y MFC-66 el cual fue un punto clave para la determinación del ambiente sedimentario. Cabe destacar que este informe fue facilitado por PDVSA Estudios Integrados Puerto la Cruz.

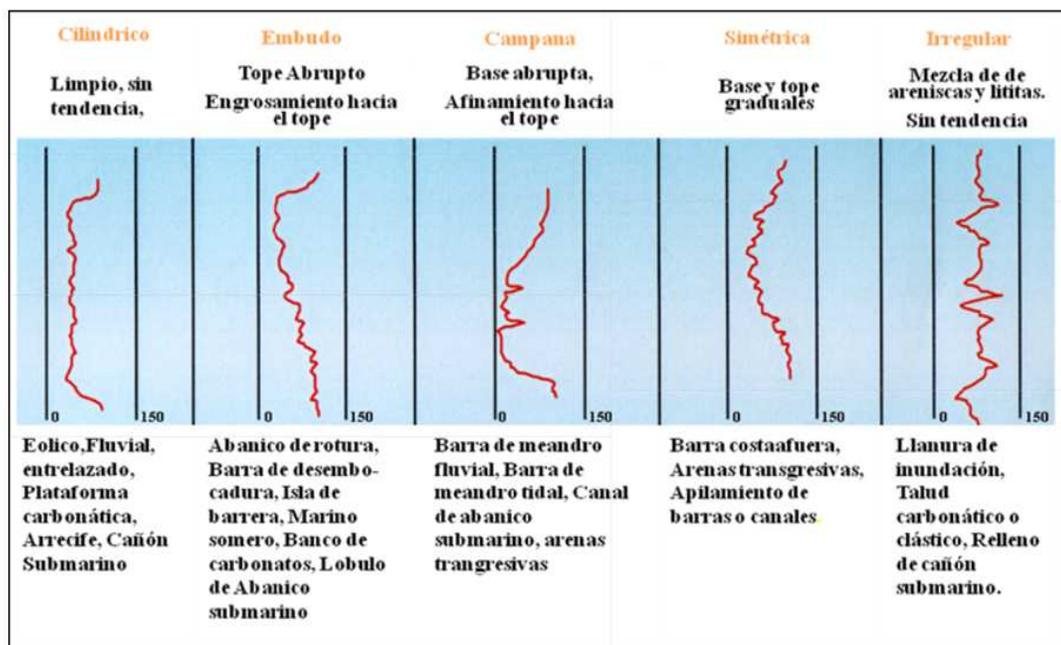


Figura 4.3 Criterio para la interpretación de electrofacies (Acosta Rosales, 2006).

4.3.4.2 Elaboración del mapa de paleoambiente

Se realizó el mapa de paleoambiente ubicando en el mapa base del campo el Nivel U2I, según la información obtenida tras la correlación. Basado en las respuestas de los perfiles de pozos se asignando a cada pozo su correspondiente respuesta en Gamma Ray del intervalo (U2I) o electroforma para reconocer las distintas electrofacies fundamentales que prevalecían en el momento de la deposición del intervalo U2I.

4.3.5 Análisis estratigráfico

4.3.5.1 Elaboración de las secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas se realizaron con el objetivo de reconstruir la geometría de la arena en el tiempo de deposición o en un tiempo corto posterior a ella, permitiendo así obtener información acerca de la extensión lateral y vertical de la arena, límites estratigráficos y cambios de facies.

Para la elaboración de las secciones estratigráficas, en primer lugar se definió su orientación y los pozos que la integran, luego se procedió a escoger un marcador geológico regional que constituirá el *datum* estratigráfico, en este caso se utilizó como marcador regional el tope de “TL”, a partir de la cual fueron colgados cada uno de los registros de pozos en la misma secuencia de su ubicación en el mapa, logrando así la horizontalidad de los estratos para posteriormente identificar el horizonte geológico de interés, observándose la geometría del estrato que constituye la arena “U2I”

Las secciones fueron realizadas mediante Openwork en la aplicación de correlation, en donde una vez creado los topes por medio de la correlación, se procedió a rellenar

las zonas con la simbología y el color que caracteriza su litología. Luego estas imágenes fueron exportadas en formato de imagen JPG. En Tabla 4.1 se aprecia los pozos involucrados en las mismas y la distribución de la en la Figura 4.4 Además mediante la realización de las secciones se llevó a cabo la validación del mapa de paleoambiente, ya que estas nos permitieron determinar los cambios de facies y continuidad del cuerpo sedimentario.

Tabla 4.1 Pozos involucrados en las secciones estratigráficas

SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS	POZOS	RUMBO
A-A'	MFC-27 MFC-124 MFC-114 HP MFC-105 MFC-1 MFC-108HP MFC-197HP2	SW-NE
B-B'	MFC-117HP MFC-45HPV MFC-74 HP MFC-197 MFC-111HP1 MFC-111HP2 MFC-148HP1 MFC-211	SW-NE
C-C'	MFC-50 MFC-112 MFC-46HP MFC-51 MFC-58 MFC-116 MFC-007 MFC-208 MFC-215	SW-NE
D-D'	MFC-81 MFC-82 MFC-87 MFC-153 MFC-97 MFC-210 MFC-208	SW-NE

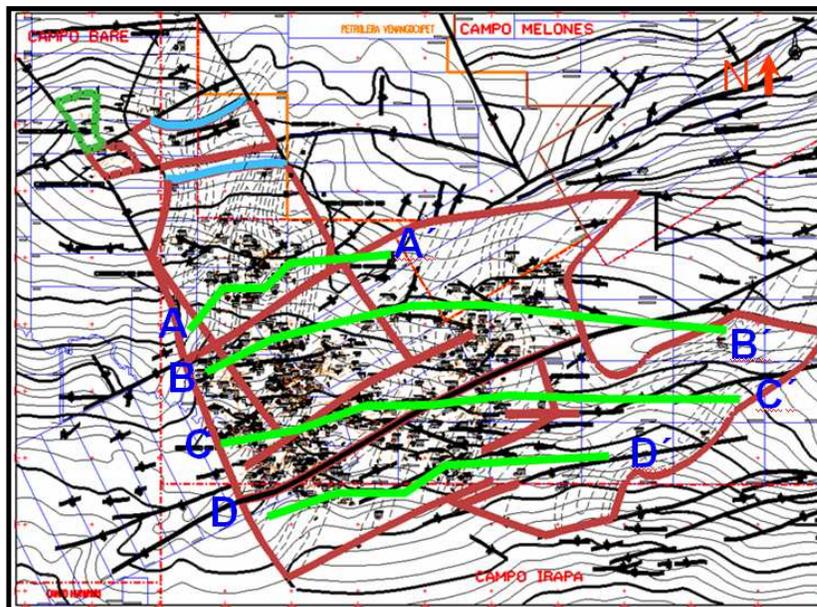


Figura 4.4 Distribución de las secciones estratigráficas

4.3.5.2 Construcción del mapa Isópaco de arena neta petrolífera

Para su realización, teniendo los espesores de arena neta petrolífera se procede a generar el mapa isópaco, representando en el mapa base a escala 1:20000 los espesores leídos. El mismo muestra la orientación, la distribución areal del nivel de interés y su geometría, lo que nos permite validar el tipo de depósito y ambiente sedimentario. Una vez elaborado en forma manual fue digitalizado mediante el sistema de generación de mapas (SIGEMAP, versión 3.0).

4.3.6 Análisis Estructural

4.3.6.1 Elaboración de secciones estructurales

Para la elaboración de las secciones estructurales, se utilizó el mapa base del área de estudio junto con las fallas oficiales del campo, se trazaron dos (2) secciones estructurales las cuales atravesaron la mayoría de las fallas de manera tal que se pudieran validar las mismas. Estas secciones también fueron realizadas cubriendo la mayor parte posible del área de trabajo para así poder representar los horizontes geológicos de interés. Luego de señalar en el mapa la orientación de estas secciones, se seleccionaron cada uno de los registros de los pozos que integran las secciones trazadas en el mapa base, dichos registros debían encontrarse a la misma escala vertical, se enfatizó en ubicar registros de pozos verticales. En la tabla 4.2 se aprecia los pozos involucrados en las secciones estructurales y la distribución de las mismas en la Figura 4.5.

Se seleccionó un *Datum*(-2257 pies) para la sección A-A', mientras que para la sección B-B' se seleccionó un *Datum*(-2848) comenzando por el pozo que se encuentra más alto en la estructura. Se colocaron los perfiles de los pozos a su distancia correspondiente de acuerdo al espaciamiento que muestran en el mapa base,

a escala horizontal, alineando cada uno al *datum*, luego se trazaron líneas uniendo el nivel en estudio para digitalizar haciendo uso del modulo *openwork* en la aplicación de *correlation*. Por último, se verifica el comportamiento estructural del intervalo, geometría, arquitectura, detallando el buzamiento y validando cada una de las fallas a través de su diferencia estructural

Tabla 4.2 Pozos involucrados en las secciones estructurales

SECCIONES ESTRUCTURALES	POZOS	RUMBO
A-A'	MFC-95HP MFC-86 MFC-81 MFC-50HP MFC-45HP MFC-202 MFC-114HP MFC-126HP MFC-24 MFC-34	SE-NW
B-B'	MFC-95 MFC-153 MFC-98 MFC-158 MFC-112 MFC-111	SW-NE

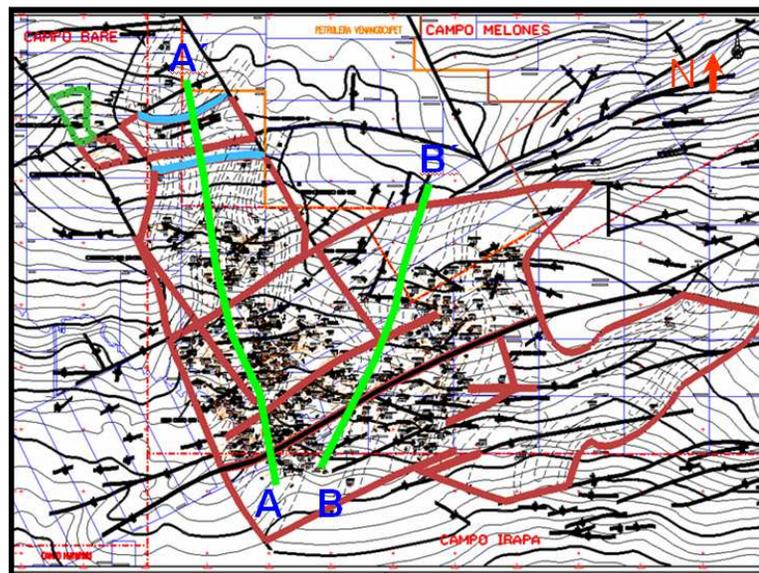


Figura 4.5 Distribución de las secciones estructurales

4.3.6.2 Construcción del mapa estructural

Para la construcción del mapa estructural se utilizó un mapa base a escala 1:20000 con los pozos y las respectivas profundidades Sub-Sea del nivel en estudio.

Luego se procedió a trazar los contornos estructurales cada 25 pies y a establecer la morfología y dirección de la estructura, así como su buzamiento y desplazamiento. Una vez elaborado en forma manual, fue digitalizado mediante el sistema de generación de mapas (SIGEMAP, versión 3.0).

4.3.6.3 Construcción del mapa Isópaco estructural

Este mapa inicialmente se elaboró de forma manual y es el producto de superponer el mapa Isópaco de arena neta petrolífera con el mapa estructural para luego ser digitalizado con la aplicación SIGEMAP. Además de los contornos isópacos-estructurales se reflejaron la simbología actualizada de los pozos y se delimitaron los yacimientos permitiéndonos entonces determinar el área y volumen de los mismos, dato necesario para la realización del cálculo de reservas para el yacimiento.

4.3.7 Evaluación petrofísica

La evaluación Petrofísica comprende el cálculo de los parámetros de temperatura de formación (T_f), gradiente geotérmico (GG), resistividad de agua de formación (R_w), volumen de arcilla (V_{sh}), porosidad efectiva (ϕ_e), saturación de agua (S_w), y permeabilidad (K). Dichos parámetros se utilizaron en la elaboración de los mapas de isopropiedades.

4.3.7.1 Cálculo de las propiedades físicas de la roca

La caracterización petrofísica se realizó a un total de veintiocho (28) pozos que enmarcaban un alto porcentaje del área en estudio, se tomaron estos pozos debido a que ellos cuentan con las curvas de Densidad-Neutrón, Rayos Gamma y Resistividad

las cuales permiten el cálculo de la evaluación petrofísica mediante formulas establecidas para cada propiedad.

➤ Determinación de los parámetros m , n y a : los valores de los parámetros (m , n y a) fueron suministrados por Estudios Integrados Puerto La Cruz quienes mediante los análisis realizados en la zona de estudio han determinado que los valores que más se ajustan para el Campo Cariña son los siguientes:

Exponente de cementación (m): es de $m = 1.66$

Exponente de saturación (n): El exponente de saturación depende de la humectabilidad de la roca, para el campo Cariña $n = 1.83$ brinda resultados satisfactorios.

Factor de Tortuosidad (a): En líneas generales, este parámetro se considera constante para una litología dada, para la Formación Merecure se maneja el valor $a = 1$.

➤ Resistividad del agua (R_w): la resistividad del agua de formación es uno de los parámetros básicos de mayor importancia en la definición del modelo petrofísico, ésta se puede obtener de varias formas (Schlumberger, 1972). Para el caso en estudio se utilizaron análisis químico y el método de Archie para una arena cien por ciento saturada de agua.

Análisis Químico: Utiliza coeficientes ponderados para convertir la concentración de iones individuales en concentraciones equivalentes de NaCl. La figura 4.6 provee multiplicadores para convertir varios iones en concentraciones electivamente equivalentes de NaCl.

