

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



**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA ARENA GS-C
(U2L) YACIMIENTO MFC-10 DEL CAMPO CARIÑA
PERTENECIENTE A LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN
EXTRAPESADO, DISTRITO SAN TOMÉ, DIVISIÓN
AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.**

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR LA
BACHILLER MÓNICA
ALVARADO PARA OPTAR
AL TÍTULO DE GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, ABRIL 2013.



ACTA DE APROBACIÓN

Este Trabajo de grado, intitulado “**CARACTERIZACIÓN PETROFISICA DE LA ARENA GS-C (U2L) YACIMIENTO MFC-10 DEL CAMPO CARIÑA PERTENECIENTE A LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN EXTRAPESADO, DISTRITO SAN TOMÉ, DIVISIÓN AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCÓ**”, presentado por el bachiller **MÓNICA ALVARADO** cedula de identidad N 14.778.096, como requisito parcial para optar al título: Geólogo ha sido **APROBADO** por el jurado integrado por los profesores de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente.

Nombre y Apellido del Prof:

Firma

(Asesor)

(Jurado)

(Jurado)

Profesora. Rosario Rivadulla
Jefe del Departamento de Geología

Prof. Yockling Lima
Director de Escuela Ciencias de la tierra

En Ciudad Bolívar, a los 20 días del mes de Mayo 2013

DEDICATORIA

A Dios Padre, Hijo y Espíritu Santo por guiarme y acompañarme en los momentos de debilidad y dificultad, proporcionándome la fortaleza y sabiduría, así como la voluntad para continuar luchando en esta batalla de la cual me ha dado la victoria al permitirme lograr esta meta tan anhelada.

A mi madre Carmen Linares y mi esposo Ángel Hernández por el apoyo incondicional que me brindaron, por sus sabias palabras de aliento y comprensión a lo largo de mis estudios; A mis hijas Jenifer, Scarleth y Rosangel a mi hermana Yucelys Alvarado juntos con mis sobrinos por ser motivo de alegría e inspiración, sin su apoyo, amor y comprensión este sueño no habría sido. Este éxito es de ustedes también.

Y a todas aquellas personas que de alguna manera me apoyaron en la realización de esta meta, la cual es un ejemplo de perseverancia, dedicación y confianza.

AGRADECIMIENTOS

A **Dios Todopoderoso**, por guiarme y protegerme en el camino a alcanzar este sueño.

A mi madre Carmen Linares, mi esposo Ángel Hernández, a mis hijas, mi hermana, sobrinos, primos a la familia Linares y a la familia Hernández por su colaboración, apoyo y comprensión.

Agradezco a mi prima y amiga-hermana Senovia Linares, Geire Linares por sus grandes palabras de apoyo.

A la Universidad de Oriente mi casa de estudio, por darme la oportunidad de formarme profesionalmente dentro de sus aulas, orgullosa de pertenecer a la Casa más Alta del Oriente y del país. A Petróleos de Venezuela (PDVSA), Eudis Alcala, Yvet Alinteres, Seyla Martinez, Jhoni Gil y Jesus Rodriguez por abrirme sus puertas para realizar mi tesis de grado. A mis tutores profesor Enrique Acosta, Rosvelyz Gonzales y Jesús Salazar, gracias a ustedes por su ayuda, paciencia y asesoramiento técnico.

A mis amigos y casi hermanos, Maglis Montes, Jesús Ramos, Jeiffer Alfaro, Neidy García, Arsenio, Wilmer López, Génesis Contreras, Luis Marcano, Angely Crespo y a todos mis compañeros pasantes de la UNEFA que me han acompañado y apoyado en todo momento y a todos mis amigos, gracias por estar siempre conmigo, enseñándome cada día a ser mejor persona. A los que faltaron y me apoyaron Muchísimas Gracias.

RESUMEN

El Campo Cariña está ubicado entre los municipios San José Guanipa e Independencia del Estado Anzoátegui, en la región Nororiental del Bloque de Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco. El estudio, fue realizado en la superintendencia de yacimientos extrapesado de PDVSA-San Tomé. 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. Estructuralmente se encuentra ubicado en una estructura de buzamiento suave de alrededor de 2° hacia el Noroeste, atravesada por dos sistemas de Fallas Normales con rumbo preferencial Noroeste-Sureste y Noreste-Suroeste. Este Campo tiene un área aproximada de 528Km^2 . Como objetivo principal de este trabajo de grado es Caracterizar Petrofísicamente la arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10 del Campo Cariña, para cumplir con este objetivo se realizó la correlación de 79 pozos, mediante los registros inducción a escala 1:500 (TVD), determinándose el mejor horizonte para dicho proyecto, los intervalos fallados, tope y base de la Arena GS-C (U2L) tomándose además la lectura de la arena neta y también los espesores de arena neta petrolífera, una vez obtenida la correlación se generó el modelo estructural partiendo de las trazas de fallas, topes de fallas y topes de la Arena U2L se elaboraron mapas de AN y ANP, este último permitió delimitar el yacimiento. Luego se elaboró el modelo estratigráfico-sedimentológico el cual permitió definir la continuidad lateral y vertical de la arena, además definir el ambiente de deposición, el cual corresponde a un ambiente fluvial, en la parte Sur del área y Deltaico, el cual se extiende a llanura deltaica alta en las partes central y Norte del área. De la evaluación petrofísica se determinó un volumen de arcilla (Vsh) promedio de 8%, porosidad efectiva (\square_e) de 29%, permeabilidad (K) 4026 mD y saturación de agua de un 17% con estos resultados se realizaron los mapas de Isopropiedades. Se realizaron los cálculos de reservas para el yacimiento, lo cual disminuyó un 5% y por último se proponen las mejores zonas para futuras perforaciones de nuevos pozos.

CONTENIDO

	Página
HOJA DE APROBACIÓN	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN.....	V
CONTENIDO.....	VI
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABLAS.....	XIII
LISTA DE APÉNDICES	XIV
LISTA DE ANEXOS	XV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR	3
1.1 Situación objeto de estudio	3
1.2 Objetivos de la investigación	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Alcance de la investigación.....	5
CAPÍTULO II	6
GENERALIDADES.....	6
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio.....	6
2.2 Accesibilidad.....	7
2.3 Condiciones físico naturales del área	7
2.3.1 Clima	7
2.3.2 Topografía	7
2.3.3 Vegetación.....	8
2.4 Geología regional.....	8
2.4.1 Cuenca Oriental de Venezuela	8
2.4.2 Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela	10
2.4.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela	10
2.5 Geología local	13

2.5.1 Faja Petrolífera del Orinoco	13
2.6 Área Boyacá	15
2.7 Área Junín	15
2.8 Área Ayacucho	15
2.9 Área Carabobo	17
2.10 Estratigrafía del área Ayacucho	17
2.10.1 Estructura del área Ayacucho	19
2.11 Estratigrafía del Campo Cariña	19
CAPÍTULO III	21
MARCO TEÓRICO	21
3.1 Antecedentes de la investigación	21
3.2 Bases teóricas	22
3.2.1 Ambientes sedimentario	22
3.2.2 Ambiente continental.....	23
3.2.3 Sistema fluvial.....	24
3.2.4 Ambiente deltáico.....	25
3.2.4.1 Partes del Delta	27
3.2.4.2 Clasificación de los deltas	29
3.2.4.3 Facies y ambientes depositacionales de un ambiente deltaico	30
3.2.5 Porosidad	33
3.2.6 Permeabilidad	35
3.2.7 Procedimiento para la correlación de registros	35
3.2.8 Secciones geológicas	36
3.2.9 Secciones estructurales	37
3.2.10 Secciones estratigráficas.....	38
3.2.11 Cartografía geológica	40
3.2.12 Mapa de plano de fallas	40
3.2.13 Mapa estructural	41
3.2.14 Contornos estructurales	42
3.2.15 Mapa isópaco	42
3.2.16 Mapa isópaco de arena neta total.....	42
3.2.17 Mapa isópaco de arena neta.....	43
3.2.18 Mapa isópaco de arena neta petrolífera	43
3.2.19 Mapas de electrofacies	44
3.2.20 Reserva	44
3.2.20.1 Clasificación de las reservas	44
3.2.20.2 Reservas probadas	45
3.2.20.3 Reservas probables	45
3.2.20.4 Reservas posibles	46
3.2.20.5 Cálculo de reservas	46
3.2.20.6 Estimación de reservas	46

3.2.21	Mapa de paleoambiente	47
3.2.22	Mapas de isopropiedades	47
3.2.22.1	Mapa de isoporosidad (Φ)	47
3.2.22.2	Mapa de isopermeabilidad (K)	48
3.2.22.3	Mapa de Isoarcillosidad (Vsh)	48
3.2.22.4	Mapa de Isosaturación de agua (Sw)	48
3.2.23	Evaluación Petrofísica	48
3.2.23.1	Gradiente geotérmico y temperatura de la formación	49
3.2.23.2	Determinación de los parámetros m, n y a	50
3.2.23.3	Resistividad del agua de formación (Rw).....	50
3.3	Definiciones básicas	61
3.3.1	Sedimentación	61
3.3.2	Sedimento	61
3.3.3	Lutita.....	61
3.3.4	Arenisca	61
3.3.5	Falla	62
3.3.6	Falla normal o directa	62
3.3.7	Fallas inversas	62
3.3.8	Fallas de rumbo	62
3.3.9	Formación.....	63
3.3.10	Miembro	63
3.3.11	Grupo.....	63
3.3.12	Facies sedimentarias	64
3.3.13	Yacimiento de hidrocarburos	64
3.3.14	Acumulación de hidrocarburos.....	64
3.3.15	Trampas estructurales	65
3.3.16	Contacto agua petróleo	65
3.3.17	Trampa.....	65
3.3.18	Cuenca o depresión.....	65
3.3.19	Geometría del yacimiento.....	66
3.3.20	Campo.....	67
3.3.21	Datum	67
3.3.22	Cuadrángulo o bloque.....	67
3.3.23	Correlación de pozos	67
3.3.24	Terminología general en las medidas de los registros	68
3.3.25	Perfiles de pozos	70
3.3.26	Perfil de potencial espontáneo (SP).....	71
3.3.26.1	Perfil de rayos gamma natural (GR).....	72
3.3.27	Resistividad	74
3.3.27.1	Registros convencionales de resistividad	75
3.3.27.2	Registro eléctrico	75
3.3.27.3	Registro de inducción eléctrica.....	75
3.3.27.4	Registro de doble inducción	76

3.3.27.5 Registro Fo, Rxo	77
3.4 Análisis petrofísico	77
3.4.1 Parámetros que intervienen en la evaluación petrofísica	78
3.4.2 Parámetros variables.....	79
3.4.3 Propiedades físicas de la roca	79
CAPÍTULO IV	81
METODOLOGÍA	81
4.1 Tipo de investigación	81
4.2 Diseño de investigación	81
4.3 Población de la investigación	82
4.4 Muestra de la Investigación.....	82
4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	83
4.5.1 Revisión Bibliográfica	83
4.5.2 Observación directa	84
4.5.3 Entrevista informal	84
4.5.4 Instrumentos de recolección de datos	85
4.6 Descripción del flujoograma metodológico	85
4.6.1 Recopilación de información del área en estudio	85
4.6.2 Revisión bibliográfica	87
4.6.3 Validación de datos y correlación de los registros eléctricos de pozo	87
4.6.4 Creación de la Base de datos	89
4.6.5 Construcción del mapa base	90
4.6.6 Caracterización del Campo Cariña	90
4.6.7 Correlación de pozos	91
4.6.7.1 Correlación estratigráfica.....	92
4.6.8 Elaboración de secciones estratigráficas	93
4.6.9 Generación del modelo estructural, validando las posibles fallas existentes	94
4.6.9.1 Correlación estructural.....	94
4.6.9.2 Elaboración de secciones estructurales.....	94
4.6.9.3 Revisión del plano de falla	96
4.6.10 Elaboración del mapa isópaco estructural de arena neta	96
4.6.11 Generación del modelo sedimentológico	96
4.6.11.1 Elaboración del mapa de paleoambiente	97
4.6.12 Caracterización petrofísica	97
4.6.12.1 Selección de pozos.....	97
4.6.12.2 Determinación de las zonas más prospectivas a partir de una evaluación petrofísica	98
4.6.12.3 Cálculo de las propiedades petrofísicas	99
4.6.12.4 Elaboración de la base de datos de petrofísica	99
4.6.12.5 Elaboración de mapas de isopropiedades	99
4.6.13 Cuantificación de las reservas	100

4.6.14 Mejores áreas para la perforación de nuevas zonas de localizaciones	101
CAPÍTULO V	103
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS	103
5.1 Realización de la correlación litoestratigráfica de la Arena GS-C (U2L).....	103
5.1.1 Descripción macroscópica del núcleo	103
5.1.2 Calibración Núcleo-Perfil.....	106
5.1.2.1 Correlación de pozos	107
5.1.2.2 Creación de la base de la base de datos	107
5.1.2.3 Correlación estratigráfica.....	107
5.1.2.4 Interpretación de secciones estratigráficas	108
5.1.2.5 Sección estratigráfica A-A'	108
5.1.2.6 Sección estratigráfica B-B'	108
5.1.2.7 Sección estratigráfica C-C'	109
5.1.2.8 Sección estratigráfica D-D'	109
5.2 Determinación de las características estructurales del yacimiento	109
5.2.1 Interpretación de secciones estructurales	110
5.2.2 Sección Estructural A-A'	110
5.2.3 Sección estructural B-B'	111
5.2.4 Sección estructural C-C'	111
5.2.5 Sección estructural D-D	111
5.3 Análisis Paleoambiental	112
5.4 Caracterización Petrofísica.....	114
5.4.1 Modelo de Arcillosidad	114
5.4.2 Modelo de Porosidad	114
5.4.3 Modelo de Permeabilidad	115
5.4.4 Modelo de la Saturación de Agua (Sw).....	115
5.4.5 Elaboración de Mapas de Isopropiedades	115
5.4.5.1 Mapa de Arena neta petrolífera (Anp):.....	115
5.4.5.2 Mapa de Isoarcillosidad	117
5.4.5.3 Mapa de Isoporosidad	118
5.4.5.4 Mapa de Isopermeabilidad.....	119
5.4.5.5 Mapa de Isosaturación de Agua:.....	120
5.5 Elaboración del mapa isópaco-estructural.....	121
5.6 Cuantificación de reservas	122
5.6.1 Volumen del yacimiento:	123
5.6.2 Saturación inicial del yacimiento	123
5.6.3 Factor Volumétrico del Petróleo	123
5.7 Propuesta para futuras zonas de localizaciones.....	124
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	126

CONCLUSIONES	126
RECOMENDACIONES	127
REFERENCIAS	128
APÉNDICES	131
ANEXOS.....	136

LISTA DE FIGURAS

	Página
2.1 Ubicación geográfica del campo cariña	6
2.2 Ubicacion de las cuencas de venezuela pdvsa-intevp (2.006).....	9
2.3 Columna estratigráfica de la cuenca oriental de venezuela. pdvsa	12
2.4 Visión de los recursos de la faja en mmmbls.(pdvsa, 2009).....	14
2.5 División del área ayacucho.(pdvsa-cied, 1997).	17
2.6 Columna estratigráfica del área ayacucho.(pdvsa-cied, 1997).....	18
2.7 Columna estratigráfica del campo cariña.(pdvsa intranet,2011).....	20
3.1 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios.(allen, george. 1.989)	23
3.2 Diferentes tipos de canales dentro de los sistemas fluviales. .(alfonsi,p.1999)	25
3.3 Ejemplo de un delta.(alfonsi,p.1999)	26
3.4 Componentes básicos de un delta.(alfonsi,p.1999)	26
3.5 Tipos de deltas. fluvial, de marea y por oleaje. (coleman & prior.1992).....	30
3.6 Asociación de facies en un modelo deltaico. (coleman & prior.1992).	33
3.7 Porosidad efectiva, no efectiva y total. (acosta,e.2006).....	34
3.8 Fallas normal e inversa. (gonzales, l. 2.007).....	63
3.9 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (pdvsa-intevp, 1999).....	69
3.10 Origen del potencial espontáneo.(schlumber, 1999).....	71
3.11 Registro gamma ray (gr). (pdvsa-cied, 1997).....	74
3.12 Registro de inducción. . (Schlumberger, 1999).....	76
3.13 Relación de la petrofísica con otras disciplinas.(Archie, g 1942).....	78
4.1 Flujo grama metodológico	86
4.2 Pantalla de inicio de sigemap 3.0.	88
4.3 Ventana de entrada a transcoordinadas.	88
4.4 Método de triangulación.....	91
4.5 Ventana de inicio de discovery explorer geographix.	93
4.6 Pantalla de inicio xsection.	95
5.1 Fotografía del núcleo mfc-026 de la sección correspondiente al nivel.....	106
5.2 Mapa de paleoambiente.	113
5.3 Mapa de arena neta petrolífera de la arena gs-c (U2L) yacimiento	116
5.4 Mapa de isoarcillosidad de la arena gs-c (U2L) yacimiento mfc-10	117
5.5 Mapa de porosidad de la arena gs-c (U2L) yacimiento mfc-10.....	118
5.6 Mapa de permeabilidad de la arena gs-c (U2L) yacimiento mfc-10.....	119
5.7 Mapa de saturación de agua de la arena gs-c (U2L) yacimiento	120

LISTA DE TABLAS

	Página
3.1 Rangos de valores de porosidad total y porosidad efectiva	35
5.1 Facies sedimentarias del núcleo mfc0026.	104
5.2 Calibración mfc-26.....	107
5.3 Volumen y área de la arena gs-c (U2L) yacimiento-mfc-10.....	123
5.4 Petróleo original en sitio (POES)	124
5.5 Comparación poes oficial y calculado	124
5.6 Las reservas recuperables y remanente	124

LISTA DE APÉNDICES

BASE DE DATOS COMPLETA	132
A.1 Base de datos	133
VALORES OBTENIDOS DEL ANÁLISIS PETROFÍSICO	134
B.1 Valores petrofísicos	135

LISTA DE ANEXOS

- 1) SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A'.
- 2) SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B'.
- 3) SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C-C'.
- 4) SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA D-D'.
- 5) SECCIÓN ESTRUCTURAL A-A'.
- 6) SECCIÓN ESTRUCTURAL B-B'.
- 7) SECCIÓN ESTRUCTURAL C -C'.
- 8) SECCIÓN ESTRUCTURAL D -D'
- 9) MAPA DE PALEÓAMBIENTE ARENA GS-C (U2L) YACIMIENTO MFC-10 DEL CAMPO CARIÑA.
- 10) MAPA ISOPACO-ESTRUCTURAL ARENA GS-C (U2L) YACIMIENTO MFC-10 DEL CAMPO CARIÑA.
- 11) MAPA DE ARENA NETA PETROLÍFERA
- 12) MAPA DE ISOARCILLOSIDAD.
- 13) MAPA DE POROSIDAD.
- 14) MAPA DE PERMEABILIDAD.
- 15) MAPA DE ISOSATURACIÓN DE AGUA.

INTRODUCCIÓN

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. Estructuralmente se encuentra ubicado en una estructura de buzamiento suave de alrededor de 2° hacia el Noreste, atravesada por dos sistemas de Fallas normales con rumbo preferencial Noroeste - Sureste y Noreste - Suroeste. Este campo tiene un área aproximada de 528 Km² que se divide en dos sectores conocido como Cariña Este y Cariña Oeste.

La caracterización petrofísica de un yacimiento es el resultado de la identificación e interpretación de aspectos estratigráficos, estructurales, sedimentológicos y petrofísicas de un área específica, para ello se apoya en estudios geológicos y petrofísicos, cuales son utilizados en la industria petrolera para la identificación de trampas que contengan hidrocarburos y cuantificar sus reservas, así como la detección de nuevas oportunidades de explotación, todo ello con la finalidad de obtener la caracterización de algún yacimiento.

Este estudio abarca la caracterización petrofísica de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10 del Campo Cariña Perteneciente al Bloque de Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco Distrito San Tome, Estado Anzoátegui, se realizo partiendo de la información existente del yacimiento y yacimientos cercanos.

La estructura de este proyecto trabajo de grado está diseñada de la siguiente manera:

Capítulo I, en este se destaca la situación a investigar y los objetivos que permitieron llevar a cabo la investigación

Capítulo II, se describen las generalidades y características físico-naturales del área de estudio.

Capítulo III, se definen una serie de elementos conceptuales que sirven de base a la investigación.

Capítulo IV en el cual se detallan los tipos de investigación, las técnicas y los procedimientos que fueron utilizados para llevar a cabo la metodología .

Capítulo V, se muestran los análisis e interpretación de la investigación y por último las conclusiones, recomendaciones de la investigación, referencias bibliográficas, apéndices y anexo.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

Los modelos estáticos de los yacimientos están continuamente sometidos a evaluaciones, con el fin de validar o reinterpretar sus características, aumentando la certeza en lo que se refiere al volumen de los recursos del yacimiento. A medida que se van realizando nuevos estudios, pueden aparecer diferencias en cuanto a la interpretación de factores de orden sedimentológico, estratigráfico, estructural o petrofísico, dependiendo de la reinterpretación realizada. Si se introducen cambios en el modelo geológico del yacimiento, entonces también se generan diferencias en el área y/o volumen del yacimiento y por lo tanto cambia el volumen de petróleo que originalmente estaba en el yacimiento POES.

En la industria petrolera, el primer objetivo es mejorar los esquemas de explotación para maximizar la producción, estableciendo la búsqueda de posibles áreas que no están siendo drenadas eficientemente para el aprovechamiento de los recursos y a la vez buscar nuevas áreas optimas para el desarrollo del mismo, por lo tanto es necesario actualizar, validar y realizar la caracterización petrofísica de los modelos geológicos de los yacimientos que conforman la faja petrolífera del Orinoco aplicando nuevas herramientas y tomando en cuenta la información obtenida de la perforación de pozos recientes.

La reinterpretación de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10 en el área del Campo Cariña es de vital importancia ya que presenta un horizonte productor de petróleo Extrapesado, siendo de gran utilidad la actualización, validación y caracterización petrofísica de su modelo geológico.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Caracterizar desde el punto de vista petrofísico, la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10 en el área del Campo Cariña, perteneciente a la Unidad de Producción Extrapesado, Distrito San Tomé, División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2 Objetivos específicos

1) Realizar la correlación litoestratigráfica de la Arena GS-C (U2L) mediante registros de rayos gamma (GR), potencial espontaneo (SP), Resistividad (RT), conductividad y determinar la continuidad lateral y vertical de la arena a través de secciones estratigráficas.

2) Validar las fallas mediante visualización de secciones y el modelo estructural.

3) Definir el modelo sedimentológico a partir de la interpretación de los mapas de electrofacies de la arena GS-C (U2L).

4) Realizar la caracterización petrofísica del intervalo en estudio y la generalización de mapas de isopropiedades. (Isosaturación, Isoporosidad, Isopermeabilidad e Isoarcillosidad).

5) Representar las características geológicas de la arena GS-C (U2L), en un mapa isópaco estructural.

6) Calcular el petróleo original en sitio (POES).

7) Proponer mejores zonas para futuras localizaciones para la explotación de nuevos yacimientos de hidrocarburo.

1.3 Justificación

La importancia debido al plan de explotación al cual está sometido este yacimiento de la elaboración de este estudio radica en la validación y actualización del modelo geológico del yacimiento realizando la caracterización petrofísica, mediante una revisión de la información geológica necesaria como: interpretaciones geológicas, estratigráficas, estructurales y sus propiedades petrofísicas, ya que actualmente es importante la incorporación de reservas para la industria.

1.4 Alcance de la investigación

Este proyecto de investigación tiene como fin obtener un modelo geológico actualizado del yacimiento MFC-10 de la Arena GS-C (U2L), del Campo Cariña el cual se encuentra en el área de Ayacucho perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco y a través de esto cuantificar el volumen total de hidrocarburo aproximado de la zona en estudio, además la creación de mapas Isópacos, secciones estructurales, estratigráficas, evaluación, petrofísica, modelo geológico y calculo de reservas (POES) y un plan optimo que permitan conocer las zonas de mayor acumulación de este recurso y proponer posibles localizaciones de pozos en el futuro.

Debido a los equipos computarizados, software y archivos con que cuenta el departamento de Yacimiento del Distrito San Tomé, este estudio alcanzara los siguientes aspectos: correlación digital de registros eléctricos, elaboración de secciones estratigráficas y estructurales y elaboración de mapas isópaco-estructural y de propiedades petrofísicas.

CAPÍTULO II GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

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. Estructuralmente se encuentra ubicado en una estructura de buzamiento suave de alrededor de 2° hacia el Noreste, atravesada por dos sistemas de Fallas normales con rumbo preferencial Noroeste - Sureste y Noreste - Suroeste. (Figura 2.1)

Este campo tiene un área aproximada de 528 Km² que se divide en dos sectores principales conocidos como Cariña Este y Cariña Oeste. Con una columna estratigráfica de 68 niveles con un total de 79 Yacimientos oficiales.

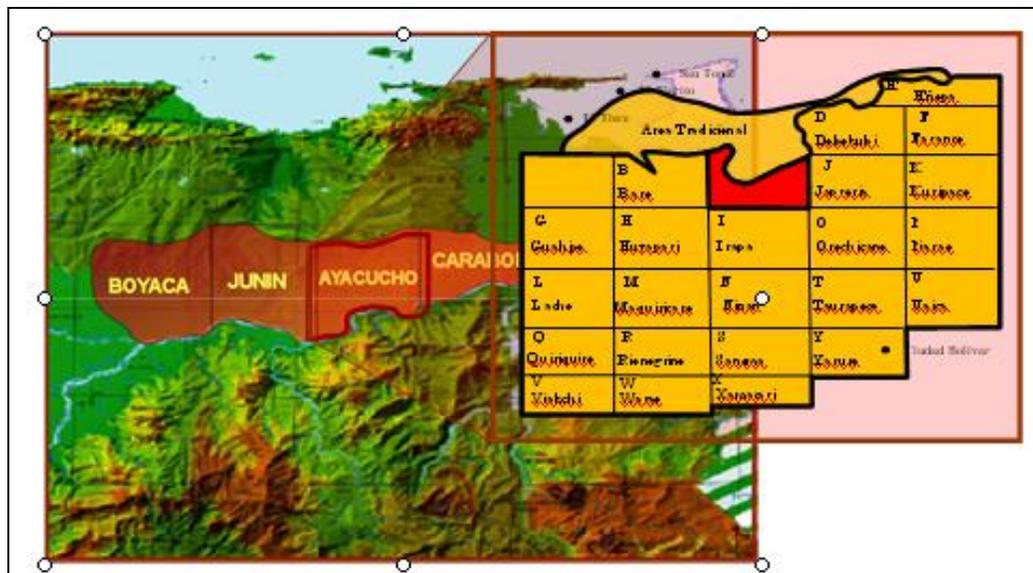


Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Cariña

2.2 Accesibilidad

Se accede por la vía nacional El Tigre –Ciudad Bolívar, se cruza al este en el cruce del restaurante El Manguely, antes de llegar al peaje. Vía campo los Melones, el cual es vecino al Campo Cariña, aproximadamente a 15 Km. de la carretera nacional (PDVSA CIED, 1999).

2.3 Condiciones físico naturales del área

2.3.1 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.

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).

2.3.2 Topografía

La topografía del terreno está representada por la presencia de superficies planas con acantilados abruptos en algunos casos y otras escalonadas con pequeñas colinas suaves. Estas mesas están restringidas a la parte central y Occidental de los llanos de Oriente, conociéndose en la parte Norte las mesas de Santa Rosa, Cantaura, Úrica, entre otras (PDVSA, 2002).

2.3.3 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 mas diferenciada del resto de las existentes en el área. La gran mayoría de los paisajes están constituidos en su totalidad por los pastizajes, especies regularmente conocidas con el nombre de:

Paja Peluda (*Axonopus Canescens*).

Paja Estrella (*Cyperus Incompetus*).

Chaparro (*Curatella American*).

Manteco (*Byrsonimia Crassifolia*).

2.4 Geología regional

2.4.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, se extiende de Este a Oeste por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre, prolongándose por la plataforma deltaica hasta el Sur de Trinidad; limitada al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental, y al Sur por el curso del río Orinoco PDVSA-Intevep (2.006). (Figura 2.2).

Ésta cuenca tiene una longitud aproximada de 800 km de Este a Oeste y un ancho promedio de 200 km de Norte a Sur. Se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras y un área de mesas que comprende los estado Guárico y

Monagas, abarcando alrededor de 165.000 Km² y estratigráficamente por contener 20.000 pies promedio de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos, Terciarios y Recientes. PDVSA-Intevep (2.006).

Estructuralmente, la Cuenca Oriental de Venezuela es una gran depresión donde la transgresión marina del Terciario invadió el Oriente del país dejando una espesa secuencia sedimentaria, la misma se encuentra representada por areniscas y lutitas de las formaciones Freites, Oficina y Merecure, la cual descansa discordantemente sobre el Grupo Temblador perteneciente al Cretáceo. PDVSA-Intevep (2.006).

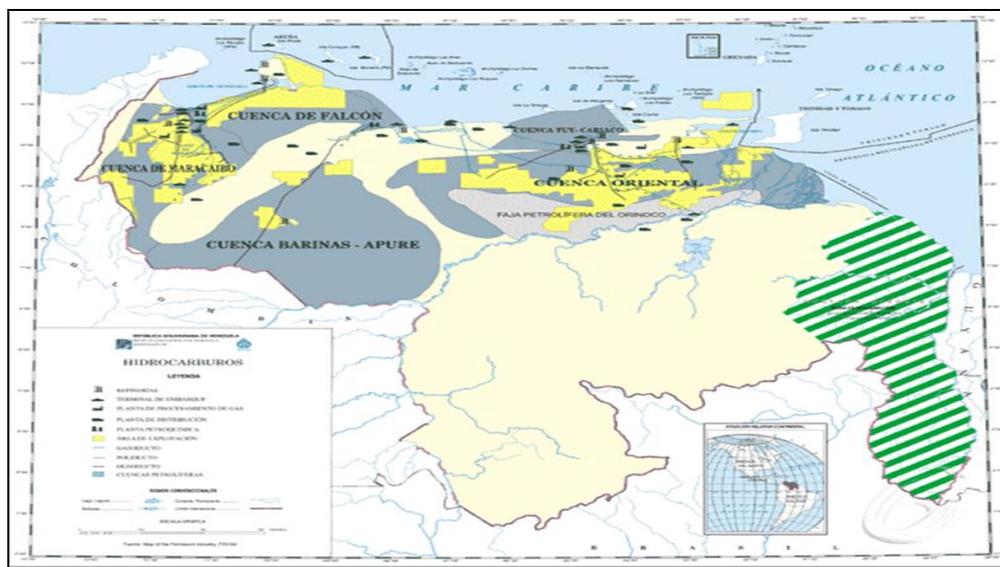


Figura 2.2 Ubicación de las Cuencas de Venezuela. PDVSA-Intevep (2.006).