El enfoque sistemático que describe la estimación de R_w mediante análisis químico está definido por los siguientes pasos:

1. Determinar la concentración total de iones en partes por millón "ppm" sumando las concentraciones individuales de cada ion para ubicarlos en el eje de las abscisas de la figura 4.6 para posteriormente dibujar una línea vertical que intercepte su curva correspondiente y de esta manera se obtiene los multiplicadores individuales para cada ion.
2. Para obtener la concentración equivalente de NaCl se suman los valores obtenidos de la multiplicación de la concentración de cada ion por su factor multiplicador.
3. Con la concentración equivalente de NaCl se obtiene R_w aplicando la ecuación 4.4 a temperatura de superficie.

$$R_{w@75^{\circ}\text{F}} = 0.0123 + \frac{3647.5}{[\text{NaCl}(\text{ppm})]^{0.955}} \quad (4.4)$$

4. Posteriormente se determina el valor de la temperatura de formación con la ecuación 4.5.

$$T_f = T_s + \frac{P_f(T_m - T_s)}{P_m} \quad (4.5)$$

Donde:

T_f =Temperatura de Formación ($^{\circ}\text{F}$).

T_s =Temperatura Media de la superficie ($^{\circ}\text{F}$).

T_m =Temperatura máxima ($^{\circ}\text{F}$).

P_m =Profundidad Máxima ($^{\circ}\text{F}$).

P_f =profundidad de la formación (pies).

5. Con la temperatura de formación ya obtenida se lleva el valor de R_w a condiciones del nivel de interés con la ecuación 4.6.

$$R_{w_2} = R_{w_1} \times \left[\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right] \quad (4.6)$$

Donde:

R_{w_2} =resistividad a condiciones del nivel de interés.

R_{w_1} =resistividad a condiciones de superficie

T_1 =temperatura de superficie

T_2 =temperatura del nivel de interés

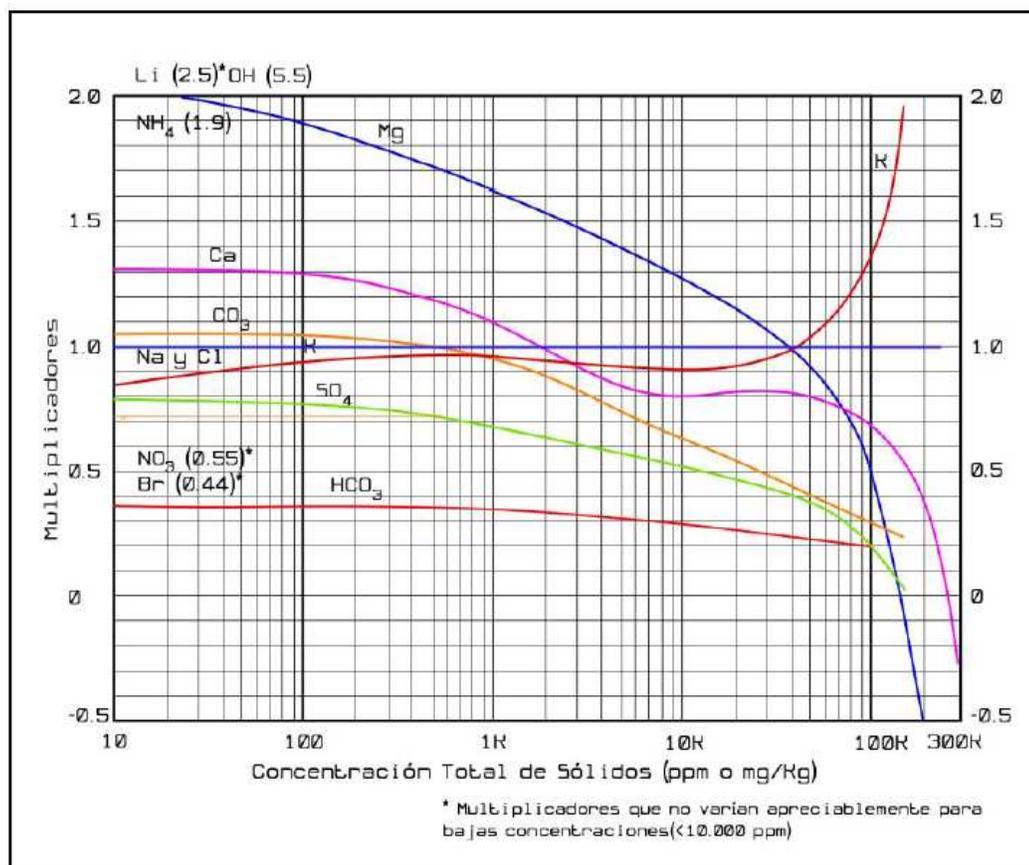


Figura 4.6 gráfico para la determinación de los multiplicadores de electrolitos equivalentes.

Método de Archie: para el cálculo de R_w se parte de la ecuación de Archie (4.7).

$$S_w = \sqrt{\frac{a \times R_w}{\phi_e^m \times R_t}} \quad (4.7)$$

Método en el cual se selecciona una arena 100% saturada de agua, haciendo ($S_w=1$) sustituyendo y despejando nos queda la ecuación 4.8.

$$R_w = \frac{\phi_e^{m_2} \times R_t}{a} \quad (4.8)$$

Donde:

R_w = Resistividad del agua. e = Porosidad efectiva.

R_t = Resistividad de la arena.

a = Factor de tortuosidad.

➤ Volumen de arcilla (V_{sh}): Para el cálculo de esta propiedad se midió el valor del Gamma Ray de la arena de estudio (GR_{leido}), el Gamma Ray de la lutita ($GR_{arcilla}$) y el Gamma Ray de la arena limpia (GR_{arena}) obteniéndose entonces el índice de arcillosidad mediante la ecuación (4.9) luego estos valores se corrigieron mediante la ecuación de Larinov para rocas Terciarias (Ecuación 4.10).

$$I_{vsh} = \frac{(GR_{leido} - GR_{arena})}{(GR_{arcilla} - GR_{arena})} \quad (4.9)$$

$$V_{sh} = 0.083 \times (2^{3.7 \times I_{vsh}} - 1) \quad (4.10)$$

Donde:

$Ivsh$ = Índice de arcillosidad por Gamma Ray.

GR_{leido} = Gamma Ray leído en la zona a evaluar.

GR_{arena} = Gamma Ray en la arena más limpia del intervalo geológico.

$GR_{arcilla}$ = Gamma Ray en la arcilla del intervalo geológico.

Vsh = Volumen de arcilla.

➤ Porosidad: para calcular la porosidad total de la roca, se emplearon los registros densidad-neutrón, cabe destacar que todos los registros utilizados se encontraban ya compensados por lo tanto el valor observado en la curva de densidad se leía en la misma escala de la curva neutrón obteniendo así de esta forma el valor de la porosidad por densidad. Para determinar la porosidad efectiva se utilizaron las siguientes ecuaciones.

$$\phi Dc = \phi D - (Vsh \times \phi Dsh) \quad (4.11)$$

$$\phi Nc = \phi N - (Vsh \times \phi Nsh) \quad (4.12)$$

$$\phi_e = \left(\frac{\phi Dc + \phi Nc}{2} \right) \quad (4.13)$$

Donde:

ϕDc = Porosidad Densidad corregida por arcillosidad.

ϕD = Lectura de la arena de estudio por la curva de densidad

ϕDsh = Lectura de la arcilla por la curva de densidad

Vsh = arcillosidad

ϕNc = Porosidad Neutrón corregida por arcillosidad.

ϕN = Porosidad de la arena de estudio por la curva neutron

ϕNsh = Lectura de la arcilla por neutrón.

ϕe = Porosidad efectiva.

➤ Cálculo de saturación de agua (S_w): Para el cálculo de S_w se utilizó la ecuación de Simandoux Modificado (Ecuación 4.14), la cual está basada en el concepto de la fracción volumétrica de arcilla. Se utilizó esta ecuación directamente debido a resultados satisfactorios obtenidos previamente en la zona de estudio.

$$S_w = \frac{a * R_w * (1 - Vsh)}{2 * \Phi^m} * \left[-\frac{Vsh}{Rsh} + \left(\left(\frac{Vsh}{Rsh} \right)^2 + \left(\frac{4 * \Phi^m}{a * R_t * R_w * (1 - Vsh)} \right) \right)^{1/n} \right] \quad (4.14)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

Φ = Porosidad efectiva

n = Exponente de saturación

m = Exponente de cementación

a = Factor de tortuosidad

R_t = Resistividad de formación

R_w = Resistividad del agua de formación

Vsh = Volumen de arcilla

Rsh = Resistividad de la arcilla adyacente

➤ Permeabilidad (K): para la determinación de la permeabilidad se empleó la ecuación de shlumberger, la cual está en función de la porosidad y la saturación de agua irreductible Ecuación 4.15

$$K = \left(93 \times \phi_e^{2.2} / swirr \right)^2 \quad (4.15)$$

Donde:

K = Permeabilidad (mD).

Φ = Porosidad efectiva (fracción).

Vsh = Volumen de Arcilla (fracción).

➤ Parámetros de corte: los parámetros de corte son indicativos de valores a partir de los cuales se muestran propiedades petrofísicas para establecer si la roca es poco prospectiva o dejan de ser rentables. Estos parámetros son establecidos de acuerdo a las características comunes presentes cerca del área de estudio, que promediadas nos dan a conocer cuando un valor es anormal y cuando no.

Se efectuaron cuatro crossplots de acuerdo a las características presentes en el área de estudio, los cuales fueron: Sw vs Rt ; Sw vs Vsh ; Vsh vs Φ y Φ vs K ; De la gráfica (Crossplots) de Sw vs Rt se obtiene: a) la saturación de agua irreductible ($Swirr$), que es la máxima saturación de agua a partir de la cual en el yacimiento comienza a ser móvil, es decir, donde es capaz de comenzar a producir agua conjuntamente con petróleo, se determinó ubicando en la gráfica los valores mínimos de Sw y trazando una vertical por donde la curva se hace asintótica e intercepta al eje de las abscisas; b) la resistividad de corte (Rtc) que corresponde al valor de resistividad mínimo con el cual produce un pozo en el yacimiento, se obtiene donde la curva se hace asintótica y se proyecta una horizontal cortando al eje de las ordenadas; c) la saturación de agua de corte (Swc), que es el valor de saturación con el cual un pozo puede considerarse como potencial productor de agua, se determina entrando con el valor de Rtc y trazando una recta horizontal que corte con la curva que mejor se adapte al comportamiento de los puntos (Figura 4.7).

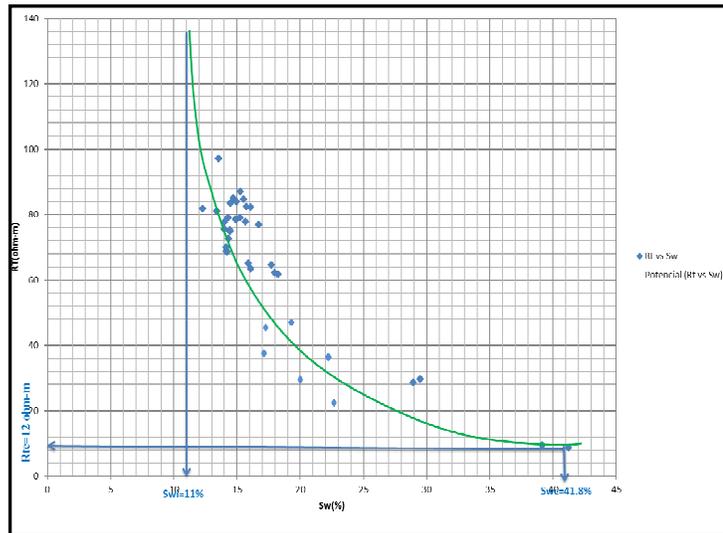


Figura 4.7 Gráfica Rt Vs Sw

De la gráfica Sw vs Vsh se obtiene el volumen de arcilla de corte (Vshc), entrando con la saturación de agua de corte se intercepta la línea de tendencia y luego se proyecta una línea horizontal hasta cortar el eje de las ordenadas, obteniéndose Vshc, este representa el valor mínimo a partir del cual el intervalo de arena comienza a ser considerado con alto volumen de arcilla (Figura 4.8).

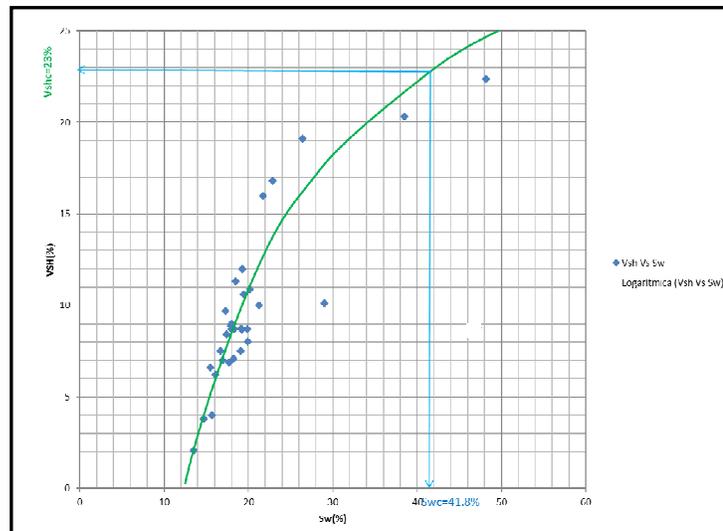


Figura 4.8 Gráfica Sw Vs Vsh.

La porosidad crítica de corte (Φ_c) se determinó entrando con el V_{shc} cortando la línea de tendencia y el valor de porosidad correspondiente al punto de la intersección corresponde a la (Φ_c), como se visualiza en la (Figura 4.9).

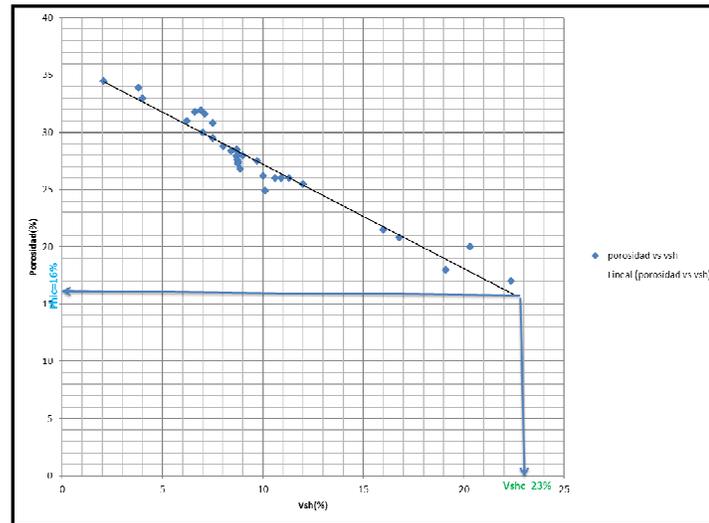


Figura 4.9 Grafica Vsh Vs Φ

La permeabilidad de corte se obtiene de la gráfica porosidad vs permeabilidad, entrando con la porosidad de corte se intercepta la línea de tendencia y se proyecta dicho punto al eje de las ordenadas obteniendo así la K_c (Figura 4.10).

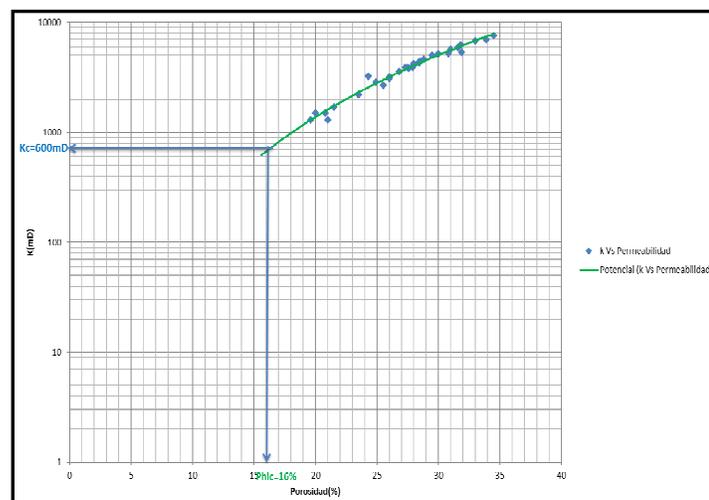


Figura 4.10 Grafica K Vs Φ

➤ Mapas de isopropiedades: a partir de los resultados de la caracterización petrofísica y la interpretación geológica del yacimiento tanto del punto de vista estructural como del ambiente, se elaboraron mapas de isópropiedades de: volumen de arcilla (V_{sh}), porosidad efectiva (Φ_e), saturación de agua (S_w) y permeabilidad (K). Estos mapas nos permiten observar el comportamiento y la distribución dentro del yacimiento de cada una de las propiedades petrofísica y de esta manera determinar donde se encuentran localizadas las mejores propiedades de las rocas.

Estos mapas se realizaron en forma manual, para luego ser digitalizados bajo la herramienta de OFM 4.2

4.3.8 Cálculo de reservas

En primer lugar, se procedió a realizar el cálculo del área y volumen con la herramienta de SIGEMAP, seguidamente se procedió a calcular el Petróleo Original en Sitio (POES) para así realizar el cálculo de las reservas del área de interés.

Para esta estimación se utilizó el método volumétrico que por su sencillez y alto grado de certeza resulta el más indicado para este trabajo. Para el cálculo del POES se utilizó la fórmula 3.1 ya antes descrita

Tomando en cuenta los valores oficiales obtenidos del Libro de Reservas para el año 2016 se procedió a calcular las reservas bajo la ecuación 3.4 donde una vez determinada esta se le resta el volumen de petróleo producido para así obtener las reservas remanentes.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Base de datos

La base de datos consta de la información de 226 pozos del Campo Cariña donde se presentan las coordenadas de superficie, elevación de la mesa rotaria (EMR), geometría del hoyo. La base de datos también cuenta con la información del nivel en estudio como lo son la profundidad al tope y base, arena neta (AN) y arena neta petrolífera (ANP), cabe destacar que estos datos fueron obtenidos una vez culminada la correlación litoestratigráfica. (Ver apéndice A).

5.2 Correlación litoestratigráfica

La correlación de pozos permitió definir los límites laterales y verticales del nivel en estudio donde se procedió a correlacionar litoestratigráficamente doscientos veintiséis (226) pozos, todos pertenecientes al Campo Cariña; divididos por la geometría del pozo en 28 verticales y 198 direccionales. En los cuales la mayoría que fueron perforados en la zona Oeste del campo presentaron grandes espesores de arena neta, los cuales asilan entre 30 a 60 pies de espesor, además al noroeste el nivel U2I coalece con el nivel inferior U3S. Mientras que en la zona Este los espesores tienden a disminuir, el rango de espesores va desde los 10 a 30 pies, lo que indica que el nivel U2I disminuye lateralmente en sentido Oeste-Este.

Previamente se había seleccionado como marcador litoestratigráfico el cuello lutítico ubicado en el tope de la Arena TL; debido a su fácil identificación producto a su gran desarrollo y su constante frecuencia en todo lo registros involucrados en la correlación que habla de su gran extensión lateral.

5.3 Análisis sedimentológico

5.3.1 Interpretación de electrofacies, revisión del informe de núcleo y creación de mapa de paleoambiente.

Observando las electrofacies y tomando en cuenta los criterios expuestos en la figura 4.3 se determinó la presencia de canales, barras fluviales y margen de canal. En el núcleo del pozo MFC-26 el nivel “U2I” de la Formación Merecure se encuentra a un intervalo de 3615’-3660’. Inicia con abundantes areniscas macizas a mal estratificadas, duras, ásperas, de grano fino a grueso, corrientemente con estratificación cruzada, intercaladas con capas más delgadas de lutita carbonácea dura, arcilita y limolita. Escasos foraminíferos arenáceos y abundantes restos de plantas sugieren una sedimentación en aguas dulces.

La zona de estudio está caracterizada por canales entrelazados los cuales tienen sentido de sedimentación hacia el Norte, estos presentan grandes espesores, y en algunos casos la coalescencia del nivel U2I con el U3S. La sedimentación de estos canales se produce en pendientes moderada a relativamente altas, con fluctuaciones rápidas en el régimen de flujo y una disponibilidad abundante fuente de sedimento. Posee suficiente energía para formar un cauce rectilíneo, el cual, está formado por un cauce principal dividido internamente en cauces secundarios por barras de partículas tamaño arena las cuales son depositadas por la misma corriente. Estas barras se forman por variación del régimen interno del sistema fluvial. Agregándole la información suministrada por el estudio del núcleo, se procedió a realizar un análisis, a través de la unión de electroformas de respuestas similares o iguales, lo que permitió establecer patrones secuenciales donde se extrapolo toda la información a los diferentes pozos para conocer la extensión y geometría probable del evento sedimentario obteniendo el denominado mapa de paleoambiente. (Figura 5.1) (Anexo 01).

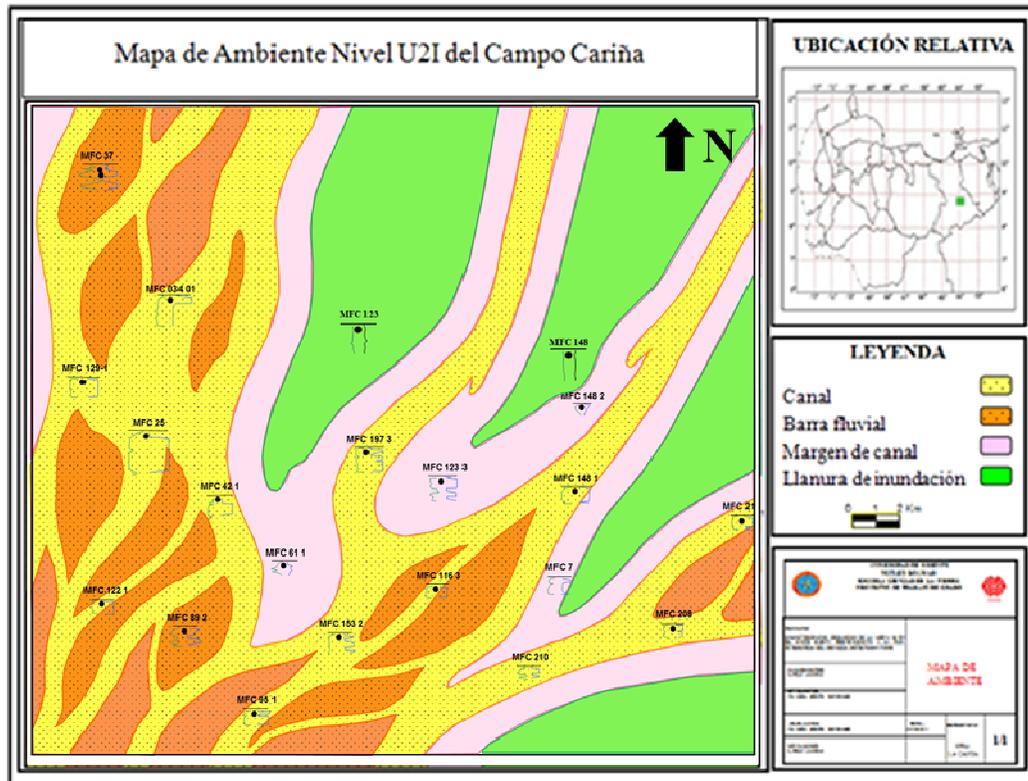


Figura 5.1 Mapa de ambiente

5.4 Análisis estratigráfico

5.4.1 Secciones estratigráficas

5.4.1.1 Sección A-A'

La sección fue elaborada en dirección Suroeste-Noreste, Tiene una longitud aproximada de 8 km, está conformada por los pozos MFC-27 MFC-124 MFC-114 HP MFC-105 MFC-1 MFC-108HP MFC-197HP2. Muestra electroformas de canal, se puede apreciar la continuidad lateral del cuerpo sedimentario, donde los mayores espesores se encuentran en centro del eje principal de sedimentación y estos disminuyen lateralmente, además en pozo MFC-114 se evidencia coalescencia con el

nivel inferior U3S, los espesores que varían desde 30' hasta 60'(Figura 5.2) (Anexo 02).

5.4.1.2 Sección B-B'

La sección fue elaborada en dirección Suroeste-Noreste, Tiene una longitud aproximada de 20 km, está conformada por los pozos MFC-117HP MFC-45HPV MFC-74 HP MFC-197 MFC-111HP1 MFC-111HP2 MFC-148HP1 MFC-211. A lo largo de esta sección se muestran electroformas correspondiente a facies de canal las cuales con espesores comprendidos entre 22' hasta 45' (Figura 5.3) (Anexo 03).

5.4.1.3 Sección C-C'

La sección fue elaborada en dirección Sureste-Noroeste, Tiene una longitud aproximada de 21km, está conformada por los pozos MFC-50 MFC-112 MFC-46HP MFC-51 MFC-58 MFC-116 MFC-007 MFC-208 MFC-215. En esta sección se mantiene el facie de canal a lo largo de toda su extensión, presentando disminución de espesor en el pozo 61HPV. Los espesores varían de 20'a 34' (Figura 5.4) (Anexo 04).

5.4.1.4 Sección D-D'

La sección fue elaborada en dirección Sureste-Noroeste, Tiene una longitud aproximada de 11km, está conformada por los pozos MFC-81 MFC-82 MFC-87 MFC-153 MFC-97 MFC-210 MFC-208. En esta sección vemos facie de canal en todos los pozos que la integran con espesores de 20'a 34'(Figura 5.5) (Anexo 05).

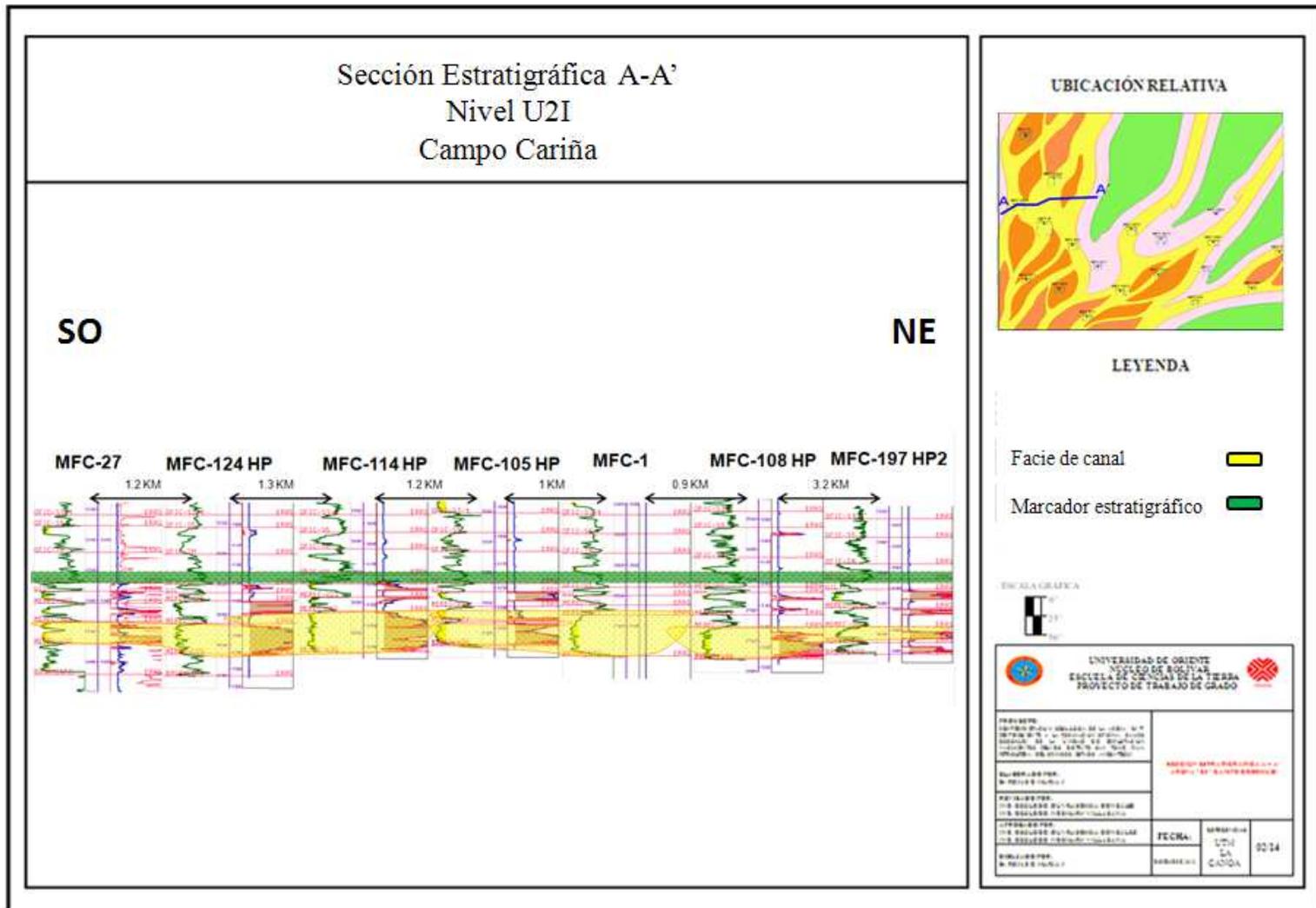


Figura 5.2 Sección estratigráfica A-A'