En la Cuenca Oriental de Venezuela se distinguen ocho áreas principales productoras de petróleo: área de Guárico, área mayor de Anaco, área mayor de Oficina, área mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, área mayor de Jusepín, área de Quiriquire y área de Pedernales. En el área de la Faja Petrolífera del Orinoco se produce un truncamiento de todo el terciario contra las rocas cretácicas y pre-cretácicas del Macizo Guayanés. PDVSA-Intevep (2.006).

2.4.2 Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela

Las acumulaciones de hidrocarburos en explotación se encuentran principalmente en el subsuelo de los llanos de los estados Anzoátegui y Monagas. Los recipientes gasíferos y petrolíferos están constituidos en su totalidad por arenas cuyo origen es principalmente fluvial a deltáico y litoral.

Al Sur, en los llanos de Anzoátegui y Monagas, los intervalos productores son cuerpos arenosos que pertenecen principalmente a la Formación Oficina del Mioceno y Merecure del Oligoceno siendo la primera formación la unidad productora por excelencia en la Cuenca Oriental de Venezuela.

La formación Oficina Mesa es producto de una sedimentación fluvial, deltaica y paludal, resultando de un extenso delta que avanza hacia el Este en la misma forma que avanza hoy el delta del Orinoco. (González de Juana, 1976). Los sedimentos de la formación representan depósitos torrenciales y aluviales, contemporáneos con un levantamiento de la Serranía Interior.

2.4.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela

El análisis de la zona de estudio se llevó a cabo en visión a la columna de sedimentos de la zona. La estratigrafía consta exclusivamente de areniscas y lutita, con edades que van desde el Paleozoico al Pleistoceno; las acumulaciones más importantes pertenecen a las formaciones del periodo Terciario especialmente del Oligoceno y del Mioceno.

Según diversos estudios realizados en las formaciones productoras de la Cuenca Oriental de Venezuela, determinan que los cuerpos de arena que la constituyen fueron depositados en un ambiente fluvial a deltaico. (González de Juana, 1980).

La historia de la Cuenca Oriental de Venezuela, se sitúa en el Devónico-Carbonífero hace unos 350 millones de años, reconociéndose durante este largo periodo tres ciclos sedimentarios del Grupo Temblador sobre el escudo de Guayana o sobre la formación Carrizal, del Cretáceo. El ambiente de sedimentación fue de continental a marino poco profundo. (Schlumberger, 1997).

Seguidamente se tuvo un periodo de no sedimentación y/o erosión de la superficie cretácea, hasta iniciarse el nuevo ciclo sedimentario del Oligoceno-Mioceno, con las arenas transgresivas de la formación Merecure, las cuales se depositaron en toda la región, desde Pariaguán, al Oeste del Área Mayor de Oficina, hasta el campo Temblador. En Tucupita la formación Oficina, se deposita directamente sobre la sección Temblador. (Schlumberger, 1997).

El nuevo ciclo de sedimentación comienza al Oeste del Área Mayor de Oficina, en los campos del estado Guárico, con la Formación la Pascua. Debido al tiempo sin sedimentación transcurrido entre el Grupo Temblador y la Formación Merecure, resulta difícil determinar su contacto y a pesar de que no se observa discordancia aparente, la diferenciación se hace basándose en el contenido de minerales y fósiles. (Schlumberger, 1997).

La sedimentación continúa con la Formación Oficina, en la cual es muy importante estudiar su ambiente de sedimentación y sus facies, debido a la importancia de sus arenas, como productoras de crudo. El ciclo Oligoceno-Mioceno termina con la formación Freites y/o la formación La Pica, depositadas en un ambiente marino, ambas caracterizadas por una sedimentación de grano fino. Posteriormente, comienza un ciclo regresivo con la formación Las Piedras de edad. (Figura 2.3).

Plioceno, que rellena la cuenca, presentando un carácter más marino hacia la base que el tope, donde el ambiente es de agua salobre y continental. (Schlumberger, 1997).

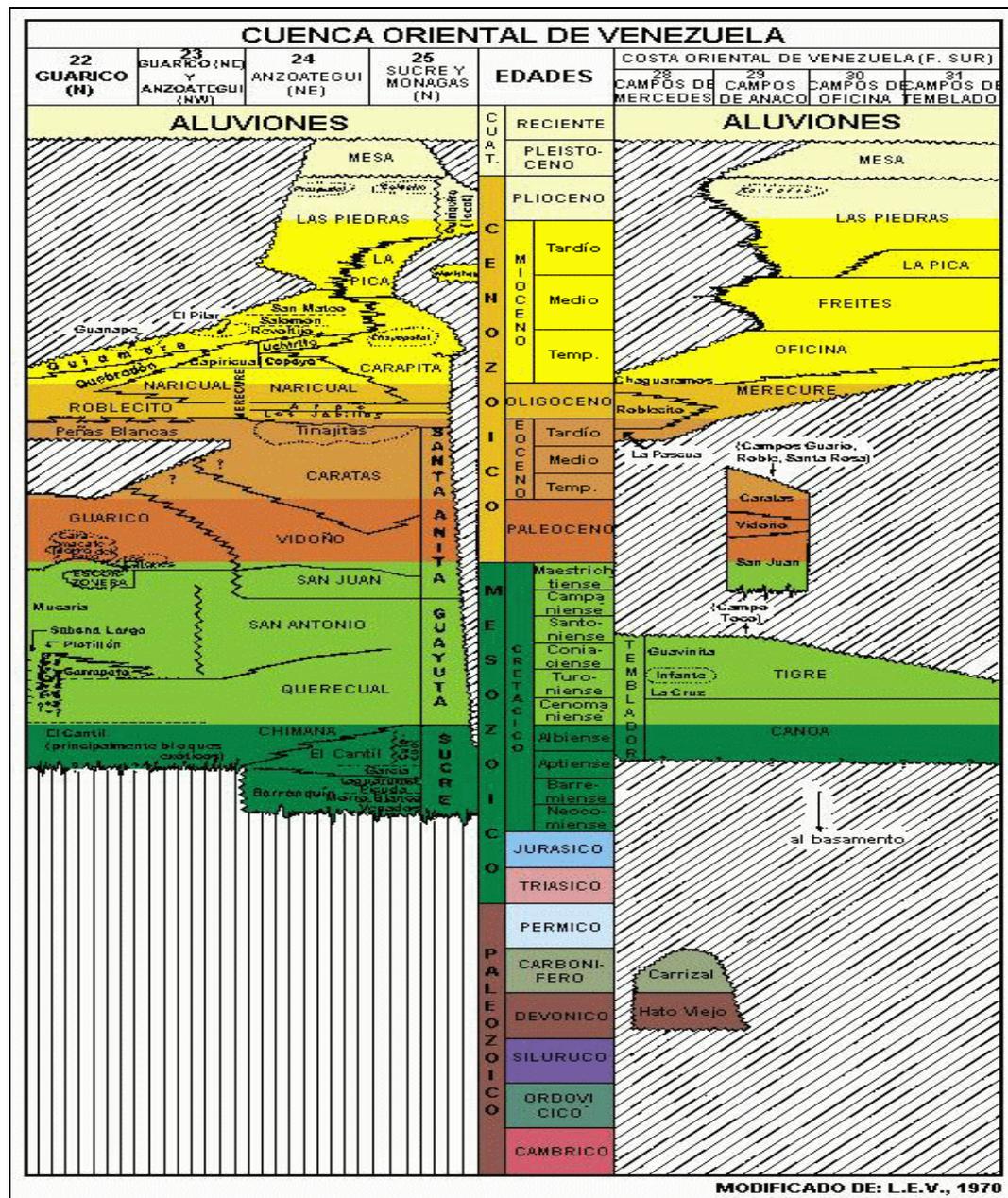


Figura 2.3 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. PDVSA Intevp (2.006).

2.5 Geología local

2.5.1 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 270 mil millones 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”. PDVSA-Intevep (2.006).

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. PDVSA-Intevep (2.006).

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-Intevep (2.006).

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-Intevep (2.006). (Figura 2.4).

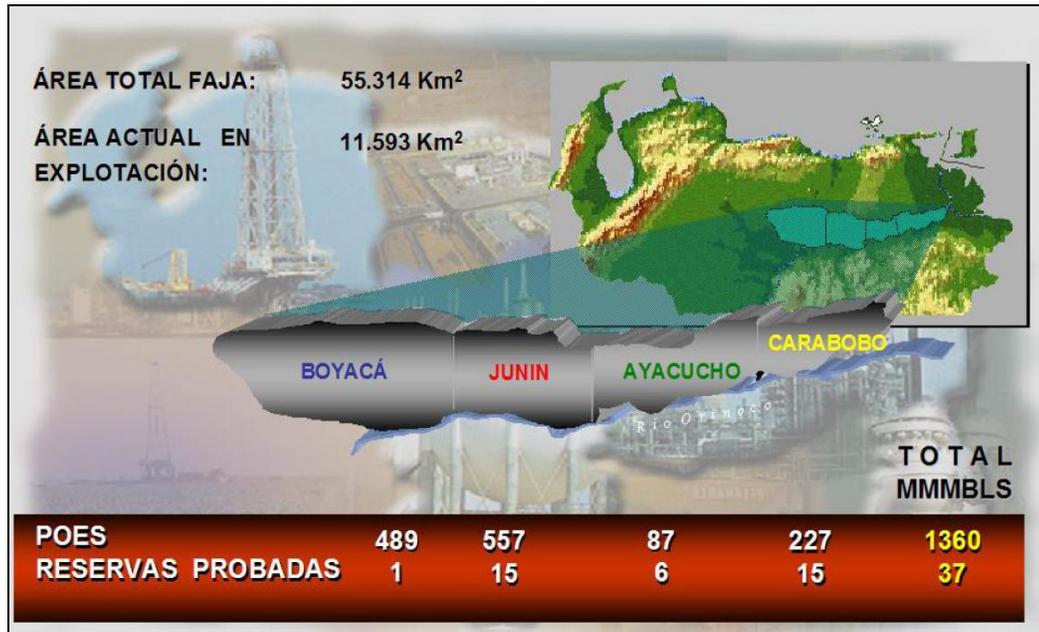


Figura 2.4 Visión de los recursos de la faja en MMBbls. (PDVSA, 2009).

Los cuatro sectores o áreas resultantes de la división de Oeste a Este son:

1. Boyacá: Ubicada al Centro-Sur del estado Guárico.
2. Junín: Ubicada al Sur-Este del estado Guárico y al Sur-Oeste del estado Anzoátegui.
3. Ayacucho: Ubicada al Centro-Sur del estado Anzoátegui
4. Carabobo: Ubicada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur-Este del estado Anzoátegui.
5. El Ministerio de Energía y Petróleo renombró en el año 2.005 las cuatro áreas por Carabobo (Cerro Negro), Ayacucho (Hamaca), Junín (Zuata) y Boyacá (Machete).

2.6 Área Boyacá

Ubicada al Centro-Sur del Estado Guárico. Pertenece a la zona más Occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco y se encuentra-ubicada en la parte Sur-Central del Estado Guárico 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 Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976).

2.7 Área Junín

Ubicada al Sur-Este del estado Guárico y al Sur-Oeste del Estado Anzoátegui. Esta acumulación se encuentra en las arenas básicas no consolidadas de la Formación Oficina y es la mayor extensión de las cuatro acumulaciones de primer orden de la Faja Petrolífera del Orinoco. 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 computo de reservas (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976).

2.8 Área Ayacucho

Constituye una de las áreas con mayores reservas de crudos pesados y extrapesados de Venezuela, representa una sexta parte del total de la Faja Petrolífera del Orinoco, forma parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Sur del estado Anzoátegui, y comprende una superficie aproximada de 11.300 Km². Limita

por el Norte con las áreas tradicionales de crudo pesado, Yopales Sur, Miga, Melones, Lejos, Merey, Ostra, Oca Oveja, Adas, Oritupano y Oleos; al Sur con el río Orinoco, por el Oeste con el área de Zuata y por el Este con el área de Cerro Negro. (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976).

La estratigrafía presente en la región comprende rocas que van desde el precámbrico hasta el reciente y están afectadas por varios periodos de tectonismo que dieron lugar a eventos regionales que al combinarse entre sí, favorecieron la acumulación estratigráfica en gran magnitud.

El área Ayacucho se encuentra dividida por efectos de cuantificación de recursos y estrategia de explotación en dos zonas: Ayacucho Norte y Ayacucho Sur, las cuales tienen diferentes características geológicas y se encuentran separadas por una línea de bisagra que representa un cambio de buzamiento a nivel del basamento.

El entrapamiento de hidrocarburos en Ayacucho Norte es fundamentalmente de tipo estructural en las arenas de Merecure y Oficina y descansan discordantemente sobre el Cretácico. Sin embargo, en Ayacucho Sur, es predominantemente estratigráfico en las arenas de Oficina. (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976).

Por razones operativas el área de Ayacucho se divide en 25 bloques o cuadrángulos. Éstos son: Arecuna, Bare, Cariña; Dobokubi, Eñepa, Farante, Guahibo, Huyapari, Irapa, Japreria, Kuripaco, Lache, Makiritare, Ninan, Orechicano, Piaroa, Quiriquire, Rionegrino, Sanema, Taurepan, Uaica, Viakchi, Warao, Xamatari y Yaruro. (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976). (Figura 2.4).

2.9 Área Carabobo

Ubicada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur-Este del estado Anzoátegui. 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 gravedad de 9° API, son de base nafténica y poseen un alto contenido de azufre y metales (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976). (Figura 2.5).

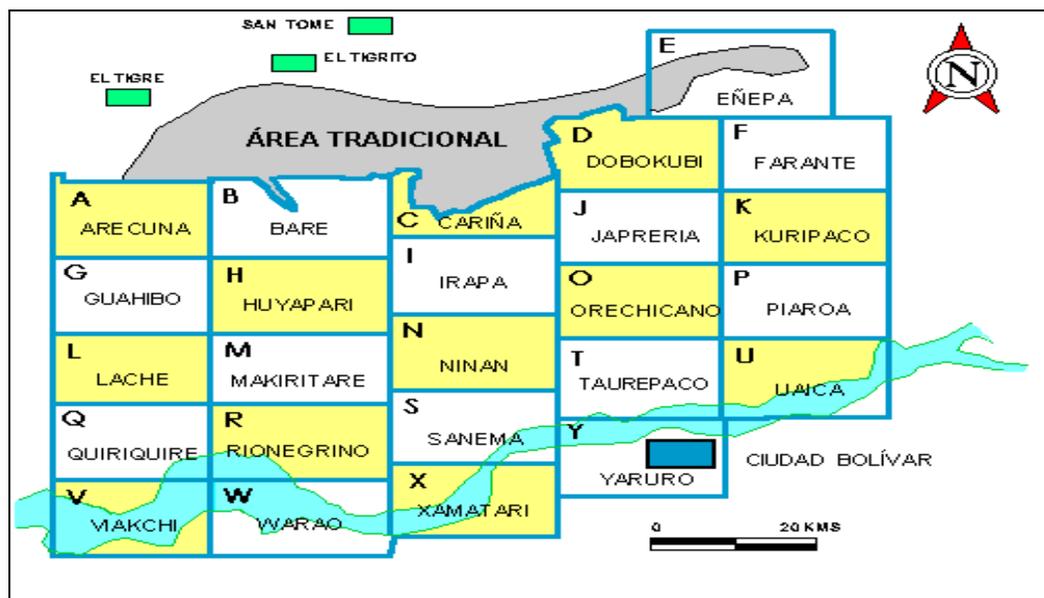


Figura 2.5 División del área Ayacucho. (PDVSA-CIED, 1997).

2.10 Estratigrafía del área Ayacucho

Ésta área forma parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde la columna estratigráfica se inicia con las rocas ígneas y metamórficas del Escudo de Guayana, que representa el Precámbrico. Sobre el basamento se ubican los sedimentos del Cretáceo, representados por las formaciones Tigre y Canoa del grupo Temblador, son arenas, limolitas y lutitas con capas de calcáreos en la Formación

Tigre. Estas formaciones se adelgazan hacia el Sur y se acuñan al Norte de la línea de bisagra, suprayacente se encuentra la Formación Merecure, depositada durante el Oligoceno. (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976).

La estratigrafía del Terciario está representada por las formaciones Oficina, del Mioceno Inferior y Freites, del Mioceno Medio. La Formación Las Piedras se depositan a fines del Mioceno y durante el Plioceno, el Pleistoceno está representado por la Formación Mesa. (Figura 2.6).

EDAD		FORMACION	LITOLOGIA
PLEISTOCENO	RECIENTE	ALUVION	DEPOSITOS ALUVIALES
	PLEISTOCENO	MESA	ARENASCONCLIMERICAS LIMOSYARCILLA
PLIOCENO		LAS PIEDRAS	ARENASCONLIMITAS LIMITASYLENTOS
MIOCENO	SUPERIOR		ARENASCONLIMITAS LIMITASYLENTOS
	MEDIO	FREITES	LIMITASMARINAS FOSLIFERAS, ARCILLAS YARENASCONCRISAS
	INFERIOR	OFICINA	LIMITASCONLEPTOS LENICULARESDEARENAS, ARENASDECANAL YARENASDEMEANDRO
OLIGOCENO		MERECURE	ARENASCONMASIVASCON INTERCALACIONESDELIMITAS
CRETACICO		GRUPO TEMPLADOR (E. TIGRE/E. CANCA)	INTERCALACIONESDELIMITAS, ARENASCONLIMITAS
PRE-CAMBICO		BASAMENTO	CONPLEJO IGNEO-METAMORFICO

Figura 2.6 Columna estratigráfica del área Ayacucho. (PDVSA CIED, 1997).

2.10.1 Estructura del área Ayacucho

Estructuralmente el área Ayacucho, donde se ubica el campo Bare, forma parte de un homoclinal fallado, generalmente con dirección Este-Oeste y con buzamiento suave de 2 a 3° al Norte. (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976).

El patrón estructural está constituido básicamente en dos sistemas de fallas, uno con dirección Noreste-Suroeste y el otro Noroeste-Sureste, que representa la continuación hacia el Sur del sistema observado en el Área Mayor de Oficina. (González de Juana, Iturralde, C; Picard, X. 1976).

El sistema Noreste-Suroeste se compone por fallas normales de extensión regional, con buzamiento predominante al Norte y desplazamiento hasta de 600 pies, cortan desde el basamento hasta el tope de la Formación Oficina. El sistema Noroeste-sureste, está constituido por fallas normales inclinadas tanto al Norte como al Sur, éstas desplazan hacia el Sureste las fallas del sistema anterior.

2.11 Estratigrafía del Campo Cariña

La secuencia sedimentaria presente en el área se inicia con las arenas de la Formación Merecure depositadas discordantemente sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana. Estas arenas constituyen una secuencia de canales apilados depositados sobre una planicie deltaica superior.

Suprayacente a Merecure sigue una secuencia alternante de areniscas no consolidadas, lutitas, limolitas y lignitos pertenecientes a la Formación Oficina, depositados en ambientes deltáicos y marinos someros. Por encima de esta sección se encuentra la Formación Freites, constituida por lutitas y limolitas transgresivas, de ambientes marinos pocos profundos. La parte superior está compuesta por arenas y

arcillas de la Formación Las Piedras de origen continental fluvial y de la Formación Mesa de origen fluvial. Las formaciones productoras son Oficina y Merecure. (Figura 2.7).

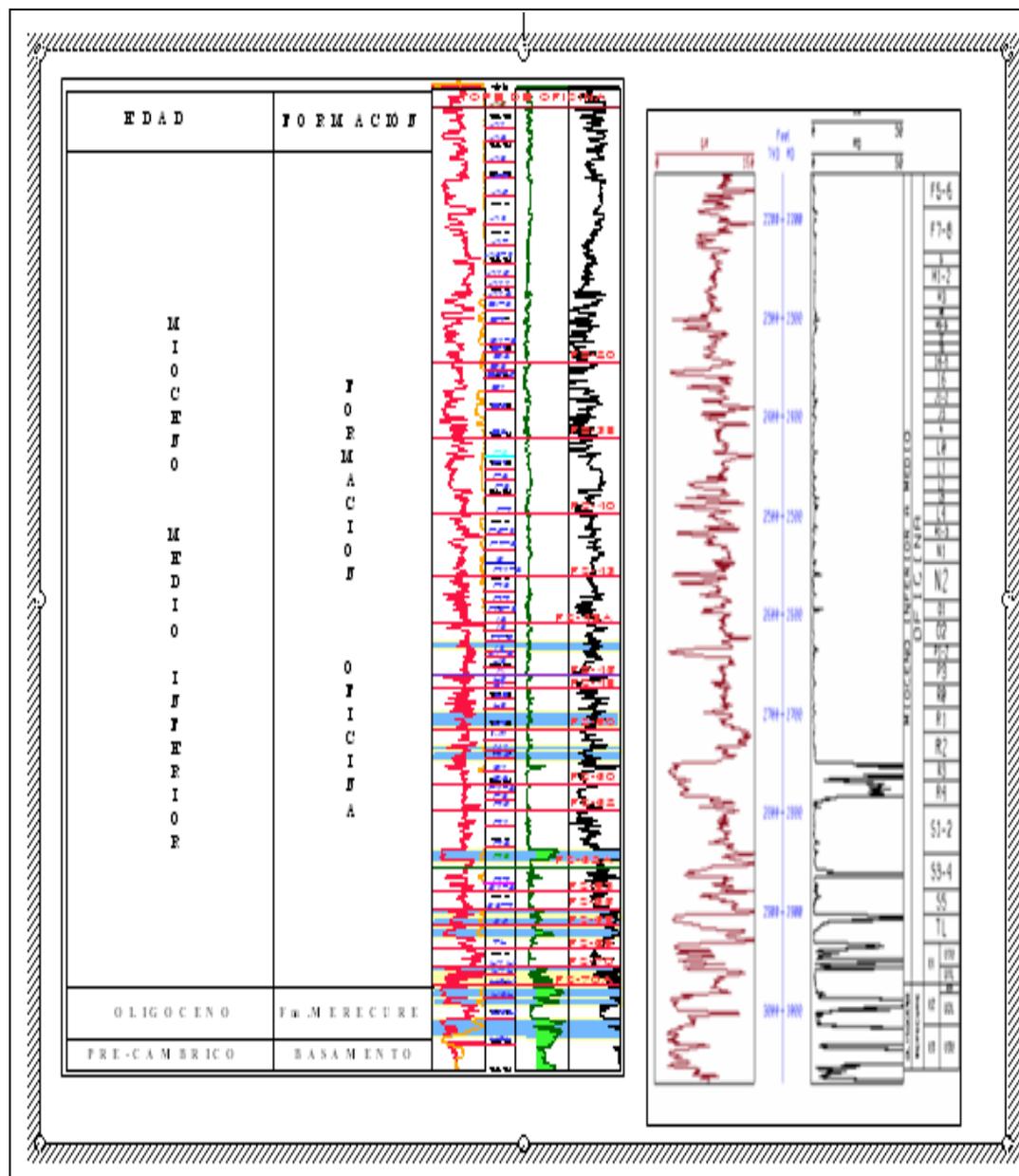


Figura 2.7 Columna estratigráfica del campo Cariña. (PDVSA INTRANET, 2011).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

Para el desarrollo de este proyecto se realizó la consulta de varios estudios previos relacionados con el área de estudio, a continuación se presentan los aportes realizados por los diferentes autores:

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA-Intevep 2006). Código estratigráfico de Venezuela 20 de mayo 2008, [<http://www.pdv.com/lexico>].

Díaz R, Randy J (2010), llevo a cabo su tesis de grado titulada “Actualización del Modelo Geológico de los yacimientos en la arena U1 del Campo Arecuna, Perteneciente al Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco. Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui”. El modelo sedimentológico de la arena U1 en el campo Arecuna corresponde a un ambiente fluvial dominado por canales de corrientes entrelazadas, caracterizado por grandes espesores de arenas más o menos limpias hacia el centro de estos canales, con cambios progresivos a facies de margen de canal y llanuras de inundación. En la presente investigación también se analizara el modelo sedimentológico de la arena en estudio.

Rojas, Erika S (2009), llevo a cabo su tesis de grado titulada “Actualización del Modelo Geológico de la arena R0 del Campo Arecuna, perteneciente al Distrito Múcura en la Faja Petrolífera del Orinoco en el Estado Anzoátegui”. El ambiente de sedimentación de la arena R0, se interpreta como un ambiente con facies de llanura deltaica alta donde los cuerpos arenosos representan facies de canales distributarios, cuya dirección de sedimentación es Sur-Norte. Igualmente a través de la validación

del modelo geológico se pudo determinar que la dirección de sedimentación es Sur-Norte.

Cabe destacar que en el distrito San tomé no se han realizado trabajos de este tipo en la Arena GS-C (U2L), por lo cual será el primero en elaborarse y servirá como apoyo a futuras investigaciones.

3.2 Bases teóricas

3.2.1 Ambientes sedimentario

Es una parte de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo los cuales se acumulan los sedimentos. Tal conjunto de condiciones incluye la geología, la geomorfología, el clima, la flora y la fauna, y si el ambiente es subacuático, profundidad, salinidad, temperatura y movimiento del agua. Las propiedades de los sedimentos depositados en un ambiente determinado, estarán altamente influenciadas por las características de ese ambiente. (Alfonsí, P. 1.999).

Los distintos ambientes de sedimentación están influenciados por las diversas características climáticas en los medios continentales; la batimetría, transporte y origen de los sedimentos en los medios marinos; son divididos en ambientes continentales, marinos y transicionales. (Figura 3.1).

De acuerdo a los estudios realizados a los yacimientos de las formaciones productoras de la Cuenca Oriental, los cuerpos de arena fueron depositados en un ambiente de fluvial a deltaico. La sedimentación de fluvial a deltaica tiene lugar en tres ambientes distintos de fuerte interrelación que son los ambientes fluviales, deltaico y prodeltaico.

Se considera que la Formación Oficina se depositó en un ambiente con influencia fluvial y marina, definidas por sus unidades arenosas, alternando con limolitas, lutitas y numerosas capas de lignitos. (Alfonsí, P. 1.999).

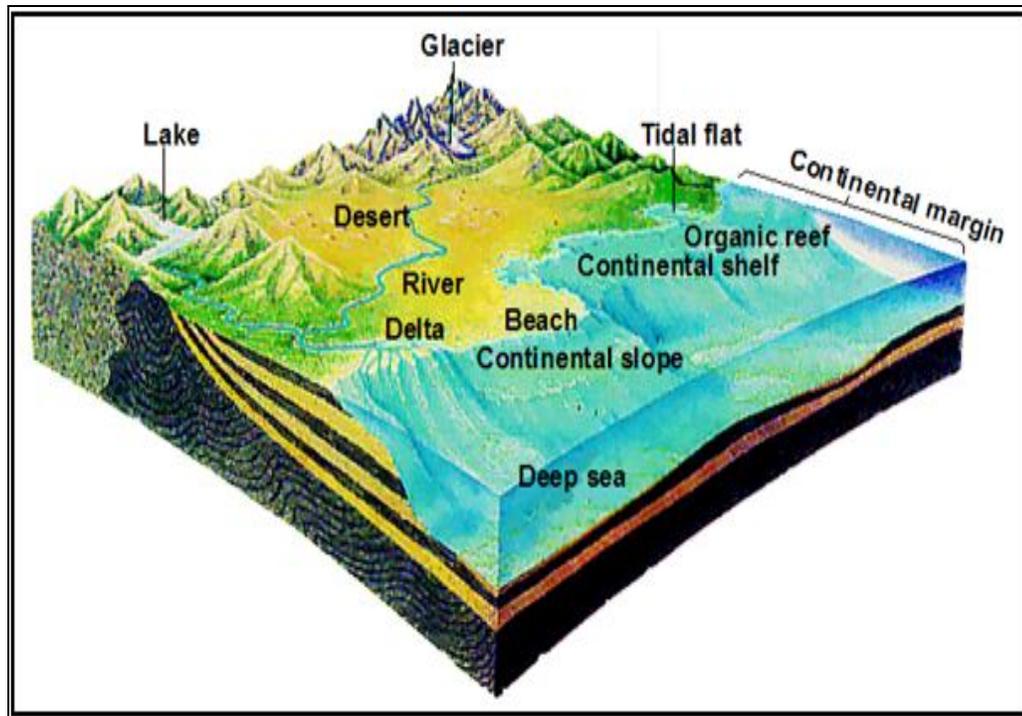


Figura 3.1 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios. (Alfonsí, P. 1999).

3.2.2 Ambiente continental

En lo que respecta al depósito continental, podemos mencionar que los sedimentos son acumulados dentro de cinco sistemas bien definidos: fluvial, desértico, lacustre, glacial y volcánico. Cada uno de ellos presenta ambientes sedimentarios característicos, aunque esto no quiere decir que sean exclusivos de dicho sistema. Por ejemplo, los sedimentos fluviales son depositados principalmente por ríos generados en regiones húmedas; sin embargo, dentro de los sistemas desérticos, volcánico y glacial, también se tiene el desarrollo de ríos que depositan el material, pero con características sedimentológicas diferentes. (Allen, G. 1.989).