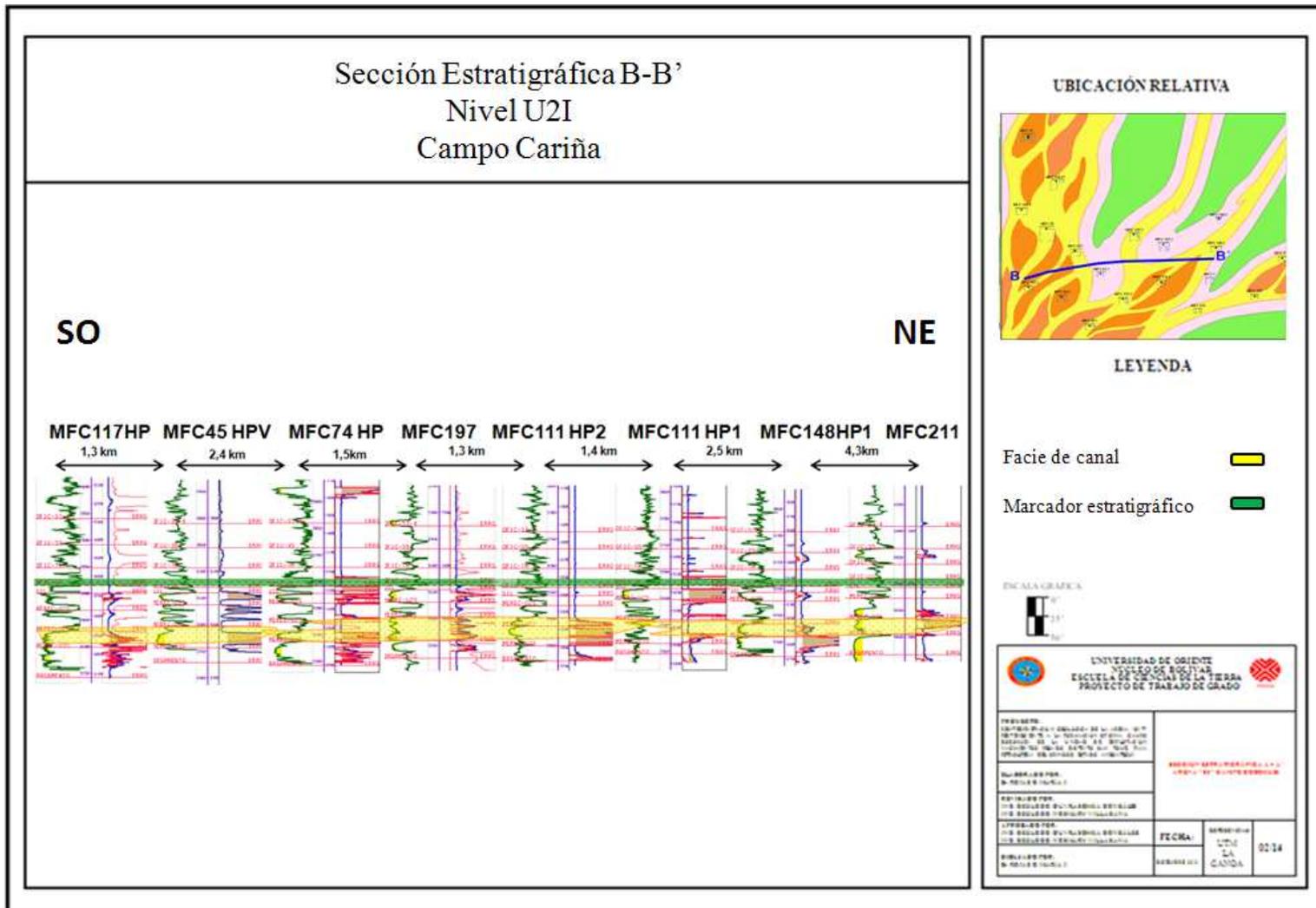


Figura 5.3 Sección estratigráfica B-B'

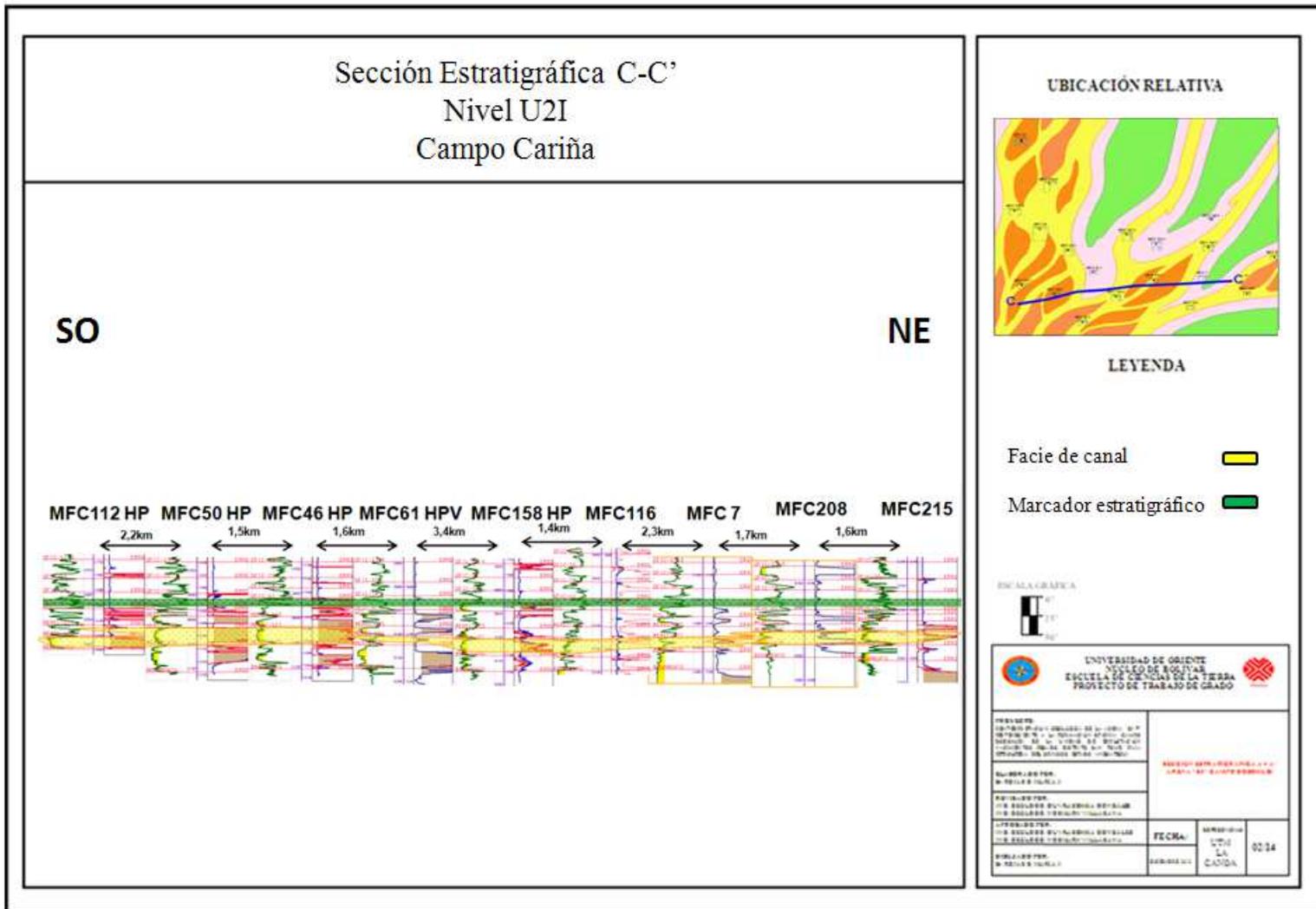


Figura 5.4 Sección estratigráfica C-C'

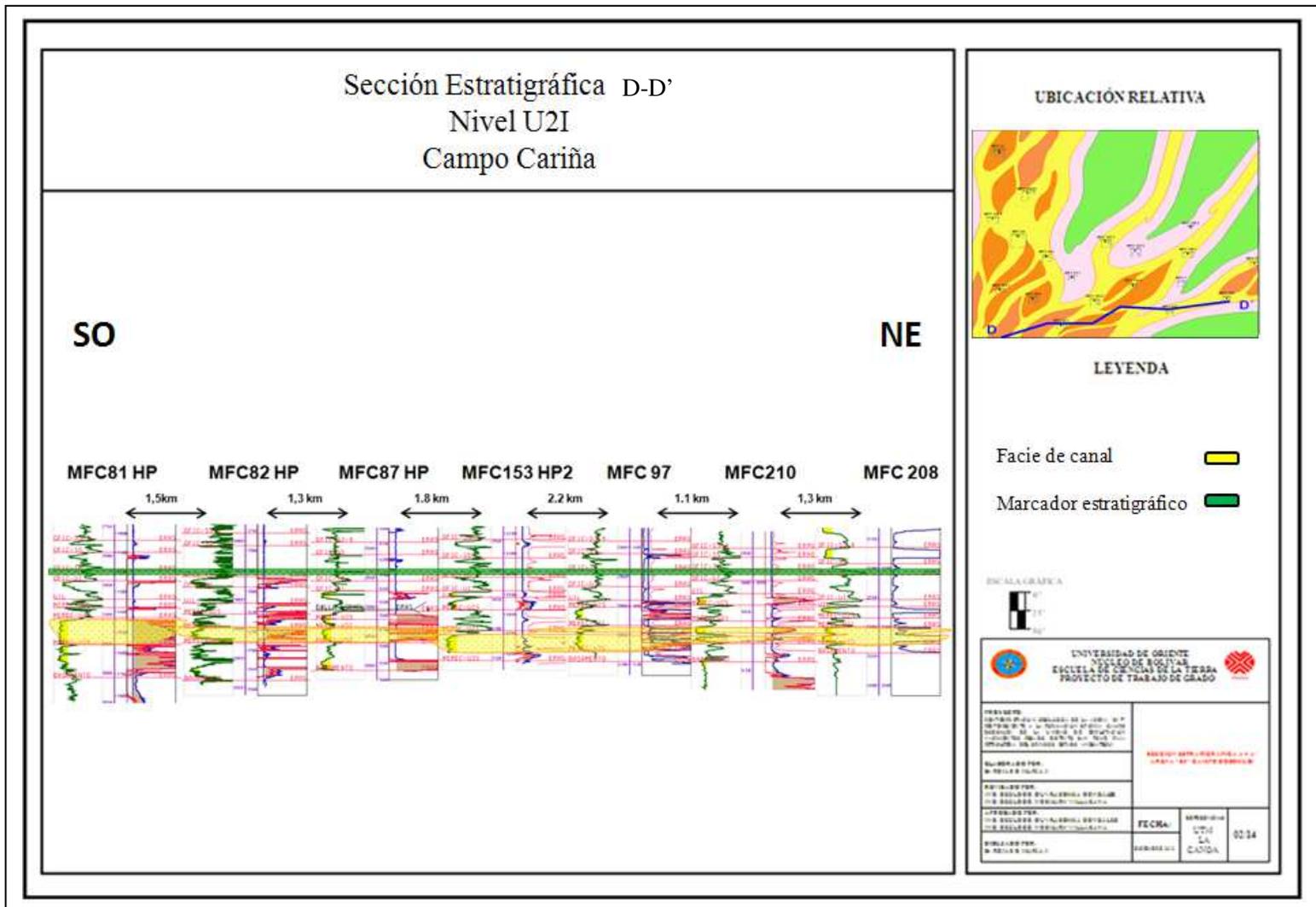


Figura 5.5 Sección estratigráfica D-D'

5.5 Análisis estructural

5.5.1 Secciones estructurales

5.5.1.1 Sección A-A´

La sección fue elaborada en dirección Sureste-Noroeste, está formada por los pozos MFC-95HP, MFC-86, MFC-81, MFC-50HP, MFC-45HP, MFC-202, MFC-114HP, MFC-126HP, MFC-24 y MFC-34 en ella se evidencia un homoclinal con buzamiento suave y cuatro fallas normales todas en dirección Suroeste-Noreste. Los saltos varían entre 90 y 25 pies. Las dos primeras fallas tienen un buzamiento Sureste y son fallas sellantes, estas por buzarse en sentido contrario a la estructura se clasifican como fallas normales del tipo antitética la falla entre los pozos MFC50HP y MFC45HP es una falla no sellante, tienen un buzamiento hacia el Sureste y también es del tipo antitética. Mientras que la falla encontrada entre los pozos MFC45 HPV y MFC202 es una falla sellante y por tener un buzamiento en la misma dirección a la de la estructura se clasifica como falla normal del tipo homotética. (Figura 5.6) (Anexo 06)