Los depósitos que se generan en los sitios continentales son sedimentos predominantemente detríticos que se caracterizan por un contenido fosilífero escaso, llegando a dominar en algunos casos, restos de madera fósil y algunos vertebrados. Sin embargo, pueden presentarse productos subordinados tales como calizas de agua dulce que contengan una gran cantidad de invertebrados fósiles. Inclusive, en aquellos sedimentos finos de planicies de inundación fluvial o lacustre, podemos encontrar una diversidad de polen y esporas (Allen, G. 1.989).

3.2.3 Sistema fluvial

Los depósitos fluviales están constituidos por sedimentos que se acumulan a partir de la actividad de los ríos y los procesos de deslizamiento por gravedad asociados. Aunque estos depósitos se están generando actualmente bajo una diversidad de condiciones climáticas, desde desérticas hasta glaciales, se reconocen cuatro sistemas fluviales bien definidos: a) sistema de abanicos aluviales, b) sistema de ríos trezados, c) sistema de ríos meándricos, y d) sistema de ríos anastomosados. Además de su papel como receptores de información geológica valiosa, los depósitos fluviales también son importantes en el aspecto económico, ya que son, desde proveedores de material para la construcción, hasta contenedores de yacimientos minerales y de agua subterránea. (Allen, G. 1.989). (Figura 3.2).

Métodos recientes que intentan clasificar, describir e interpretar los sedimentos fluviales de una manera estandarizada están basados en parámetros como: la jerarquía de los estratos y las superficies limítrofes; las litofacies; la asociación de litofacies o elementos arquitecturales; y la geometría de los cuerpos sedimentarios. (Allen, G. 1.989).

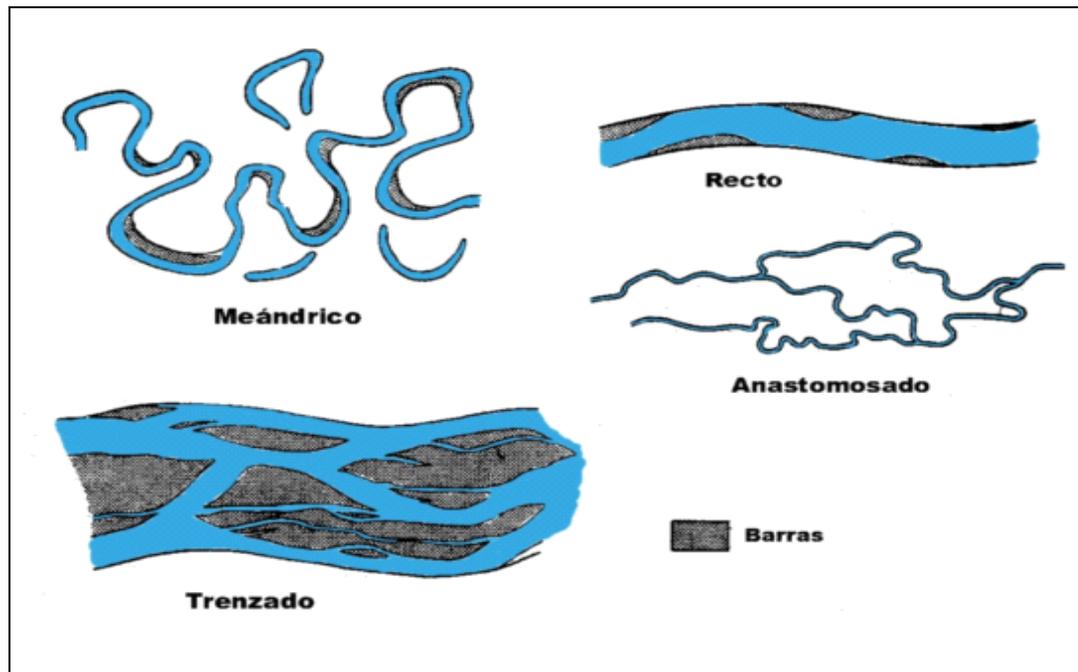


Figura N° 3.2 Diferentes tipos de canales dentro de los sistemas fluviales.
Allen, George. (1.989)

3.2.4 Ambiente deltáico

Ambiente deltaico: los deltas se forman en la desembocadura o el límite de una cuenca hidrográfica. Es decir, una cuenca que recoge el agua, sedimentos y aportes químicos, los transporta y los vierte en una cuenca receptora al borde de un mar o de un lago. (ALFONSI, P. 1999). (Figura 3.3)

Cuando un río desemboca en la costa, las corrientes fluviales sufren una disminución de velocidad al mismo tiempo que se produce un brusco aumento de la sección de flujo. Esto provoca la sedimentación de la mayor parte de los materiales transportados. Así se forma un delta. A medida que el río aporta sedimentos el delta progresa y se organiza según su esquema morfológico general común a todos los deltas, el cual consiste en tres ambientes: la llanura deltaica, el frente deltaico y el prodelta. (ALFONSI, P. 1999).

El tipo de delta resultante dependerá de la magnitud del aporte de sedimento a la costa y su redistribución por las olas, mareas o corrientes litorales. De esta manera según el tipo de energía predominante, se pueden distinguir el delta con dominio fluvial, delta con dominio de marea y delta con dominio de oleaje. Aunque, generalmente dos, o hasta los tres factores, pueden actuar conjuntamente para dar lugar a deltas de tipo mixto. (ALFONSI, P. 1999).



Figura 3.3. Ejemplo de un Delta. (ALFONSI, P. 1999)

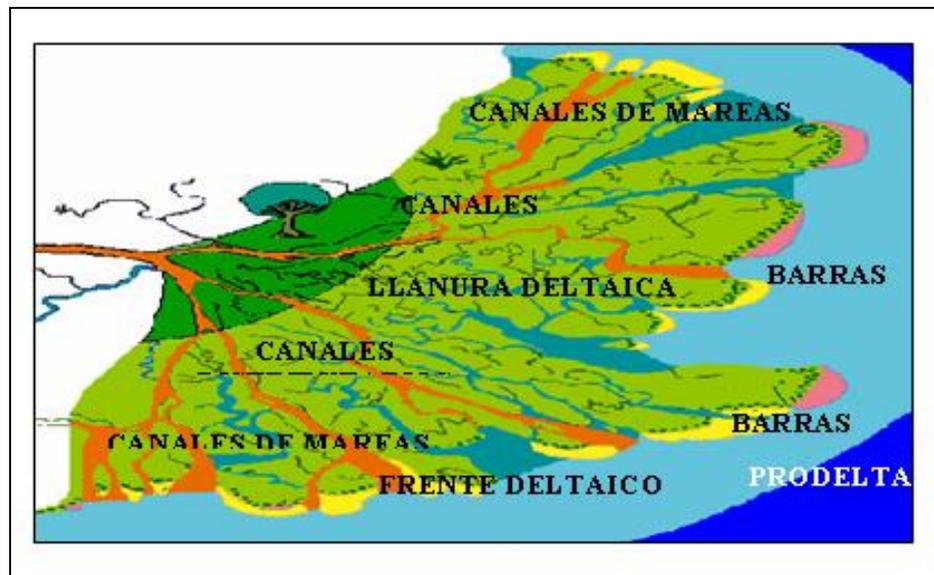


Figura 3.4. Componentes básicos de un delta. (ALFONSI, P. 1999).

3.2.4.1 Partes del Delta

Llanura deltaica: es la parte visible del delta, aflorante fuera de las aguas. Es una llanura aluvial baja que forma el techo del edificio deltaico. Esta llanura está constituida por una red de canales distributarios más o menos bifurcados que irradian a partir del río, y las áreas interdistributarias, la cual se extiende desde el vértice del delta hasta la línea de costa, que es el lugar donde desembocan los distributarios. En la llanura deltaica se acumulan sedimentos fluviales finos provenientes de las inundaciones. (ALFONSI, P. 1999). (Figura 3.4).

La llanura deltaica se puede considerar como la parte más complicada y diversificada de un sistema deltaico, en donde se mezclan las influencias de los ambientes fluviales continentales con el delta del río y sus influencias marinas.

❖ Canales Distributarios: Los canales distributarios presentan muchas de las características de los canales fluviales. El flujo unidireccional es predominante, con estados de fluctuaciones periódicas. Los sistemas de canales pueden tener o no una alta sinuosidad dependiendo de la pendiente y del tamaño de grano del sedimento. (Coleman y Prior, 1.992).

Los depósitos resultantes son por lo general granodecrecientes, aunque pueden ser agradantes, y se inician con una base erosiva y con sedimentos gruesos que pasan a arenas con estratificación cruzada que pueden alternarse con limos y arcillas. (Coleman y Prior, 1.992).

❖ **Barras de Desembocadura:** Las barras de desembocadura presentan características mixtas entre de canales fluviales distributarios y barra - cordón de playa. El flujo unidireccional es predominante, con estados de fluctuaciones periódicas. Los sistemas de boca de desembocadura no tienen una alta sinuosidad y son generalmente muy sensibles a los fenómenos de marea.

Los depósitos resultantes son por lo general granocrecientes. Se inician con una base agradante con sedimentos finos y limosos que pasan a arenas con estratificación tabular que pueden alternarse con limos y arcillas. (Coleman y Prior, 1.992).

❖ **Playas y Frente Deltaico:** Las playas llegan a constituir la facies más abundante en algunos deltas dominados por olas y oleaje, como es el caso de la formación Oficina como paleo-delta del río Orinoco. Los depósitos característicos presentan estratificación laminar de bajo ángulo y son granocrecientes como consecuencia de la progradación de la anteplaya. (Galloway & Hobway, 1.996).

❖ **Frente deltaico:** es una franja submarina y poco profunda con pendiente suave hacia el mar, que bordea la llanura deltaica, donde se acumula una buena parte de los aportes sedimentarios, concentrándose en la desembocadura de los distributarios.

❖ **Prodelta:** forma la parte más externa y profunda del delta. Adentro se depositan sobre todo materiales finos: limo y arcillas con características más o menos marinas. El Prodelta forma la base del edificio deltaico y descansa sobre la plataforma continental. Cuando un delta prograda hasta el borde de la plataforma, el prodelta descansa sobre el borde del talud continental, se les considera como rocas madres potenciales generadoras de hidrocarburos.

3.2.4.2 Clasificación de los deltas

La morfología y los patrones de distribución de los sedimentos, en deltas modernos muestran que existen tres procesos básicos que determinan la geometría y la distribución de las facies arenosas en un delta los cuales son: a) Aporte de sedimento, b) Flujo de energía de las olas, c) Flujo de energía de las mareas (Galloway & Hobday. 1996).

Basándose en estos procesos Galloway y Hobday (1.996) ha podido establecer una clasificación de los deltas, en la cual aparecen deltas dominados fluvialmente, deltas dominados por olas y deltas dominados por mareas. Sin embargo, muy pocos deltas se encuentran dominados por uno solo de estos procesos, sino que son el reflejo de la combinación del impacto entre el proceso constructivo fluvial y los procesos destructivos del oleaje y de la marea.

❖ Deltas dominados fluvialmente: En un sistema deltaico dominado fluvialmente, la tasa y el volumen de aporte de sedimento, excede la capacidad flujo marino (Galloway & Hobday, 1.996). Dependiendo del dominio relativo que tengan los procesos constructivos fluviales sobre los destructivos, la geometría de los lóbulos del delta serán altamente elongados y digitados a redondeados o lobulares (Galloway & Hobday, 1.996).

❖ Deltas dominados por oleaje: En un sistema deltaico dominado por oleaje, los Sedimentos que inicialmente se han depositado en la boca de los canales distributarios es retrabajado por el oleaje y redistribuido a lo largo del frente deltaico por las corrientes costeras. Barras de desembocaduras de forma arqueadas, consistiendo de crestas de playa coalescentes. (Galloway & Hobday, 1.996).

❖ Deltas dominados por mareas: A medida que el rango de las mareas se incrementa, lo mismo sucede con las corrientes de mareas, las cuales modifican la geometría de la desembocadura de los canales distributarios y redistribuyen los sedimentos que han sido depositados en la boca de los mismos. En este caso, al contrario de los deltas dominados por oleaje, la dirección de transporte del sedimento es principalmente perpendicular a la costa, hacia dentro y hacia fuera del canal, sobre un extenso prodelta de aguas poco profundas construido por la mezcla y decantación rápida de los sedimentos en suspensión. Las barras de desembocadura son retrabajadas como una serie de barras elongadas que se extienden tanto dentro de la boca de los canales distributarios como en la plataforma del delta subacuática. (Galloway & Hobday, 1996). (Figura 3.5).

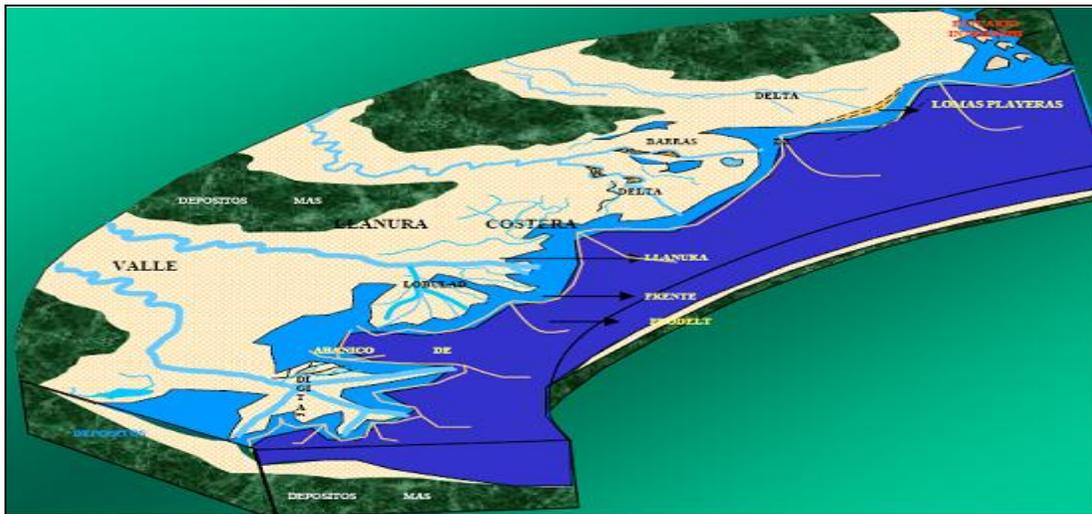


Figura 3.5 Tipos de deltas. Fluvial, de marea y por oleaje. (Coleman & Prior.1992).

3.2.4.3 Facies y ambientes depositacionales de un ambiente deltaico

Según Coleman y Prior (1.992) una llanura deltaica generalmente puede ser subdividida en dos marcos fisiográficos, una donde los componentes son subaereos y otros donde son subacuáticos. Los componentes subaereos se dividen frecuentemente en llanura deltaica alta y baja. (Figura 3.6).

❖ Llanura deltaica alta: Según Coleman y Prior (1.992) los ambientes depositacionales más importantes que se desarrollan en la llanura deltaica alta son: canales entrelazados y canales meandriformes, relleno lacustrino de delta, ciénagas y llanuras de inundación (pantanos, ciénagas y lagos de agua dulce):

❖ Depósitos de canales meandriformes y distributarios: Los ríos meandriformes tienden a estar confinados a un solo canal principal, caracterizado por bancos cohesivos que difícilmente se erosionan. Estos presentan una gran sinuosidad, se desarrollan en lugares con una baja pendiente y una carga sedimentaria principalmente de tamaño fino. Esta abundancia de sedimentos finos permite la construcción de extensas llanuras fluviales arcillosas que estabilizan las márgenes de los canales, frenando la migración lateral de los mismos. (Coleman y Prior, 1.992).

❖ Llanuras de Inundación: Las llanuras de inundación se forman por la acreción vertical en la cual se acumulan sedimentos de grano fino que han sido transportados en suspensión cuando en periodos de inundación el río se desborda. Estos depósitos están constituidos por limos, limos arcillosos y arcillas, masivos, ricos en materia orgánica y en depósitos de carbón. (Coleman y Prior, 1.992).

❖ Depósitos de Canal: Se encuentran constituidos principalmente por depósitos de fondo de canal y están compuestos por material grueso que el río solo puede mover durante periodos de inundación, donde la velocidad de la corriente es máxima. Estos depósitos son por lo general discontinuos, delgados y presentan forma lenticular. La estratificación no se observa en estos materiales gruesos, pero la imbricación de gujarros es común. El material que los constituye es grueso, tales como grava, bloques parcialmente consolidados de arcillas que han sido localmente erosionadas de las paredes del canal, pudiendo también encontrarse fragmentos de madera, etc. Están recubiertos por sedimentos de grano más fino, que corresponden a las barras de canal. (Coleman y Prior, 1.992).

❖ Depósitos de Diques: Durante las crecidas el nivel del agua aumenta y el río desborda el canal. Esto provoca la sedimentación de materiales en suspensión en el margen del canal, formando los diques fluviales a uno y otro lado del canal. Estos diques pueden alcanzar alturas de varios metros por una anchura de unos centenares de metros. (Coleman y Prior, 1.992).

❖ Depósitos de Abanicos de Rotura: En épocas de inundación pueden producirse fisuras en los diques, a través de los cuales el agua circulara hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce, entonces, un depósito de sedimentos cuyas partículas pueden ser incluso superiores al del material de los diques; suelen ser arenas de grano medio a fino que alternan con limos arenosos y arcillosos. (Coleman y Prior, 1.992).

❖ Canales Abandonados: Los meandros pueden ser abandonados gradualmente o violentamente. Cuando son abandonados gradualmente, el río progresivamente invade la llanura de inundación, y simultáneamente el flujo disminuye gradualmente en el canal principal. La disminución paulatina en el flujo del canal provoca el abandono gradual del meandro, lo cual se refleja en los sedimentos por el desarrollo de espesas secuencias con estructuras sedimentarias de bajo flujo (esencialmente laminación cruzada de rizaduras).

Después de que el canal es completamente abandonado, se forma un lago con forma de herradura, donde la sedimentación está restringida a finos (arcillas y limos) que se depositan durante los periodos de inundación de la corriente principal. (Coleman y Prior, 1.992).

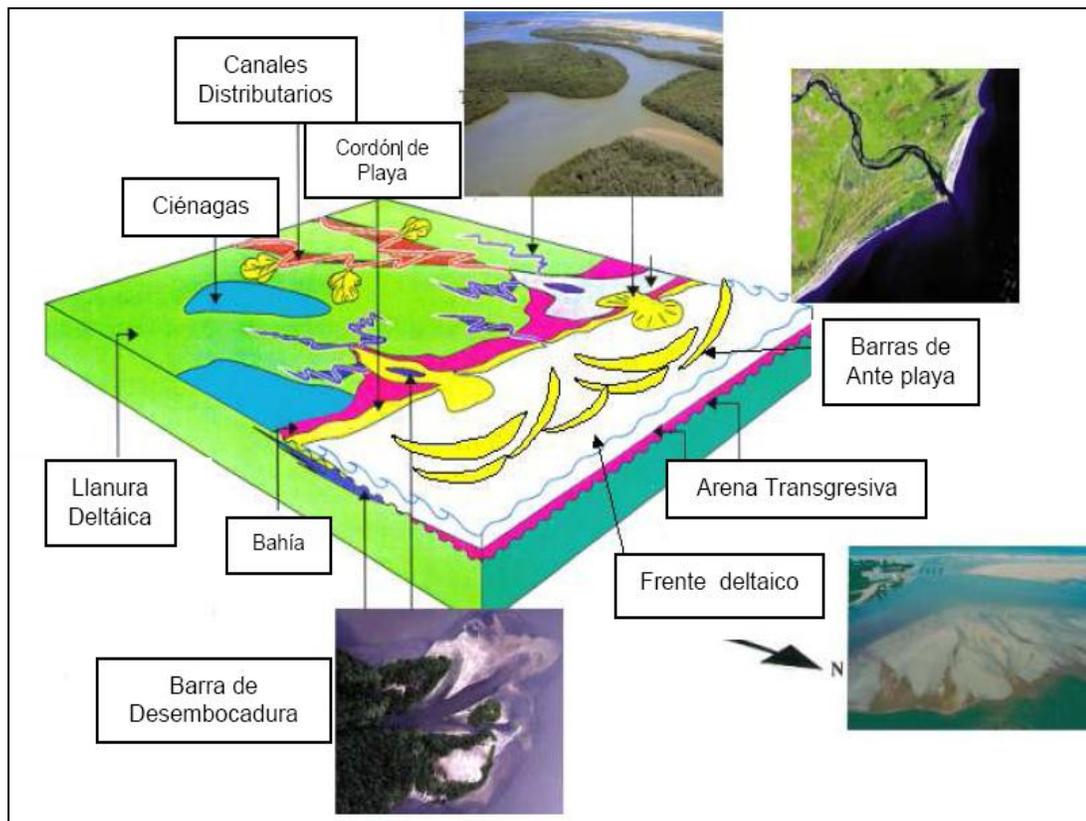


Figura 3.6 Asociación de facies en un modelo deltaico. (Coleman & Prior.1.992).

3.2.5 Porosidad

La porosidad se define como la relación existente entre el volumen de espacios vacíos (espacios porosos) y el volumen total de la roca. En otras palabras, el espacio vacío de la roca dividido por el volumen total de la misma, expresado como una fracción, o como porcentaje. (Acosta, E. 2006).

❖ Tipos de porosidad: existen muchos tipos de porosidad presentes en la roca yacimiento, uno de los cuales puede ser dominante pero que a menudo coexisten. Los más comunes son: porosidad intergranular, intergranular, intercrystalina y móldica, los cuales son dependientes del origen de la roca y por fractura, las cuales no son dependientes de su textura original. (Acosta, E. 2006)

❖ Porosidad efectiva y no efectiva: al volumen total de espacios vacíos que se encuentran interconectados en un volumen total de roca, y a través de los cuales puede haber movilización de fluidos se le conoce como porosidad efectiva de la roca, mientras que a aquel volumen de espacios vacíos que se encuentran aislados se le llama porosidad no efectiva. El resultado de sumar estas dos porosidades será la porosidad total de la roca, que representa el volumen total de espacios vacíos en un volumen total de roca. (Figura 3.7). (Acosta, E. 2006)

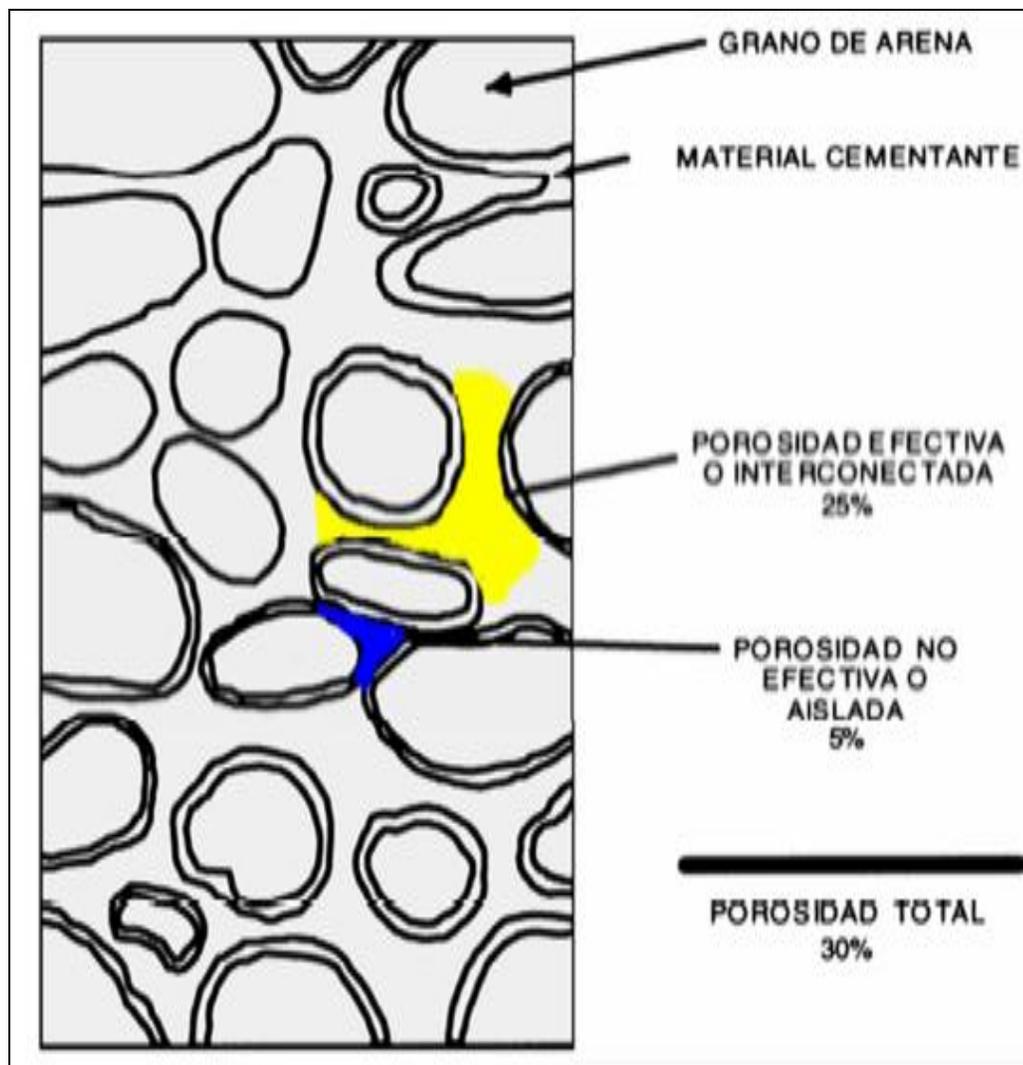


Figura 3.7. Porosidad efectiva, no efectiva y total. (Acosta, E. 2006).

Tabla 3.1 Rangos de valores de porosidad total y porosidad efectiva con su clasificación. (PDVSA-CIED, 1997).

Porosidad total	Porosidad efectiva
5 a 10 % pobre	< 6 % pobre
10 a 20 % buena	> 6 % y < 9% buena
> 20 % muy buena	> 9 % muy buena

3.2.6 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad que nos indica la capacidad que tiene una roca para conducir un fluido a través de sus poros interconectados. Acosta, E. 2006)

La permeabilidad depende de las condiciones del suelo como forma, tamaño y disposición de los granos, y de las características del fluido tales como viscosidad y densidad.

3.2.7 Procedimiento para la correlación de registros

Cuando un geólogo correlaciona un registro con otro, él está comparando los patrones de curvas de un registro que representan un determinado tiempo geológico con los patrones de curvas del otro y trata de encontrar similitud entre ellos.

Los datos presentados en un registro de pozo, son representativos de las formaciones en el subsuelo, atravesadas por el hoyo. Un pozo correlacionado provee información del subsuelo, tales como topes y bases formacionales, profundidad y saltos de fallas, litologías, profundidad y espesor en zonas con hidrocarburos, porosidad, permeabilidad de las zonas productivas y profundidad de discordancias.

La información obtenida de los registros correlacionados es la data usada para preparar mapas de subsuelo. A continuación se enumeran algunas guías básicas, universalmente válidas; las cuales son usadas en el proceso de correlación de perfiles:

1. Para la realización o “chequeo” inicial de la correlación, detectar un marcador lutítico con gran buena lateral usando el SP o curva gamma ray.

2. Para trabajar la correlación en detalle, correlacionar primero la sección lutítica.

3. Inicialmente, usar la curva de SP o la gamma ray, las cuales usualmente proveen la más confiable correlación en lutitas ya que son curvas que definen básicamente litología.

4. Usar lápices de colores para identificar puntos específicos de correlación.

5. Siempre comenzar a correlacionar por el tope del registro, no en medio.

6. No forzar la correlación.

7. En áreas de gran fallamiento, primero correlacione la parte de abajo del registro y luego la de arriba. (Rojas L., 1.996).

3.2.8 Secciones geológicas

Representa la configuración de varias formaciones, generalmente en una vista en un plano vertical. Las secciones constituyen una herramienta muy importante en la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos. Son útiles en todas

las fases de la geología de subsuelo, así como en la ingeniería de yacimientos. Además son utilizadas para resolver problemas estructurales y estratigráficos, también puede ser empleadas como ilustraciones finales del modelo geológico elaborado (Tearpock y Bischke.1991 en Rivadulla, R. 2003).

3.2.9 Secciones estructurales

Estas secciones muestran las variaciones de alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical normalizado al nivel del mar. 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 que definen el tipo de entrapamiento.

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, las líneas que unen unidades litológicas iguales representan el buzamiento aparente de la capas, las fallas se muestran normales o inversas dependiendo del caso, los desplazamientos de bloques y la deformación de la capas se aprecian tal y como son si están a la misma escala vertical y horizontal, por lo cual las secciones estructurales son muy útiles para resolver problemas estructurales en áreas de gran deformación y fallamiento.

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, paralelas al eje de la estructura y perpendicular a la misma, en esta última se muestra el buzamiento real tanto de la estructura como de la fallas existentes. Otras secciones estructurales persiguen definir la posible ocurrencia de fallas y otros elementos detectados por anomalías en los contornos estructurales. En algunos casos, tratan de mostrar el comportamiento estructural de una unidad o yacimiento para ubicar por ejemplo, las zonas más

favorables a su desarrollo, o de riesgo por presencia de gas o agua, y además la posible posición del contacto entre los fluidos del yacimiento.

Una sección estructural muestra las variaciones en posición relativa de los elementos en un plano vertical. En la geología petrolera, estos elementos están en el subsuelo, por lo cual se refieren a posiciones relativas en cuanto a profundidad. Como datum de referencia clásico, se toma el nivel del mar, el cual se le asigna una profundidad "0", es importante tener en cuenta que los valores de profundidad medidos en los registros, son la suma de la profundidad de perforación más el valor de la elevación de la mesa rotaria respecto al nivel del mar.

Para construir una sección estructural con registros de pozos, deben normalizarse las profundidades medidas respecto al nivel del mar restando la altura topográfica y la altura de mesa rotatoria, una vez normalizadas las profundidades, cualquier profundidad cercana a la ocurrencia de las capas de interés puede ser tomada como datum referencial y colgar los pozos a la misma altura, finalmente se unen los topes de las estructuras continuos en la sección y así es posible interpretar la ocurrencia de factores estructurales.