5.5.1.2 Sección B-B´

La sección fue elaborada en dirección Suroeste-Noreste está formada por los pozos MFC-95 MFC-153 MFC-98 MFC-158 MFC-112 MFC-111 en ella se evidencia un homoclinal con buzamiento suave y dos fallas normales en dirección Suroeste-Noreste. Ambas fallas son sellantes y tienen un buzamiento hacia el Sureste, sus saltos son de más o menos unos cincuenta pies. (Figura 5.7) (Anexo 07)

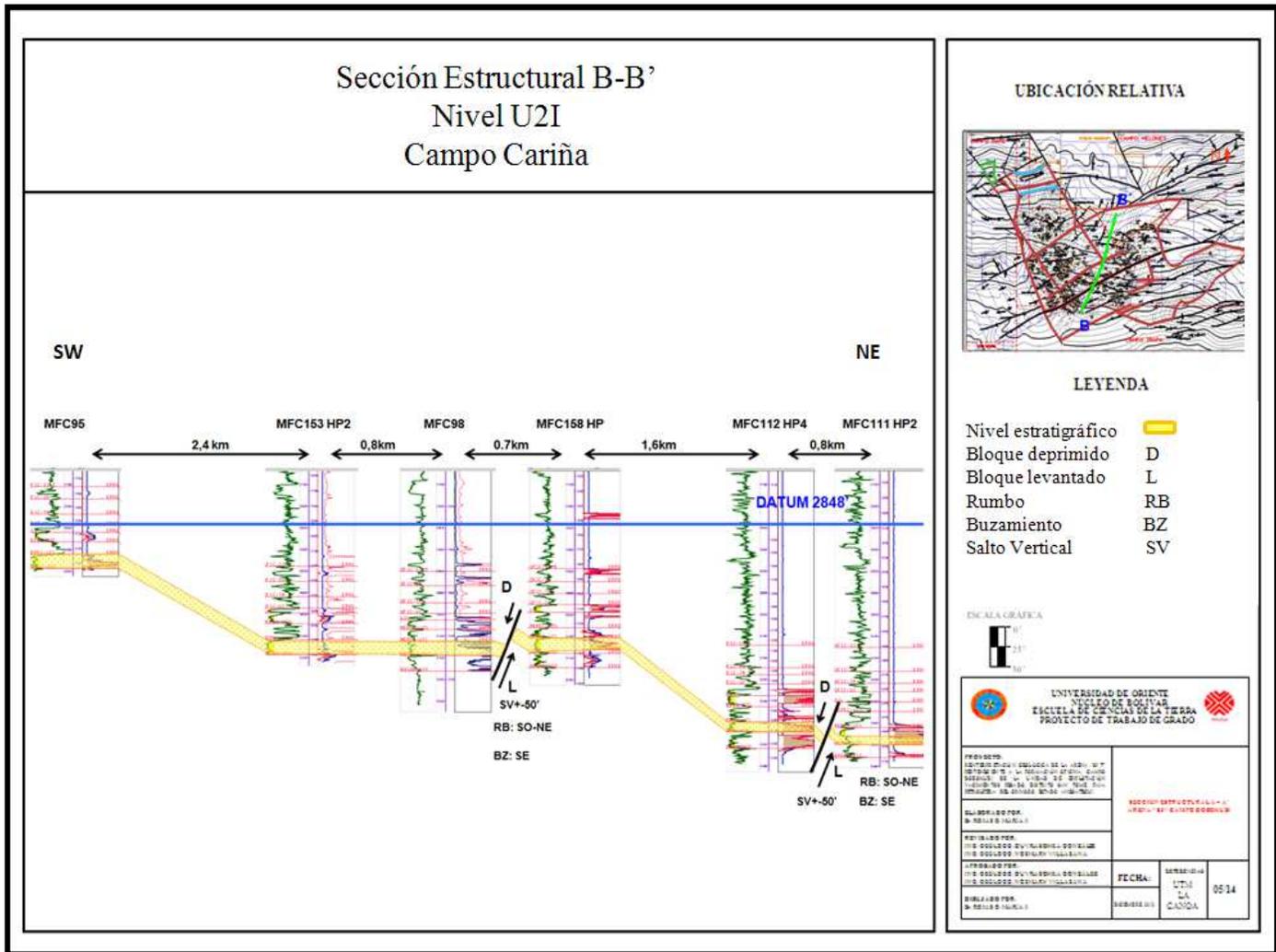


Figura 5.7 Sección estructural B-B'

5.5.2 Mapa Isópaco-Estructural

El mapa presenta un homoclinal suave con buzamiento preferencial hacia el Noreste, además se representan de fallas normales, unas de dirección Noreste-Suroeste que buzanan hacia el Sureste y hacia el Noroeste, otras de dirección Sureste-Noroeste que buzanan hacia el Noreste, (Figura 5.8) (Anexo 8). Además, en el mapa se presentan cuatro yacimientos, que son de tipo combinado, estructural y estratigráfico, debido a que están limitados por fallas normales de carácter sellante, Capos, límites de rocas o arbitrarios, establecidos según criterios geológicos. La función más importante de este mapa es de que a partir de él poder calcular el área, volumen y espesor promedio de la arena neta petrolífera, valores necesarios para el cálculo de las reservas originales en sitio de los prospectos del campo.



Figura 5.8 Mapa Isópaco-estructural

5.6 Evaluación petrofísica

Se calcularon los parámetros de volumen de arcilla, porosidad, resistividad del agua, saturación de agua y permeabilidad en un total de 28 pozos, se utilizaron las formulas mencionadas en el Capítulo IV. En la tabla 5.1 que se pueden observar los valores finales de la evaluación.

Tabla 5.1 Resultados de la evaluación petrofísica

POZO	ANP	RD (ohm)	VSH (%)	Øe %	Sw (dec)	Soil (dec)	K (md)
MFC-01	66	97	2,07	34,50	13,53	86,47	7636
MFC-34 oil	14	85	3,80	33,90	14,68	85,32	7026
MFC-197	39	85	6,60	31,80	15,51	84,49	6252
MFC-97	36	62	7,10	31,60	18,25	81,75	5930
MFC-25	37	65	6,90	31,90	17,69	82,31	5325
MFC-24	34	77	7,50	30,80	16,70	83,30	5236
MFC-15	27	29	8,01	28,80	28,92	71,08	4624
MFC-45	25	81	8,42	28,40	13,40	86,60	4362
MFC-98	21	69	8,68	27,90	14,19	85,81	3928
MFC-211	21	69	8,72	28,00	14,12	85,88	4101
MFC-33	19	9	8,77	27,40	41,21	58,79	1625
MFC-36	19	65	8,71	27,60	15,89	84,11	3825
MFC-215	19	79	8,75	27,30	15,21	84,79	3898
MFC-26	17	84	8,86	26,80	14,95	85,05	3575
MFC-51HPV	14	82	10,00	26,20	12,26	87,74	3252
MFC-07	10	62	10,11	24,90	17,98	82,02	2853
mfc-108hp	46	78	4,00	33,00	15,68	84,32	6800
mfc-115hp	24	78	9,00	28,00	13,99	86,01	4200
mfc-44hp	36	82	6,20	31,00	16,07	83,93	5700
mfc-79 hp	16	70	10,90	26,00	14,14	85,86	3190
mfc-47	17	75	10,60	26,00	14,45	85,55	3180
mfc-50 hp	25	73	8,70	28,50	14,33	85,67	4400
mfc 91 hp	25	76	8,70	28,50	13,99	86,01	4400
mfc-81	13	84	11,30	26,00	14,46	85,54	3100
mfc-87	31	63	7,50	29,50	16,07	83,93	5000
mfc-136 hp	21	87	9,70	27,50	15,26	84,74	3900
mfc-112	33	79	7,00	30,00	14,90	85,10	5200
mfc-111 hp3	12	79	12,00	25,50	14,27	85,73	2700
Promedios			8,16	28,83	16,50	83,50	4472,07

Luego de la evaluación se puede decir que los valores promedios para el nivel “U2I” son de un R_w Ohmm de 0.34; volumen de arcilla de 8,16% (0,081); una

porosidad efectiva de 28,83% (0,288); una saturación de agua de 16,5% (0,165); y una permeabilidad de 4472,07 mD.

5.6.1 Análisis de parámetros de corte

A partir de la gráfica de R_t en función de la S_w , se obtuvo un valor de corte de saturación de agua inicial igual a 41.8%, saturación irreductible de agua igual 11% y una resistividad de corte igual a 12 Ohmm. Con la grafica de S_w Vs V_{sh} se determinó un valor de corte para el volumen de arcilla igual a 23%. De la grafica V_{sh} Vs ϕ se determinó la porosidad de corte igual a 16% y por ultimo del gráfico K Vs ϕ se obtuvo la permeabilidad de corte igual 600 mD.

Interpretándose estos valores obtenidos en la evaluación petrofísica, se deducen las siguientes condiciones:

Si S_w es mayor de 41,8 % no se garantiza la producción efectiva y rentable del petróleo.

Si el V_{sh} es mayor de 23% se considera que la arena es arcillosa.

Si la ϕ es menor de 16% se considera que la arena tiene baja porosidad.

Si la K es menor de 600mD se considera que la arena tiene baja permeabilidad

5.6.2 Mapas de Isopropiedades

5.6.2.1 Mapa de Iso-Arcillosidad

La principal razón de este mapa es mostrar la distribución de las arcillas en el yacimiento, encontrándose los menores porcentajes de arcilla y las mejores propiedades hacia el centro de los canales identificados con los colores rojo y naranja.

Debido a que los paquetes de arena bien definidos se acumulan en estos sitios de alta energía mientras que hacia los márgenes de canales la arcillosidad es mayor además de la gran cantidad de intercalaciones de sedimentos finos relacionado al bajo nivel de energía. (Figura 5.9) (Anexo 9).

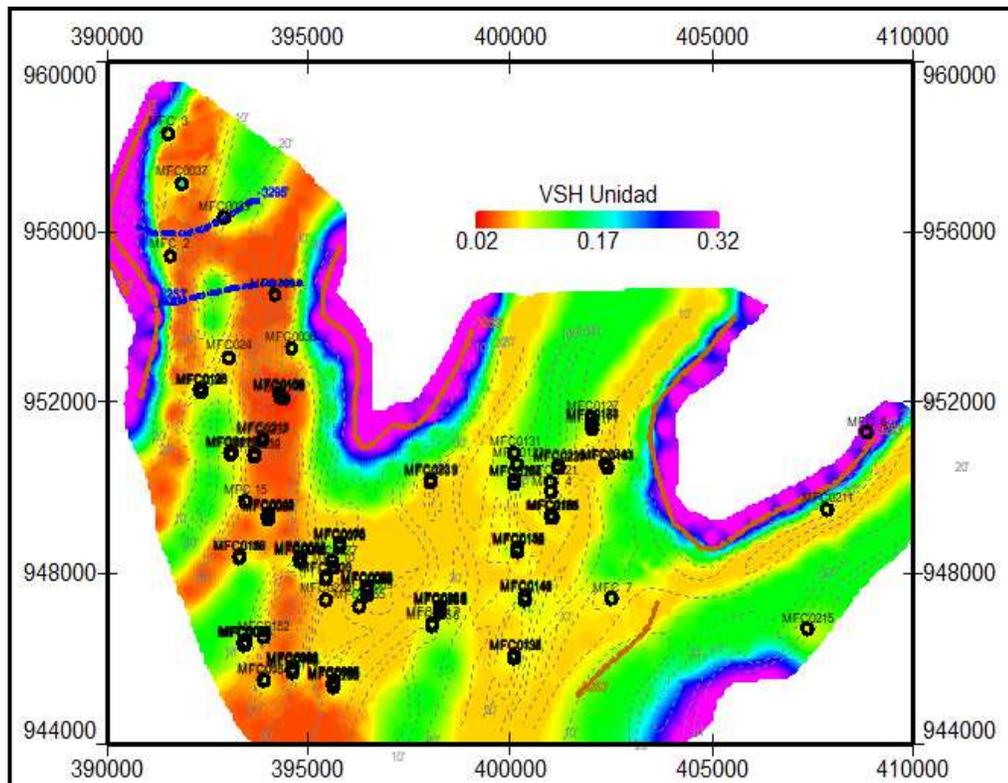


Figura 5.9 Mapa de Iso-Arcillosidad

5.6.2.2 Mapa de Iso-porosidad efectiva

Con este mapa observamos que las mejores propiedades se encuentran en el centro de los canales identificados con la coloración azul y morado, arrojando altos valores de porosidad debido a las condiciones de facies de mayor energía, las porosidades de menor valor se encuentran hacia las zonas de margen de canal donde

se encuentran los mayores volúmenes de arcilla y con esto confirma la relación inversa con el mapa de Iso-Arcillosidad (Figura 5.10) (Anexo 10).