3.2.10 Secciones estratigráficas

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

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

Un buen mallado de secciones estratigráficas provee valiosa información para determinar áreas de comunicación de una unidad, con las supra e infrayacentes. En un yacimiento formado por muchos pozos, es recomendable hacer secciones estratigráficas paralelas y en direcciones cruzadas para poder detener las variaciones litológicas y ambientales de las formaciones estudiadas. Los factores regionales de sedimentación, como la dirección de la sedimentación, ejercen un alto grado de control sobre los eventos locales, factores en los que se basa el diseño de mallado de secciones en un estudio geológico.

Las secciones paralelas a la dirección de la sedimentación permiten observar la continuidad de los eventos sedimentológicos, mientras que en dirección perpendicular a la sedimentación permiten visualizar los diferentes cuerpos sedimentarios y su relación.

En las áreas de explotación petrolera, se realizan secciones estratigráficas con la finalidad de:

1. Establecer zonas permeables a partir de las electrofacies observadas en pozos vecinos de permeabilidad conocida.
2. Fijar límites entre yacimientos.
3. Resolver problemas de producción por comunicación entre pozos.

4. Determinar localizaciones más favorables y/o con riesgos geológicos.

3.2.11 Cartografía geológica

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 un mapa cualquiera que muestra la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sean de la superficie o del subsuelo. El mapa es uno de los productos finales de la interpretación geológica, de tal manera que son un instrumento que presenta la información de manera clara, nítida y confiable. El propósito de la elaboración de mapas del subsuelo en la geología del petróleo es el hallazgo de trampas que contengan yacimientos comerciales de hidrocarburos. Dado el dinamismo de la información que se obtiene del subsuelo, los mapas deben ser continuamente modificados y actualizados. (Rivadulla, R. 2003).

3.2.12 Mapa de plano de fallas

Las fallas identificadas mediante testigos o núcleos, muestras de perforación, hiato en una sección y con mayor frecuencia a través de la correlación de registros eléctricos de pozos se representan para fines prácticos en la geología del subsuelo en mapas de plano de fallas. (Rivadulla, R. 2003).

Este mapa es la base fundamental para el trazado de las fallas en cualquier nivel o unidad estratigráfica. Es conocido como plano de fallas porque en él están trazadas o dibujadas todas las fallas identificadas en el área y en él se muestran sus trazas a un intervalo conveniente dependiendo de sus buzamientos. Estas líneas paralelas indican implícitamente el buzamiento y rumbo de cada falla. También en el plano de fallas,

debajo de la profundidad a que se encuentra en cada pozo, se coloca su desplazamiento o salto aproximado determinado generalmente por correlación.

Las trazas de una falla en un plano horizontal resultan de la intersección del plano de la fractura o deslizamiento y el plano horizontal.

3.2.13 Mapa estructural

Los mapas Estructurales del Subsuelo por lo general son construidos para horizontes estratigráficos específicos, con el fin de mostrar en una forma plana las formas geométricas tridimensionales de estos horizontes. Dichos mapas son elaborados a partir de la correlación de datos obtenidos de registros de pozos e interpretaciones de secciones sísmicas. Por lo tanto, uno de los parámetros primarios a considerar en el desarrollo de una interpretación estructural razonable es la correcta elaboración de las correlaciones (Rivadulla, 2003).

Para su construcción se requiere de: a) construir mapas de planos de fallas para todas las fallas importantes en el entrapamiento de hidrocarburos en el área; b) integrar la información dada en esos mapas de plano de fallas, con los mapas elaborados para los horizontes o estratos de interés (Rivadulla, 2003).

Los contornos estructurales, son líneas o curvas imaginarias, referidas al nivel del mar, que conectan puntos de igual posición estructural en el subsuelo, por lo cual muestra la configuración de un horizonte o estrato en particular, su trazado e interpretación permite deducir la orientación geográfica del estrato (rumbo), la inclinación o magnitud (buzamiento) medido en un plano vertical, normal al rumbo, la morfología de las estructuras (pliegues, anticlinales, homoclinales entre otros) y el desplazamiento de las fallas (Mierú, R: 1994).

3.2.14 Contornos estructurales

Son líneas o curvas de igual profundidad, referidas al nivel del mar, del tope del cuerpo de arena. De su trazado e interpretación es posible deducir la orientación geográfica del estrato mapeado (rumbo), la inclinación o magnitud (buzamiento) medido en un plano vertical, normal al rumbo, la morfología de las estructuras (pliegues, anticlinales, homoclinales entre otros) y el desplazamiento de las fallas. (Rivadulla, R. 2003).

3.2.15 Mapa isópaco

También llamado de espesores, es una representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos, unidades estratigráficas o entidades en el subsuelo. La construcción del mapa isópaco se realiza trazando contornos de igual espesor por medio de líneas discontinuas. Estos mapas muestran de una manera sencilla la distribución tridimensional de una unidad geológica en particular. (Rivadulla, R. 2003).

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

3.2.16 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. (Rivadulla, R. 2003).

La interpretación de este mapa informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en el área.

3.2.17 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. (Rivadulla, R. 2003).

3.2.18 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: (Rivadulla, R. 2003).

1. Falla normal sellante buzamiento arriba.
2. Contacto Agua-Petróleo original buzamiento abajo (CAPO).
3. Para precisar mejor el volumen de arena neta con hidrocarburos se diseña la cuña de agua en el área ubicada entre las dos trazas del CAPO (tope y base de la arena).
4. La traza del CAPO en el tope de la arena corresponde al valor cero de arena neta petrolífera.

El aspecto estratigráfico puede ser expresado en términos de litología (litofacies); los mapas de electrofacies son un ejemplo de ellos. Son mapas que representan las condiciones paleográficas reinantes durante el tiempo de depositación de las arenas, haciendo uso de las electrofacies (Rivadulla, 2003).

3.2.19 Mapas de electrofacies

El mapa de electrofacies tiene como finalidad mostrar la naturaleza y la dirección de las gradaciones que puede sufrir un horizonte en particular, podemos visualizar la distribución de las distintas facies identificadas en cada pozo, lo que permite compararlas con otros atributos de las arenas, para así complementar la evaluación de las condiciones de estas con respecto a la posición estructural, geometría, extensión y características de producción (Rivadulla, 2003).

Las electrofacies son las respuestas del perfil de pozo ante una determinada litología saturada de fluidos, que permite establecer una columna litológica vertical, para identificar secuencias sedimentarias y correlacionar secciones de un pozo a otro. Los perfiles más utilizados con esta finalidad son potencial espontáneo y rayos gamma (Rivadulla, 2003).

3.2.20 Reserva

Se entiende por reserva de hidrocarburo a los volúmenes de petróleo y/ o gas natural contenido en un yacimiento capaz de ser producido, o la cantidad de petróleo comprobado en el subsuelo capaz de producirse. En la evaluación de un yacimiento es necesario conocer las reservas, y su división. (PDVSA CIED, (1998) REGISTROS DE POZOS)

3.2.20.1 Clasificación de las reservas

Por disposición del Ministerio de Energía y Petróleo (MEP), las reservas han sido clasificadas en: primarias y secundarias. A su vez, las reservas primarias se clasifican en: probadas, probables y posibles, según su grado de certeza (Mierú, Ricardo 1994).

3.2.20.2 Reservas probadas

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos, recuperables con razonable certeza de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes, es decir, dan una especie de inventario de la calidad de hidrocarburo considerado producible (Mierú, Ricardo 1994). Los yacimientos se consideran “probados” si están soportados por información de producción, pruebas de formación, análisis de muestras, o bien si la interpretación de los perfiles eléctricos de los registros de los pozos demuestran que pueden ser económicamente producidos.

Así las reservas probadas cuantifican la cantidad de petróleo que, conforme al análisis de la información geológica y de ingeniería disponible, puede estimarse con certeza razonable será recuperado comercialmente, a partir de un momento determinado, de yacimientos descubiertos y bajo las condiciones económicas actuales, la tecnología existente y la reglamentación legal en vigor.

3.2.20.3 Reservas probables

Son los volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, condensados y líquidos del gas natural, asociados a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica desde el punto de su recuperación un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas, bajo condiciones operacionales existentes. Es de tomar en consideración que estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para reservas probada. La cantidad que, conforme lo sugiere el análisis de la información geológica y de ingeniería disponible, puede estimarse con igual verosimilitud que será recuperada comercialmente, o no, a partir de un momento determinado se le consideran reservas probables.

3.2.20.4 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos estimados de posible existencia, que por falta de información fehacientes no pueden garantizarse con exactitud, que podrían ser recuperados bajo las condiciones operacionales prevalecientes. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las de las reservas probadas (Mierú, Ricardo 1994). Tienen un grado menor de certeza al de las reservas probables, su permanencia en esta categoría puede deberse a distintas razones, no económicas con la tecnología actual, cercanas a áreas de producción que por extrapolación parecen ser atractivas en el futuro, volúmenes que pudiesen ser explotados con algún método de recuperación suplementaria no disponible en la actualidad, entre otras.

3.2.20.5 Cálculo de reservas

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.

3.2.20.6 Estimación de reservas

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 probabilística. (PDVSA CIED, (1998) registros de pozos).

3.2.21 Mapa de paleoambiente

Los mapas de paleoambientes representan en dos dimensiones las condiciones paleográficas reinantes durante el tiempo de deposición 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.

En un mapa de electrofacies podemos visualizar la distribución de las distintas facies identificadas en cada pozo, lo que permite comparálas 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.

3.2.22 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. (Alcalá, E. 2005).

3.2.22.1 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. (Alcalá, E. 2005).

3.2.22.2 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. (Alcalá, E. 2005).

3.2.22.3 Mapa de Isoarcillosidad (Vsh)

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. (Alcalá, E. 2005).

3.2.22.4 Mapa de Isosaturación de agua (Sw)

Nos indica la distribución del agua en el yacimiento, y los valores de esta propiedad se obtienen de la evaluación petrofísica. (Alcalá, E. 2005).

3.2.23 Evaluación Petrofísica

Para realizar la evaluación de las propiedades petrofísicas de los Yacimientos, se utilizan varios tipos de registros, tales como: Registro de Inducción eléctrica, Electrolog, Microlog, Sónico, Gamma Ray, Densidad-Neutrón, etc.

Los cálculos petrofísicos que se describen a continuación se realizan para cada pozo y luego se obtienen los resultados finales para cada yacimiento por promedio ponderado. (Alcalá, E. 2.005).

3.2.23.1 Gradiente geotérmico y temperatura de la formación

El gradiente geotérmico es una variación de la temperatura en función de la profundidad, y con este se puede obtener la temperatura del objetivo a evaluar. (Alcalá, E. 2.005).

El gradiente geotérmico y la temperatura de formación, se determina a través de las ecuaciones (3.1), (3.2) y (3.3).

$$GG = 100 \frac{(Tm - Ts)}{Pm} \quad (3.1)$$

$$Pf = \left(\frac{Tope + Base}{2} \right) \quad (3.2)$$

$$Tf = Ts + \frac{Pf(Tm - Ts)}{Pm} \quad (3.3)$$

Donde:

GG = Gradiente Geotérmico

Tm = Temperatura máxima (°F)

Tf = Temperatura de la formación (°F)

Ts = Temperatura media de la superficie (°F)

Pf = Profundidad de la formación de interés (pies)

$Tope$ = Profundidad a la cual se encuentra el tope de la arena (pies)

$Base$ = Profundidad a la cual se encuentra la base de la arena (pies)

Pm = Profundidad máxima (pies)

3.2.23.2 Determinación de los parámetros m , n y a

1. Exponente de Cementación (m): Para la cuenca Oriental de Venezuela el exponente de cementación (m) presenta un valor promedio de $m=2$ en areniscas, y en carbonatos $m = 2.15 - 2.25$ ó $m = 1.87 + (0.019/\Phi)$. (Alcalá, E. 2.005).

2. Exponente de Saturación (n): El exponente de saturación depende de la humectabilidad de la roca, para la cuenca Oriental de Venezuela objeto de nuestra evaluación, valor de $n=2$, brinda resultados satisfactorios. (Alcalá, E. 2.005)

3. Factor de Tortuosidad (a): En líneas generales, este parámetro se considera constante para una litología dada, y su valor es 1, para arenas consolidadas y 0.81 para arenas no consolidadas. (Alcalá, E. 2.005).

3.2.23.3 Resistividad del agua de formación (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. (Alcalá, E. 2.005)

1. Cálculo del R_w mediante la ecuación de Archie: Para el cálculo de R_w se partió de la ecuación de Archie (3.4).

$$S_w = \sqrt{\frac{a \times R_w}{\phi_e^m \times R_t}} \quad (3.4)$$

En la cual se selecciona una arena 100% saturada de agua ($S_w=1$) y con valores de $n=2$, $a=1$ en arenas consolidadas y 0.81 arenas no consolidadas $m=2$, sustituyendo y despejando R_w se tiene la ecuación (3.5). (Alcalá, E. 2.005).

$$R_w = \frac{\phi_e^2 \times R_t}{a} \quad (3.5)$$

Donde:

R_w = Resistividad del agua de formación

$R_t = R_o$ = Resistividad en una arena 100% saturada de agua

ϕ_e = Porosidad efectiva de la formación

2. Cálculo del R_w mediante la curva SP: Esta se describe por la ecuación (3.6).

$$R_{w_{eq}} = R_{mfe} \times \left[10^{\left(\frac{SSP}{60+0.133 \times Tf} \right)} \right] \quad (3.6)$$

Donde:

$R_{w_{eq}}$ = Resistividad del agua equivalente a la temperatura de formación

R_{mfe} = Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura de formación

SSP = Diferencia en m.v entre la línea de arenas y la de lutitas

Tf = Temperatura de formación

El Potencial Espontáneo Estático (SSP) es el valor de mayor deflexión de la curva SP, en el intervalo correspondiente donde se presenta una arena limpia saturada 100% de agua.

Por otro lado hay que obtener el valor del Rmf_e a la temperatura de formación, éste se deriva de la siguiente ecuación. (Alcalá, E. 2.005).

$$Rmf_e = Rmf \times \left[\left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) \right] \quad (3.7)$$

Donde:

Rmf = Resistividad del lodo a temperatura de superficie

T_1 = Temperatura de superficie

T_2 =Temperatura de la arena a evaluar

Nota: Sí el lodo es con predominio NaCl, y el Rmf es mayor a 0.1 ohm-m a 75°F, Entonces al Rmf_e se tiene que corregir a través de la ecuación (3.8).

$$Rmf_{e(\text{corregido})} = Rmf_e \times 0.85 \quad (3.8)$$

Luego aplicamos la ecuación (3.9) para obtener el Rw de la arena de agua.

$$Rw = \frac{Rw_{eq} + 0.131 \times 10 \left[\frac{1}{\log \left(\frac{Tf}{19.9} \right)} \right]^{-2}}{-0.5 \times Rw_{eq} + 10 \left[\frac{0.0426}{\log \left(\frac{Tf}{508} \right)} \right]} \quad (3.9)$$

Obtenida la Resistividad del Agua de Formación (R_w), en una arena saturada de agua, ésta se lleva a condiciones de la arena de interés a través de la ecuación (3.10). (Alcalá, E. 2.005).

$$R_{w_2} = R_{w_1} \times \left[\left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) \right] \quad (3.10)$$

Donde:

R_{w_1} = Resistividad de la arena de agua

R_{w_2} = Resistividad corregida a la temperatura de la arena de interés

T_1 = Temperatura de la arena de agua

T_2 = Temperatura de la arena de interés.