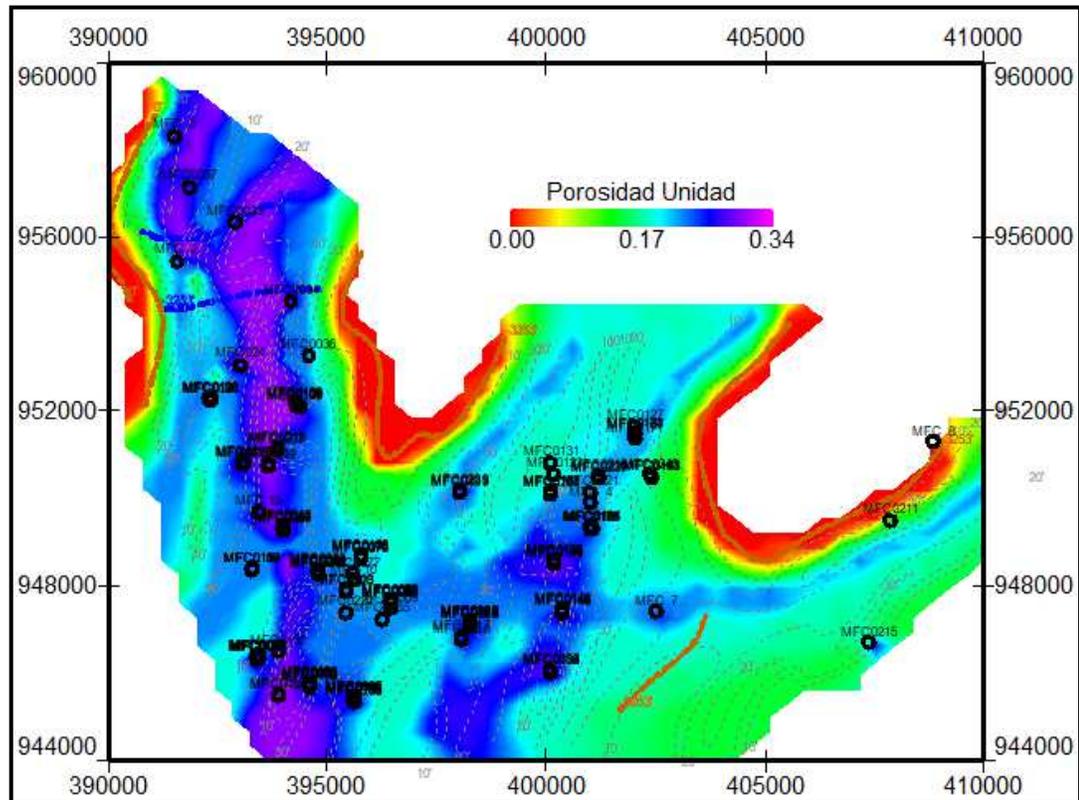


Figura 5.10 Mapa de Iso-Porosidad efectiva

5.6.2.3 Mapa de Iso-Saturación de agua

Mapa que muestra la distribución de la fracción del espacio poroso ocupado por agua en el campo, teniendo en cuenta que los fluidos presentes en la roca se distribuyen de tal manera que la gravedad y la fuerza capilar se encuentren en equilibrio. Se tiene que las mayores saturaciones de agua se localizaron en las zonas interpretadas como zonas marginales debido a que en esta zona existe mayores presiones capilares que retienen las partículas de agua, todo esto asociado al pequeño tamaño de las partículas, en esta zona se obtuvo valores de 27%, por el contrario, en las zonas donde se localiza el centro de los canales con coloración rojo y naranja, se

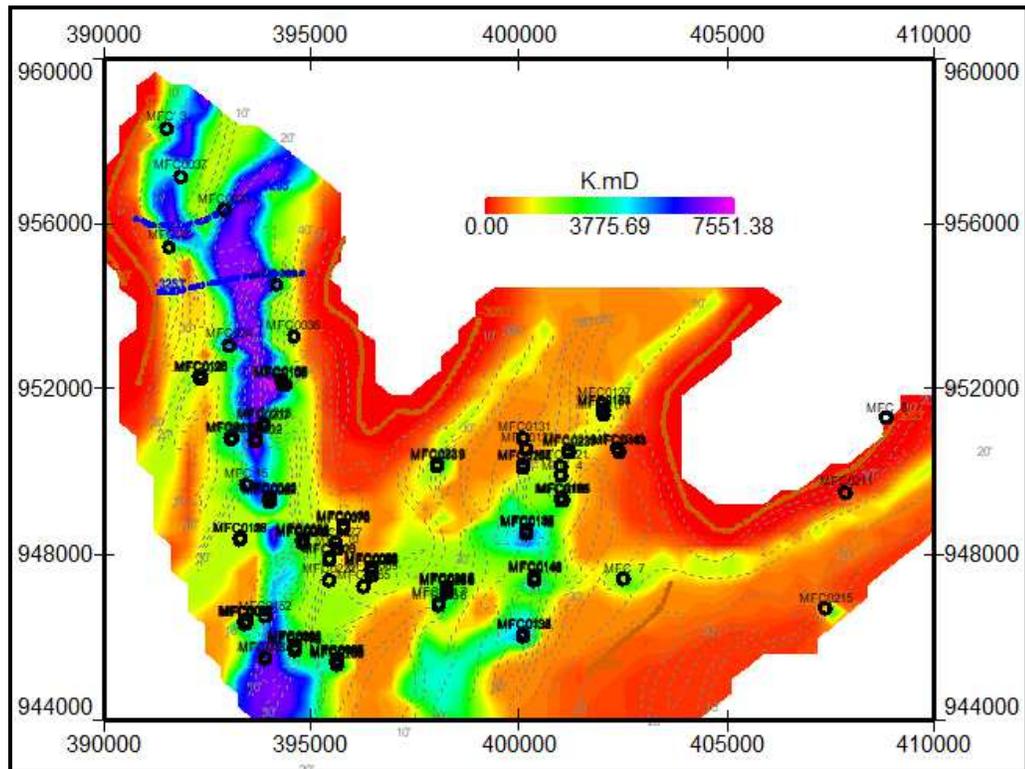


Figura 5.11 Mapa de Iso-Permeabilidad

5.7 Cálculo de reservas

5.7.1 Cálculo del POES

Se realizó por medio del método volumétrico (Ecuación 3.1) y se obtuvo para el Campo cariña un POES de 1523 MMBN mientras que el POES oficial fue de 1332 MMBN, lo cual con respecto al estudio realizado por estudios integrados sobre la interpretación del nivel “U2I” hubo un incremento del POES de 14%, ya que se aumentó el área del campo hacia el Este específicamente en el yacimiento U2I-MFC-07 debido a la campaña de perforación propuesta por el Ministerio de Energía y Petróleo para el año 2015-2016 con el fin de aumentar las reservas certificadas a nivel

nacional. Esta expansión causó que este yacimiento aumentara sus reservas de 139MMBN a 239MMBN.

5.7.3 Cálculo de las reservas recuperables y las reservas remanentes

Se realizó por medio de la ecuación 3.4, y 3.5, se evaluó con un factor de recobro que varía entre 10% a 13% de acuerdo al yacimiento. Como producción acumulada se usó la sumatoria del petróleo acumulado en los pozos completados en el nivel "U2I". Para el nivel en cuestión la producción acumulada fue de 22125635 BN. En la tabla 5.2 se muestran los resultados.

Tabla 5.2 Resultados de las reservas recuperables y las reservas remanentes

YACIMIENTOS	Factor de recobro	RESERVAS RECUPERABLES MBN	RESERVAS REMANENTES MBN
U2I-MFC-02	13%	1.423	1.237
U2I-MFC-07	13%	31.103	28.941
U2I-MFC-103	10%	49.377	47.164
U2I-MFC-39	10%	77.903	60.338

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Durante la correlación de pozos se estableció que el intervalo “U2I” para la zona Noroeste del área de estudio desarrolla grandes espesores de arena neta, llegando a coalescer con el nivel inferior “U3S” alcanzando espesores de hasta 60 pies. los topes obtenidos del nivel U2I varían entre -2500 a -3200, encontrando las zonas más someras hacia el Sur mientras que las más profundas en el Noroeste.

2. Mediante el análisis de electrofacies revisión del informe de núcleo e interpretación del mapa de paleoambiente se determinó que el nivel “U2I” pertenece a un ambiente continental del tipo fluvial de canales entrelazados, caracterizado por canales de interdistribución, margen de canal, y barras fluviales.

3. Con la realización de las secciones estratigráficas se llevo a cabo la validación del mapa de paleoambiente, ya que estas nos permitieron apreciar como se mantiene la constante la facie de canal y continuidad lateral del cuerpo sedimentario.

4. Mediante la realización de las secciones estructurales se demostró la complejidad estructural del campo certificando la ubicación de las fallas interpretadas por PDVSA Estudios Integrados Puerto la Cruz.

5. La estructura del área de estudio es un homoclinal de buzamiento suave hacia el Noreste, afectado por sistemas fallas normales, de dirección Noreste-Suroeste, Sureste-Noroeste.

6. Luego de la evaluación petrofísica se determinó que los valores promedios para el nivel "U2I" son de un volumen de arcilla de 8,16% (0,081); una porosidad efectiva de 28,83% (0,28); una saturación de agua de 16,50% (0,165); y una permeabilidad de 4472 mD.

7. Para el nivel U2I del campo cariña se obtuvo un POES de 1523 MMBN el cual con respecto al estudios integrados aumento un 14% debido a que se extendió uno de los yacimientos hacia la zona este.

Recomendaciones

Como aporte final de este estudio se sugiere a la Gerencia de Yacimientos de PDVSA Distrito San tome tomar en consideración las siguientes recomendaciones:

1. Actualizar el mapa Isópaco-Estructural, y tomar en cuenta para la oficialización de las reservas al nivel "U2I".

2. Estudiar la factibilidad de perforar pozos hacia la zona Este del yacimiento U2I-MFC-7 con el fin de disminuir las incertidumbres geológicas en el yacimiento y constatar la existencia de nuevas zonas de drenaje de reservas.

REFERENCIAS

Alfonsi, P. (1999). **SEDIMENTOLOGIA DE CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES**. CIED Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo. Venezuela, pp.115.

Aliendres Yvett, Martínez Seyla, Rodríguez Rubén. (2009), **CURSO BÁSICO GEOGRAPHIX DISCOVERY V2007.2**. PDVSA. Distrito San Tomé, pp. 5

Allen, George (1989). **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS CLÁSTICOS**. **Total Exploración Laboratory**, pp. 44-77.

Álvarez M. Jean C. (2013). **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LA ARENA I2L, YACIMIENTOS LG-218, LG-223, LG-229, LG-236, LG-257, LG-330, LM-226, LM234, LM-407, DE LOS CAMPO DACIÓN Y LEVAS, DIVISIÓN AYACUCHO, DISTRITO SAN TOMÉ-ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Bolívar, Venezuela. pp 5-96

Coleman & Prior (1992). **DELTAS ENVIROMENTS AND FACIES**, pp. 39-178.

CORPOVEN S.A (1991). **CURSO DE PETROFÍSICA PARA GEOLOGOS E ING. DE EXPLOTACION**. Gerencia General de Geología, Petróleos de Venezuela, San Tomé, Venezuela pp. 10-28.

Galloway & Hobday (1996). **TERRIGENOUS CLASTIC DEPOSITIONAL SYSTEMS**. Springer-Verlag, New York, Estados Unidos de América pp. 365-423.

Gómez, José (1999). **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS, CIED-PDVSA**, pp. 30

González de Juana; Iturralde, C; Picard, X (1980) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Tomo I y II. Ediciones Foninves, Caracas, Venezuela. pp. 615-920.

Guzmán, Rubén. (1994). **MANUAL DE PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO E INCORPORACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS**. Unidad de reservas de CORPOVEN S.A., San tomé, pp. 13, 19-28.

Holmes, Arthur (1962). **GEOLOGÍA FÍSICA**. Editorial OMEGA, Barcelona España, pp. 63- 120,371-398.

Mierú Ricardo (1994). **GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**. Editorial Rueda, Madrid, España pp. 5-30.

Moreno G. Félix A. (2015). **INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LA ARENA R3 PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO CARIÑA, DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela, pp 46-47.

Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, (1997) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**. Segunda Edición, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Caracas, Venezuela, pp. 2-30.

Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, (1998). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. Tercera Edición, Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Caracas, Venezuela, pp. 4-26.

Petroleos de Venezuela S.A.-CIED (2006). **PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.** 14 de octubre del 2012. [<http://www.intranet.pdvs.com>]

Petróleos de Venezuela S.A.-DIGA. (2004) **DOCUMENTO DE INTENCIÓN DE OCUPACIÓN DE TERRITORIO: CAMPO CARIÑA, DISTRITO SUR; SAN TOMÉ**. Departamento de Ingeniería y Gestión Ambiental Distrito San Tomé, estado Anzoátegui, pp. 2-15.

Rivadulla, Rosario (2004) **CARTOGRAFÍA DE SUPERFICIE Y SUBSUELO**. FundaGeominas, Ciudad Bolívar, Venezuela, pp. 10-30.

Schlumberger. (1997), **Evaluación de pozos**. Editor WEC, Caracas, Venezuela. pp. 25-28.

Schlumberger (1999). **INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS**. CIED-PDVSA. Puerto La Cruz, pp. 135.

APÉNDICES

Apéndice A
Base de datos y correlación de pozos Campo Cariña

Tabla A.1: Base de datos y correlación de pozos Campo Cariña

POZO	TIPO DE POZO	E.M.R (ft)	TVD TOPE (ft)	TVD BASE (ft)	TVDSS TOPE (ft)	COORD DE SUPERFICIE, NORTE (UTM)	COORD DE SUPERFICIE, ESTE (UTM)	AN (ft)	ANP (ft)
MFC-01	VERTICAL	561,21	3682	3748	-3121	952079.86	394395.35	66	66
MFC-02	VERTICAL	535	3796	3839	-3261	953.050,00	389848.34	27	27
MFC-03	VERTICAL	522	3888	3911	-3366	953.050,00	359454.35	18	18
MFC-04	VERTICAL	426,03	3290	3327	-2854	949900.56	401031.28	10+7+	10+7+
MFC-07	VERTICAL	424	3229	3242	-2805	953.050,00	3255448.5	10	10
MFC-10	VERTICAL	394	3103	3146	-2709	948116.15	395641.97	11+21	11+21
MFC-15	VERTICAL	415	3218	3247	-2802	949690.53	393445.98	27	27
MFC-24	DIRECCIONAL	572,26	3721	3763	-3149	953.059,31	393.140,04	39	39
MFC-25	VERTICAL	469,43	3511	3568	-3042	950.799,95	393.079,02	45	45
MFC-26	VERTICAL	514,89	3615	3660	-3099	952.281,05	392.324,00	28	28
MFC-27	VERTICAL	420	3334	3369	-2914	953.050,00	393.032,04	10	10
MFC-29	VERTICAL	366,28	3021	3062	-2655	948.375	393.268	14+17	14+17
MFC-32	DIRECCIONAL	424,3	2982	3001	-2558	945.488	393.915,99	17	4
MFC-33	VERTICAL	627	3921	3943	-3294	949690.53	393.032,04	19	14
MFC-34	VERTICAL	632	3870	3972	-3238	953.050,00	393.071,04	91	91
MFC-36	VERTICAL	642	3774	3830	-3132	953.254,00	394.593,00	19	19
MFC-37	VERTICAL	512	3804	3822	-3292	953.050,00	393.032,04	8+4	8+4
MFC-39	DIRECCIONAL	417,36				949318.02	394007.02	NP	NP
MFC-40	DIRECCIONAL	418,21	3186	3218	-2768	949326.02	394007.02	21	21
MFC-42 HP	DIRECCIONAL	419	3198	3235	-2779	953.050,00	393.032,04	11	11
MFC-42	DIRECCIONAL	418,9	3194	3215	-2775	949334.02	394007.02	17	17
MFC-44 HP	DIRECCIONAL	420,25	3194	3237	-2774	949350.02	394827.02	41	41
MFC-44	DIRECCIONAL	420,25	3216	3229	-2795	949350.02	394007.02	12	12
MFC-45 HPV	VERTICAL	419	3202	3243	-2783	949690.53	393.032,04	25	25
MFC-46 HP	DIRECCIONAL	381	3067	3102	-2686	953.050,00	393.896,04	29	29
MFC-46	DIRECCIONAL	380,48				948255.97	394796.06	NP	NP
MFC-47	DIRECCIONAL	383,75	3099	3131	-2718	948287.00	394796.00	17	17
MFC-48	DIRECCIONAL	383,75	3083	3108	-2699	948271.96	394796.06	31	31
MFC-49 HP	DIRECCIONAL	383	3124	3174	-2741	948279.96	394297.06	24+12	24+12
MFC-49	DIRECCIONAL	383	3095	3145	-2713	948279.96	394796.06	46	46
MFC-50	DIRECCIONAL	383	3122	3170	-2739	949690.53	394799.00	33	33
MFC-50 HP	DIRECCIONAL	383	3064	3100	-2681	953.050,00	394738.06	25	25
MFC-51 HPV	VERTICAL	383,07	3114	3155	-2730	948287.95	394796.05	23	23
MFC-51	DIRECCIONAL	383,4	3110	3122	-2727	948.296	394.796	10	10
MFC-52	DIRECCIONAL	381,56	3130	3139	-2748	948335.94	394796.06	10	10
MFC-53	DIRECCIONAL	381,56	3101	2777	-2720	948327.95	394796.06	9	9
MFC-54	DIRECCIONAL	381,6	3094	3112	-2713	948319.94	394796.06	22	22
MFC-55	DIRECCIONAL	381,56				948311.94	394796.06	NP	NP
MFC-56	DIRECCIONAL	416,9	3196	3273	-2779	949248.02	394007.02	9	9
MFC-57	DIRECCIONAL	416,9	3193	3227	-2773	949263.00	394007.02	12	12
MDC-58	DIRECCIONAL	390,4	3093	3107	-2703	947601.00	396442.14	5	5
MFC-59	DIRECCIONAL	391,1	3089	3081	-2697	947609.00	396425.14	9	9
MFC-59 HP	DIRECCIONAL	391,1	3112	3142	-2721	947581.71	396442.14	30	30
MFC-60	DIRECCIONAL	392	3073	3092	-2681	948523.02	396425.24	8	8
MFC-60 HP	DIRECCIONAL	391	3069	3082	-2678	947597.71	396442.14	5	5
MFC-61	DIRECCIONAL	392,5	3069	3090	-2676	947605.71	396442.14	14	14

A.1 Continuación

POZO	TIPO DE POZO	E.M.R (ft)	TVD TOPE (ft)	TVD BASE (ft)	TVDSS TOPE (ft)	COORD DE SUPERFICIE, NORTE (UTM)	COORD DE SUPERFICIE, ESTE (UTM)	AN (ft)	ANP (ft)
MFC-61 HPV	VERTICAL	392,5	3102	3123	-2710	947605.71	396442.14	2	2
MFC-62	DIRECCIONAL	393,1	3075	3086	-2682	947613.71	396442.14	10	10
MFC-63	DIRECCIONAL	393,9	3087	3113	-2694	947621.71	396442.14	5	5
MFC-64	DIRECCIONAL	422,5	3213	3228	-2791	949278.02	394007.02	4	4
MFC-65	DIRECCIONAL	345				947621.71	396442.14	NP	NP
MFC-65 HP	DIRECCIONAL	391,1	3094	3116	-2703	947585.00	396462.00	7	7
MFC-66 HP	DIRECCIONAL	397,84	3110	3132	-2711	947656.06	396462.00	10	10
MFC-066	VERTICAL	397,84	3112	3132	-2713	947.656	396.388	6	6
MFC-67	DIRECCIONAL	391,9				947593.00	396462.00	NP	NP
MFC-68	DIRECCIONAL	392,6				947601.00	396462.00	NP	NP
MFC-69	DIRECCIONAL	393,3				947609.00	396462.00	NP	NP
MFC-70	DIRECCIONAL	394,1				947617.00	396462.00	NP	NP
MFC-71	DIRECCIONAL	395,1				947625.00	396462.00	NP	NP
MFC-72	DIRECCIONAL	395,6				947633.00	396462.00	NP	NP
MFC-73	DIRECCIONAL	396,3	3052	3078	-2656	947641.00	396462.00	5	5
MFC-74	DIRECCIONAL	453,3	3176	3211	-2723	948646.00	395767.00	5	5
MFC-74 HP	DIRECCIONAL	453,3	3226	3264	-2773	948646.00	395767.00	6	6
MFC-75	DIRECCIONAL	448,86				948606.02	395767.00	NP	NP
MFC-75 HP	DIRECCIONAL	448,86	3208	3244	-2756	948606.02	395767.00	2	2
MFC-76	DIRECCIONAL	425				946362.00	396462.00	NP	NP
MFC-77	DIRECCIONAL	431,76				948622.02	395767.00	NP	NP
MFC-78	DIRECCIONAL	431,76				948622.02	395767.00	NP	NP
MFC-79	DIRECCIONAL	448,9				946362.00	396462.00	NP	NP
MFC-79 HP	DIRECCIONAL	448,9	3200	3221	-2750	948606.02	395767.00	4	4
MFC-80	DIRECCIONAL	370,4				945752.73	394616.01	NP	NP
MFC-80 HP	DIRECCIONAL	370,4	2985	3012	-2614	945752.73	394616.01	0	0
MFC-81	DIRECCIONAL	368	2943	2963	-2572	946362.00	396462.00	13	13
MFC-81 HP	DIRECCIONAL	370,5	2905	3015	-2537	945745.00	394616.01	41	41
MFC-82	DIRECCIONAL	370,9	2931	2963	-2560	945736.99	394616.01	31	31
MFC-82 HP	DIRECCIONAL	370,9	2948	2974	-2577	945736.99	394616.01	11	11
MFC-83	DIRECCIONAL	371				945729.00	394616.00	NP	NP
MFC-84	DIRECCIONAL	372,1	2973	2998	-2607	945720.02	394616.01	5	5
MFC-85	DIRECCIONAL	367,3	2938	2947	-2565	945713.00	394616.01	7	7
MFC-86	VERTICAL	344	2953	2979	-2609	945.427	395.641	15	15
MFC-87	DIRECCIONAL	344,7	2976	3024	-2631	945411.98	395641.04	31	31
MFC-87 HP	DIRECCIONAL	344,7	2913	2936	-2568	945411.98	395641.04	15	15
MFC-88	DIRECCIONAL	345,5				945403.97	395641.04	NP	NP
MFC-88 HP	DIRECCIONAL	345,5	2999	3023	-2654	946362.00	395641.04	13	13
MFC-89	DIRECCIONAL	365	2967	2978	-2602	945403.97	393281.24	3+14	3+14
MFC-89 HP1	DIRECCIONAL	365,33	2965	3001	-2600	946369.99	393444.97	23	23
MFC-89 HP2	DIRECCIONAL	365,33	2934	2958	-2568	946369.99	393444.97	10	10
MFC-90	DIRECCIONAL	345,8	2927	2936	-2581	945395.97	395641.04	8	8
MFC-90 HP	DIRECCIONAL	345,8	2928	2950	-2582	945395.97	395641.04	17	17
MFC-91	DIRECCIONAL	366,1	2968	2996	-2602	946362.00	393444.94	16	16
MFC-91 HP	DIRECCIONAL	366,1	2923	2964	-2558	946362.00	393281.24	19	19
MFC-92	DIRECCIONAL	366,8	2948	2957	-2581	946354.02	393444.91	12	12

A.1 Continuación

POZO	TIPO DE POZO	E.M.R (ft)	TVD TOPE (ft)	TVD BASE (ft)	TVDSS TOPE (ft)	COORD DE SUPERFICIE, NORTE (UTM)	COORD DE SUPERFICIE, ESTE (UTM)	AN (ft)	ANP (ft)
MFC-93	DIRECCIONAL	367,3	2964	2986	-2597	946346.02	393444.89	13	13
MFC-94	DIRECCIONAL	367,7	2944	2969	-2577	946337.99	393444.87	5	5
MFC-95 HP	DIRECCIONAL	346,7	2910	2943	-2563	945387.98	395641.04	27	27
MFC-96	DIRECCIONAL	368,2	2913	2969	-2545	946330.00	393444.84	38	38
MFC-97	VERTICAL	343,5	3053	3079	-2710	946.063	400.095	21	21
MFC-98	VERTICAL	384,4	3111	3144	-2727	947079.06	398285.02	21	21
MFC-99	DIRECCIONAL	374,5	2924	2945	-2549	945724.96	394596.03	15	15
MFC-100	DIRECCIONAL	373,9	2915	2930	-2542	945732.96	394596.02	11	11
MFC-101	DIRECCIONAL	372,9	2921	2936	-2548	945740.96	393281.24	8	8
MFC-102	DIRECCIONAL	372,6	2916	2952	-2544	945748.95	394596.02	8	8
MFC-103	DIRECCIONAL	580	3655	3713	-3075	948381.10	394596.03	5+15	5+15
MFC-103 HP	DIRECCIONAL	603,6	3660	3698	-3057	952113,99	394292	11	11
MFC104	DIRECCIONAL	522			NP	948381.10	394596.03	NP	NP
MFC-105	DIRECCIONAL	634	3686	3700	-3082,07	948381.10	393281.24	4	4
MFC-105 HP	DIRECCIONAL	604,1	3682	3719	-3078,44	952129,99	394292	33	33
MFC-106	DIRECCIONAL	372	2942	2962	-2570	945756.95	394596.02	15	15
MFC-107	DIRECCIONAL	425			np	948381.10	394596.03	NP	NP
MFC-108	DIRECCIONAL	604	3714	3736	-3110	948381.10	394596.02	4+5	4+5
MFC-108 HP	DIRECCIONAL	603,6	3728	3769	-3125	952145,99	394292	46	46
MFC-109	DIRECCIONAL	603,9				952153,99	394292	NP	NP
MFC-110	DIRECCIONAL	604,4	3709	3703	-3105	952161,99	394292	8+17	8+17
MFC-110 HP	DIRECCIONAL	604,4	3707	3790	-3100	952161,99	394292	80	80
MFC-111	VERTICAL	601	3263	3281	-2835	948381.10	394292	10+2	10+2
MFC-111 HP1	DIRECCIONAL	424,8	3288	3312	-2860	949331.88	401020.27	0	0
MFC-111 HP2	DIRECCIONAL	424,8	3313	3353	-2884	949331.88	393281.24	14	14
MFC-111 HP3	DIRECCIONAL	424,8	3253	3266	-2824	949331.88	401020.27	12	12
MFC-112	VERTICAL	234	3245	3281	-2790	948381.10	393088.97	33	33
MFC-112 HP	DIRECCIONAL	450,1	3254	3286	-2798	948487.02	400174.05	7+14	7+14
MFC-112 HP2	DIRECCIONAL	450,1	3309	3333	-2854	948487.02	393281.24	15	15
MFC-112 HP3	DIRECCIONAL	450,1	3233	3249	-2778	948487.02	393281.24	9	9
MFC-112 HP4	DIRECCIONAL	450,1	3297	3321	-2842	948487.02	393281.24	21	21
MFC-113	DIRECCIONAL	444	3531	3562	-3058	948381.10	394596.03	20	20
MFC-114	DIRECCIONAL	458	3516	3559	-3043	948381.11	394596.02	5+8	5+8
MFC-114 HP	DIRECCIONAL	473,3	3514	3581	-3040	950795,99	393088,97	63	63
MFC-115	DIRECCIONAL	473,4	3528	3576	-3055	950780,99	393088,97	22	22
MFC-115 HP	DIRECCIONAL	473,4	3551	3590	3078	950780,99	393088,97	24	24
MFC-116	VERTICAL	380,3	3182	3214	-2802	947.379,01	400.375,25	9	9
MFC-116 HP	DIRECCIONAL	380,34	3203	3221	-2823	947379.01	400375.25	2+5	2+5
MFC-116 HP2	DIRECCIONAL	380,34	3118	3137	-2738	947379.01	400375.25	12	12
MFC-116 HP3	DIRECCIONAL	380,34	3157	3188	-2777	947379.01	400375.25	16+9	16+9
MFC-117	DIRECCIONAL	373,3	3066	3113	-2689	948389.10	393281.24	20	20
MFC-117 HP	DIRECCIONAL	373,3	3072	3142	-2698	948389.10	393281.24	64	64
MFC-118	DIRECCIONAL	373,2	3037	3100	-2662	948381.10	393281.24	3+14	3+14
MFC-119	DIRECCIONAL	346,8	2933	2947	-2586	945392.00	395620.00	8	8
MFC-120	DIRECCIONAL	373,3	3046	3057	-2662	948373.10	393281.24	12	12
MFC-120 HP	DIRECCIONAL	372,8				948373.10	393281.24	NP	NP

A.1 Continuación

POZO	TIPO DE POZO	E.M.R (ft)	TVD TOPE (ft)	TVD BASE (ft)	TVDSS TOPE (ft)	COORD DE SUPERFICIE, NORTE (UTM)	COORD DE SUPERFICIE, ESTE (UTM)	AN (ft)	ANP (ft)
MFC-93	DIRECCIONAL	367,3	2964	2986	-2597	946346.02	393444.89	13	13
MFC-94	DIRECCIONAL	367,7	2944	2969	-2577	946337.99	393444.87	5	5
MFC-95 HP	DIRECCIONAL	346,7	2910	2943	-2563	945387.98	395641.04	27	27
MFC-96	DIRECCIONAL	368,2	2913	2969	-2545	946330.00	393444.84	38	38
MFC-97	VERTICAL	343,5	3053	3079	-2710	946.063	400.095	21	21
MFC-98	VERTICAL	384,4	3111	3144	-2727	947079.06	398285.02	21	21
MFC-99	DIRECCIONAL	374,5	2924	2945	-2549	945724.96	394596.03	15	15
MFC-100	DIRECCIONAL	373,9	2915	2930	-2542	945732.96	394596.02	11	11
MFC-101	DIRECCIONAL	372,9	2921	2936	-2548	945740.96	393281.24	8	8
MFC-102	DIRECCIONAL	372,6	2916	2952	-2544	945748.95	394596.02	8	8
MFC-103	DIRECCIONAL	580	3655	3713	-3075	948381.10	394596.03	5+15	5+15
MFC-103 HP	DIRECCIONAL	603,6	3660	3698	-3057	952113,99	394292	11	11
MFC104	DIRECCIONAL	522			NP	948381.10	394596.03	NP	NP
MFC-105	DIRECCIONAL	634	3686	3700	-3082,07	948381.10	393281.24	4	4
MFC-105 HP	DIRECCIONAL	604,1	3682	3719	-3078,44	952129,99	394292	33	33
MFC-106	DIRECCIONAL	372	2942	2962	-2570	945756.95	394596.02	15	15
MFC-107	DIRECCIONAL	425			np	948381.10	394596.03	NP	NP
MFC-108	DIRECCIONAL	604	3714	3736	-3110	948381.10	394596.02	4+5	4+5
MFC-108 HP	DIRECCIONAL	603,6	3728	3769	-3125	952145,99	394292	46	46
MFC-109	DIRECCIONAL	603,9				952153,99	394292	NP	NP
MFC-110	DIRECCIONAL	604,4	3709	3703	-3105	952161,99	394292	8+17	8+17
MFC-110 HP	DIRECCIONAL	604,4	3707	3790	-3100	952161,99	394292	80	80
MFC-111	VERTICAL	601	3263	3281	-2835	948381.10	394292	10+2	10+2
MFC-111 HP1	DIRECCIONAL	424,8	3288	3312	-2860	949331.88	401020.27	0	0
MFC-111 HP2	DIRECCIONAL	424,8	3313	3353	-2884	949331.88	393281.24	14	14
MFC-111 HP3	DIRECCIONAL	424,8	3253	3266	-2824	949331.88	401020.27	12	12
MFC-112	VERTICAL	234	3245	3281	-2790	948381.10	393088.97	33	33
MFC-112 HP1	DIRECCIONAL	450,1	3254	3286	-2798	948487.02	400174.05	7+14	7+14
MFC-112 HP2	DIRECCIONAL	450,1	3309	3333	-2854	948487.02	393281.24	15	15
MFC-112 HP3	DIRECCIONAL	450,1	3233	3249	-2778	948487.02	393281.24	9	9
MFC-112 HP4	DIRECCIONAL	450,1	3297	3321	-2842	948487.02	393281.24	21	21
MFC-113	DIRECCIONAL	444	3531	3562	-3058	948381.10	394596.03	20	20
MFC-114	DIRECCIONAL	458	3516	3559	-3043	948381.11	394596.02	5+8	5+8
MFC-114 HP	DIRECCIONAL	473,3	3514	3581	-3040	950795,99	393088,97	63	63
MFC-115	DIRECCIONAL	473,4	3528	3576	-3055	950780,99	393088,97	22	22
MFC-115 HP	DIRECCIONAL	473,4	3551	3590	3078	950780,99	393088,97	24	24
MFC-116	VERTICAL	380,3	3182	3214	-2802	947.379,01	400.375,25	9	9
MFC-116 HP1	DIRECCIONAL	380,34	3203	3221	-2823	947379.01	400375.25	2+5	2+5
MFC-116 HP2	DIRECCIONAL	380,34	3118	3137	-2738	947379.01	400375.25	12	12
MFC-116 HP3	DIRECCIONAL	380,34	3157	3188	-2777	947379.01	400375.25	16+9	16+9
MFC-117	DIRECCIONAL	373,3	3066	3113	-2689	948389.10	393281.24	20	20
MFC-117 HP	DIRECCIONAL	373,3	3072	3142	-2698	948389.10	393281.24	64	64
MFC-118	DIRECCIONAL	373,2	3037	3100	-2662	948381.10	393281.24	3+14	3+14
MFC-119	DIRECCIONAL	346,8	2933	2947	-2586	945392.00	395620.00	8	8
MFC-120	DIRECCIONAL	373,3	3046	3057	-2662	948373.10	393281.24	12	12
MFC-120 HP	DIRECCIONAL	372,8				948373.10	393281.24	NP	NP

A.1 Continuación

POZO	TIPO DE POZO	E.M.R (ft)	TVD TOPE (ft)	TVD BASE (ft)	TVDSS TOPE (ft)	COORD DE SUPERFICIE, NORTE (UTM)	COORD DE SUPERFICIE, ESTE (UTM)	AN (ft)	ANP (ft)
MFC-153 HP1	DIRECCIONAL	390.2	3091	3122	-2701	947099.01	398284.92	23	23
MFC-153 HP2	DIRECCIONAL	390.2	3102	3154	-2711	947099.01	398284.92	29	29
MFC-153 HP3	DIRECCIONAL	388	3109	3135	-2718	948523.02	398284.92	9	9
MFC-154	DIRECCIONAL	452.6	3252	3298	-2800	948565.01	400174.04	6+23	6+23
MFC-156	DIRECCIONAL	374.8	3046	3069	-2672	948385.10	393311.26	25	25
MFC-158	DIRECCIONAL	389.8	3086	3104	-2696	947114.01	398284.92	14	14
MFC-158 HP	DIRECCIONAL	389.8	3104	3138	-2714	947114.01	398284.92	30	30
MFC-159	DIRECCIONAL	367.9	2967	2987	-2599	946321.08	393424.30	14	14
MFC-162	DIRECCIONAL	388	3121	3156	-2731	948523.02	398284.92	33	33
MFC-165	DIRECCIONAL	373.2				945710.17	394596.01	NP	NP
MFC-166	DIRECCIONAL	463.4				948665.99	395766.98	NP	NP
MFC-167	DIRECCIONAL	580.73	3474	3499	-2893	951439.98	402027.99	9	9
MFC-168	DIRECCIONAL	324				948523.02	393311.26		
MFC-171	DIRECCIONAL	581.72	3466	3484	-2885	951454.98	402027.99	5	5
MFC-175	DIRECCIONAL	433.3	3244	3267	-2812	949305.00	401000.02	20	20
MFC-176	DIRECCIONAL	373.2				945665.07	394596.01	NP	NP
MFC-178	DIRECCIONAL	583.4	3477	3496	-2894	951477.45	402027.99	14	14
MFC-179	DIRECCIONAL	583.4	3285	3301	-2852	951477.45	402027.99	11	11
MFC-181	DIRECCIONAL	583.7	3492	3521	-2908	951484.96	402027.99	4+9	4+9
MFC-183	DIRECCIONAL	344	2932	2956	-2588	948365.10	400375.25	10	10
MFC-186	DIRECCIONAL	395	3098	3124	-2703	950555.01	400375.26	21	21
MFC-187	DIRECCIONAL	571	3436	3457	-2865	947379.01	392.336,38	11	11
MFC-190	DIRECCIONAL	403	3104	3134	-2701	947379.01	392.336,38	24	24
MFC-191	DIRECCIONAL	432	3278	3293	-2846	948389.10	392336.38	10	10
MFC-192	DIRECCIONAL	569	3417	3424	-2848	948389.10	400095.47	3	3
MFC-194	DIRECCIONAL	432	3289	3313	-2857	948381.10	400095.13	11	11
MFC-195	DIRECCIONAL	345	2935	2612	-2590	948381.11	392.336,38	5	5
MFC-196	DIRECCIONAL	577	3443	3455	-2866	945408.00	400095.47	0	0
MFC-197	VERTICAL	616	3496	3541	-2880	952.271,14	395620.00	39	39
MFC-197 HP1	DIRECCIONAL	616	3447	3482	-2831	952.271,14	398038.28	21	21
MFC-197 HP2	DIRECCIONAL	616	3538	3564	-2922	952.271,14	398038.28	8	8
MFC-200	DIRECCIONAL	405	3112	3129	-2707	952303.40	393088,97	13+8	13+8
MFC-202	DIRECCIONAL	6532	3529	3550	3003	946003.07	393088.97	11	11
MFC-205	DIRECCIONAL	395	3111	3137	-2716	946011.07	393088.97	22	22
MFC-207	DIRECCIONAL	528	3589	3615	-3061	946019.07	398284.92	22	22
MFC-208	VERTICAL	572	3300	3329	-2728	946019.07	398284.92	10+12	10+12
MFC-210	VERTICAL	388	3065	3104	-2677	946027.07	393424.30	13+7	13+7
MFC-211	VERTICAL	601	3565	3597	-2964	946027.07	398284.92	21	21
MFC-213	DIRECCIONAL	385	3075	3083	-2690	952303.40	394596.01	7	7
MFC-215	VERTICAL	540	3245	3272	-2705	949305.00	395766.98	19	19
MFC-218	DIRECCIONAL	529	3615	3639	-3086	945665.07	402027.99	11	11

ANEXOS

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

Título	INTERPRETACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DEL NIVEL ESTRATIGRÁFICO U2I PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN MEREURE, CAMPO CARIÑA, DISTRITO SAN TOME, DIVISIÓN AYACUCHO, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, ESTADO ANZOÁTEGUI.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
ERASTO JOSE JIMENEZ DUARTE	CVLAC	24.193.985
	e-mail	erastojimenez@gmail.com
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Interpretación del modelo geológico del nivel estratigráfico U2I
Formación Mereure
Campo Cariña
Distrito San Tome
División Ayacucho
Faja petrolífera del Orinoco
Estado Anzoátegui
Municipio Independencia

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

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Ciencias de la Tierra	Ingeniería geológica

Resumen (abstract):

Este estudio se realizó en la Superintendencia de Yacimientos Extrapesado del Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui. Su objetivo fundamental es realizar una Interpretación geológica del nivel "U21" perteneciente a la Formación Merecure del Campo Cariña perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco. Para lograr este objetivo se inició con una búsqueda y recopilación de información, posterior a ello y como paso más importante, que involucra la validez del trabajo se realizó la correlación de registros de pozos posterior a esto se procedió a realizar los modelos sedimentológico, estratigráfico, además del análisis estructural, y la evaluación petrofísica, para así construir e interpretar el modelo geológico, además de esto se determinaron las reservas de los yacimientos que integran el nivel estratigráfico en estudio. De la correlación de los 226 pozos se apreció la variación de los espesores de arena neta y la coalescencia entre los niveles U21 y U3S al noroeste del campo. Con la elaboración del análisis de las electroformas y el resultado del informe de núcleo se determinó que el ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial con canales entrelazados el cual se ve caracterizado por la abundancia de canales que bifurcan y convergen alrededor de barras fluviales. Las secciones estratigráficas nos permitieron validar el comportamiento de las electrofacies presentes en el mapa de ambiente, su relación vertical con los elementos suprayacentes e infrayacentes de la parasecuencia y la continuidad lateral del cuerpo sedimentario. Por medio de las secciones estructurales se validaron las fallas interpretadas por PDVSA Estudios Integrados Puerto la Cruz, la estructura del área que corresponde a un homoclinal fallado de buzamiento suave hacia el Noreste. De la evaluación petrofísica se determinó que los valores promedios para la arena "U21" son de un volumen de arcilla de 8.16% (0,08); una porosidad efectiva de 28.83% (0,28); una saturación de agua de 16.5% (0,16); y una permeabilidad de 4472 mD. El POES obtenido para el campo Cariña es de 1523MMBN.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Javier Ramos	ROL	c <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	14.145.647
	e-mail	jdramos@udo.edu.ve
	e-mail	
José Simón González	ROL	c <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	13.015.360
	e-mail	jsgonzalez78@gmail.com
	e-mail	
Francisco Monteverde	ROL	c <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.192.676
	e-mail	fjmonteverde@udo.edu.ve
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2018	05	7

Lenguaje Spa

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

Archivo(s):

Nombre de archivo
Tesis-interpretación del modelo geológico del nivel estratigráfico u2i del campo cariña.docx
Tesis-interpretación del modelo geológico del nivel estratigráfico u2i del campo cariña.pdf

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:

Ingeniero Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo:

Pre-grado

Área de Estudio:

Departamento de Ingeniería Geológica

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

Universidad de Oriente

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU N° 0975

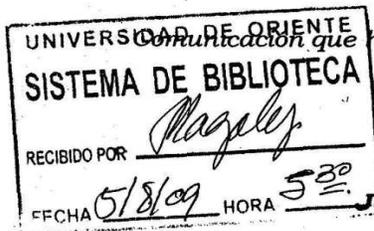
Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

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



Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,



JUAN A. BOLANOS CURVELO
Secretario

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

JABC/YGC/maruja

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

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009):

"Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



AUTHOR



TUTOR