3. Cálculo del volumen de arcillas (V_{sh}): La selección de un modelo para determinar el volumen de arcilla es de gran importancia, ya que es una variable que afecta significativamente el cálculo de las saturaciones de los fluidos. (Alcalá, E. 2.005).

Debe recordarse que uno de los efectos de la arcilla es disminuir la resistividad. Si se asumiera la presencia únicamente de arenas limpias en la formación, ésta disminución de resistividad se asociaría a una alta saturación de agua lo cual obviamente es incorrecto, además el volumen de arcilla es uno de los parámetros de corte que se utilizan para medir cuando un intervalo puede entrar en la denominación de arena, y por lo tanto ser evaluado.

Para obtener este parámetro se pueden aplicar varios modelos matemáticos, que se describen a continuación. (Alcalá, E. 2.005).

a. Cálculo del volumen de arcilla por el método de la curva de SP: Esta se describe por la ecuación (3.13). (Alcalá, E. 2.005).

$$V_{sh-SP} = 1 - \left(\frac{SP}{SSP} \right) \quad (3.13)$$

Donde:

V_{sh-SP} = Volumen de arcillosidad por SP

SP = Lectura del SP en la arena de interés

SSP = Lectura del SP en la arena más limpia del intervalo geológico

b. Cálculo del volumen de arcilla por el método de la curva Neutrón: Esta se describe por las ecuaciones (3.14) y (3.15).

$$V_{sh-N} = 1 - \left(\frac{N_{leido}}{N_{sh}} \right) \quad (3.14)$$

$$V_{sh-N} = \frac{(N_{leido} - N_{limpio})}{(N_{sh} - N_{limpio})} \quad (3.15)$$

Donde:

N_{leido} = Lectura Neutrón de la arena de interés

N_{sh} = Lectura Neutrón en la lutita adyacente

N_{limpio} = Lectura Neutrón en la arena más limpia del intervalo

c. Cálculo del volumen de arcilla por el método del Densidad-Neutrón: Esta se describe por la ecuación (3.16). (Alcalá, E. 2.005).

$$Vshd - N = \frac{\phi N - \phi D}{\phi NVsh - \phi DVsh} \quad (3.16)$$

Donde:

ΦN = Lectura Neutrón de la arena de interés

$\Phi NVsh$ = Lectura Neutrón en la lutita adyacente

ΦD = Lectura Densidad de la arena de interés

$\Phi DVsh$ = Lectura Densidad en la lutita adyacente

d. Cálculo del volumen de arcilla por el método de la curva Gamma Ray: Esta se describe por la ecuación (3.17). (Alcalá, E. 2.005).

$$Ivsh = \frac{(GR_{leido} - GR_{arena})}{(GR_{arcilla} - GR_{arena})} \quad (3.17)$$

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

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

4. Corrección de los valores de arcillosidad: El método de la curva Gamma Ray para la obtención del volumen de arcillosidad de una formación es en realidad un índice de arcillosidad como se muestra en la ecuación (3.17), algunos autores estiman que existe una relación directa entre $Ivsh$ y el Vsh , sin embargo algunos petrofísicos mantienen la teoría que esto se cumple solo cuando el mineral accesorio es netamente material radioactivo, si en la formación existen otros materiales ajenos a

esta propiedad a parte del cuarzo claro, es necesario aplicar las correcciones que presentamos a continuación, estas vienen dadas por las ecuaciones de Clavier y Larionov. (Alcalá, E. 2.005).

Ecuación de Larionov

a. Para roca viejas

$$Vsh = 0.33 \times (2^{2 \times Ivsh} - 1) \quad (3.18)$$

b. Para roca terciarias

$$Vsh = 0.083 (2^{3.7 \times Ivsh} - 1) \quad (3.19)$$

c. Ecuación de Clavier

$$Vsh = 1.7 - \sqrt{3.38 - (Ivsh + 0.7)^2} \quad (3.20)$$

5. Determinación de porosidad efectiva (ϕ_e): Se conoce como porosidad efectiva al total de espacios vacíos interconectados a través de los cuales puede haber potencial movilización de fluidos. (Alcalá, E. 2.005).

6. Cálculo de la porosidad por las curvas de densidad-neutrón: Antes de aplicar la ecuación es necesario corregir las curvas por efecto de la arcillosidad, a través de las ecuaciones (3.21) y (3.22). (Alcalá, E. 2.005).

$$\phi Dc = \phi D - (Vsh \times \phi Dsh) \quad (3.21)$$

$$\phi Nc = \phi N - (Vsh \times \phi Nsh) \quad (3.22)$$

Una vez corregida se podrá aplicar una de estas dos ecuaciones dependiendo el caso; La (3.23) o la (3.24) esta última solo en caso de observarse un efecto balón en las lecturas.

$$\phi_e = \left(\frac{\phi Dc^2 + \phi Nc^2}{2} \right) \quad (3.23)$$

$$\phi_e = \sqrt{\left(\frac{\phi Dc^2 + \phi Nc^2}{2} \right)} \quad (3.24)$$

Donde:

ϕ_e = Porosidad efectiva

ϕDc = Porosidad Densidad corregida por arcillosidad

ϕNc = Porosidad Neutrón corregida por arcillosidad

7. Cálculo de saturación de agua (Sw): La saturación de agua teniendo como información los registros ha sido definida como el porcentaje de agua contenida en el espacio poroso de un volumen de roca. Es conveniente calcular la saturación de agua a partir de los registros, porque los instrumentos que miden la resistividad responden a la conductividad de los fluidos (agua salada) en el espacio poroso

A continuación se describen algunos de los modelos matemáticos utilizados para obtener este parámetro:

a. Modelo de Archie

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t} \right)} \quad (3.25)$$

Donde:

a =Factor de tortuosidad

R_t = Resistividad de formación

ϕ_e = Porosidad efectiva

R_w = Resistividad del agua de formación

m = Exponente de cementación

b. Modelo de Poupon

$$S_w = \left[\frac{\left(\frac{1}{\sqrt{R_t}} \right)}{\left(\frac{Vsh^d}{\sqrt{Rsh}} \right) + \left(\frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \times R_w}} \right)} \right] \quad (3.26)$$

$$d = 1 - \left(\frac{Vsh}{2} \right)$$

Donde:

a =Factor de tortuosidad

ϕ_e = Porosidad efectiva

Vsh = Volumen de arcilla

R_t = Resistividad de formación

R_w = Resistividad del agua de formación

R_{sh} = Resistividad de la arcilla adyacente

c. Modelo de Simandux

$$S_w = \left[\left(\frac{a \times R_w}{\phi_e^m \times R_t} \right) + \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left[\left(\frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right) \right] \quad (3.27)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

ϕ_e = 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

V_{sh} = Volumen de arcilla

R_{sh} = Resistividad de la arcilla adyacente

8. Resistividad del agua irreductible (R_{wb})

$$R_{wb} = R_{sh} \times \phi_{sh}^m \quad (3.28)$$

Saturación de agua irreductible (S_{wb})

$$S_{wb} = \left(\frac{V_{sh} \times \phi_{sh}}{\phi_t} \right) \quad (3.29)$$

9. Porosidad de la lutita cercana (Φ_{tsh})

$$\phi_{tsh} = \left(\frac{\phi_{dsh} + \phi_{nsh}}{2} \right) \quad (3.30)$$

10. Permeabilidad (K): Es la capacidad que posee una roca para permitir el paso de fluido a través de ella, en la literatura existen varios modelos matemáticos para estimar esta propiedad, a continuación se describen algunos de ellos.

a. Timur

$$K = \left[\frac{(0.136 \times \phi_e^{4.4})}{(Swirr)^2} \right] \quad (3.31)$$

b. Smit

$$K = 100 \times \phi_e^m \times (1 - swirr) / swirr \quad (3.32)$$

c. Shlumberger

$$K = (93 \times \phi_e^{2.2} / swirr)^2 \quad (3.33)$$

$$K = \sqrt{\frac{250 \times \phi_e^3}{Swirr}} \quad (3.34)$$

Donde:

$Swirr$ = Saturación de agua irreductible

ϕ_e = Porosidad efectiva

3.3 Definiciones básicas

3.3.1 Sedimentación

Proceso geológico por el cual se depositan estratos en una cuenca. Comprende el origen, transporte y deposición de los materiales formadores de rocas, sus cambios post-deposicionales y compactación. (Alfonsí, P. 1.999).

3.3.2 Sedimento

Es el Conjunto de partículas solidas de naturaleza mineral u orgánica que se deposita en una cuenca y se transforma en una roca estratificada. (Alfonsí, P. 1.999).

3.3.3 Lutita

Es una roca sedimentaria impermeable producto de la compactación de las arcillas, con estratificación muy delgada. (Alfonsí, P. 1.999).

3.3.4 Arenisca

Son sedimentos formados principalmente por cuarzo; se denomina según el tamaño de grano que la compone, de mayor a menor, en grava, arena gruesa, arena media, arena fina y muy fina. Se convierte en arenisca por consolidación. Representan los horizontes productores en un campo y constituyen la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos de Venezuela y el mundo. (Alfonsí, P. 1.999).

3.3.5 Falla

Son roturas en las rocas a lo largo de la cual ha tenido lugar movimiento. Este movimiento se llama desplazamiento. Origen de estos movimientos son fuerzas tectónicas en la corteza terrestre, los cuales provocan roturas en la litosfera. Las fuerzas tectónicas tienen su origen en el movimiento de los continentes. (Alfonsí, P. 1.999).

3.3.6 Falla normal o directa

Generalmente la superficie de la falla se encuentra inclinada con respecto a la superficie (busante). La falla es directa cuando el bloque superior se mueve hacia abajo (generalmente asociadas a extensión). (Alfonsí, P. 1.999)..

3.3.7 Fallas inversas

Son fallas basantes donde el bloque superior se mueve hacia arriba. (Alfonsí, P. 1.999). (Figura 3.8).

3.3.8 Fallas de rumbo

Son en general sub-verticales, y separan bloques que se desplazan lateralmente. Según sea el sentido relativo de desplazamiento se dividen en dextrales (hacia la derecha) o sinestrales (hacia la izquierda). También se conocen como fallas transcurrentes, pero este término se usa cuando la falla tiene escala regional. (Alfonsí, P. 1.999)

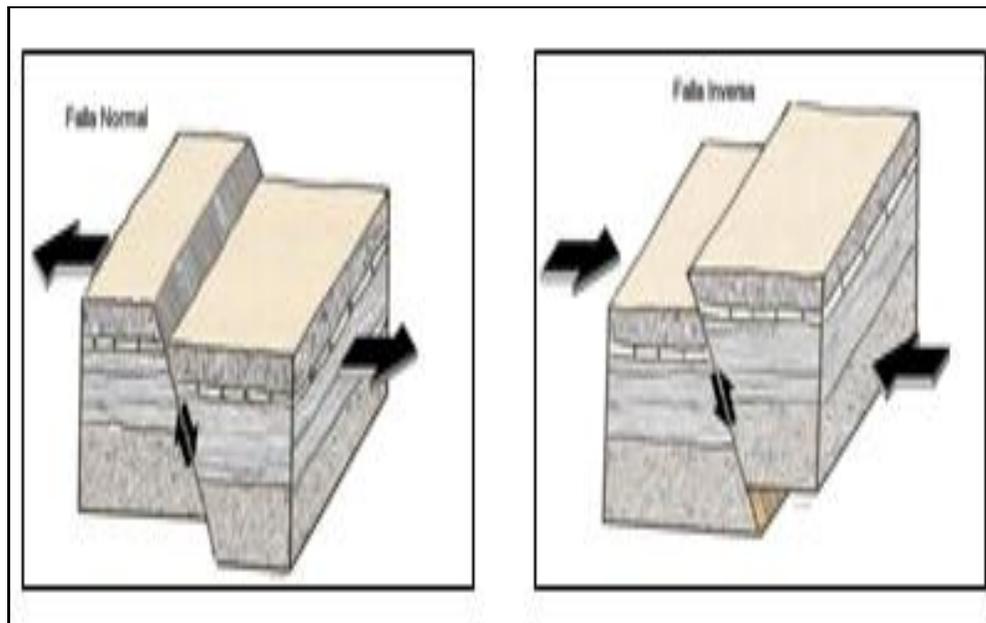


Figura 3.8 Fallas normal e inversa. (González, L. 2.007).

3.3.9 Formación

Es un conjunto de rocas estratificadas que se diferencian de los estratos adyacentes por el predominio de una litología o combinación de litologías, por poseer rasgos litológicos unificadores o destacables. (Alfonsí, P. 1.999).

3.3.10 Miembro

Es la unidad litoestratigráfica de orden inmediatamente inferior a la formación, se le reconoce por poseer unas especiales características litológicas que le distinguen de las restantes partes de la formación. (Alfonsí, P. 1.999).

3.3.11 Grupo

Es la unidad litoestratigráfica de orden más alto. Está compuesto por la unión de dos o más formaciones contiguas con rasgos litológicos comunes. (Alfonsí, P. 1.999).

3.3.12 Facies sedimentarias

Una fase sedimentaria es una unidad litológica definida por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan de las otras rocas adyacentes. Estos parámetros.

Son definidos con base a la descripción de color, tamaño de grano, escogimiento, estructuras sedimentarias y presencia o ausencia de macrofósiles e icnofósiles, entre otras. (Acosta et al, 2.006).

3.3.13 Yacimiento de hidrocarburos

Es aquella parte de la trampa subterránea que por sus características estructurales o estratigráficas contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo principalmente: arenas, areniscas, calizas y dolomitas con aberturas intergranulares o con espacios porosos, debido a diaclasas, fracturas y efectos de soluciones. (Acosta et al, 2.006).

3.3.14 Acumulación de hidrocarburos

El petróleo y el gas normalmente se encuentran acumulados en porciones del subsuelo denominados trampas, las cuales se formaron debido a determinadas características estructurales, estratigráficas o ambas y consisten de las secciones más porosas y permeables de los estratos, siendo éstas principalmente: arena, areniscas, calizas y dolomitas (PDVSA-CIED,1998).

3.3.15 Trampas estructurales

Son consecuencias directa de las deformaciones producidas por las fuerzas tectónicas luego de la sedimentación de los estratos en una cuenca sedimentaria entre este tipo se encuentran los pliegues y fallas; en cuanto a los pliegues, solo los de tipo anticlinal son capaces de entrapar hidrocarburos durante su migración ascendente debido a su forma convexa. Las fallas son igualmente efectivas para el entrapamiento porque en virtud del desplazamiento de las capas ofrecen una barrera abrupta a la migración de los hidrocarburos (PDVSA-CIED, op.cit).

3.3.16 Contacto agua petróleo

Es el nivel que determina el límite natural buzamiento abajo en un yacimiento, y donde se pasa de un fluido a otro. El contacto define la profundidad máxima de la acumulación. Generalmente es una superficie horizontal detectable directamente en los registros eléctricos. (Acosta et al, 2.006).

3.3.17 Trampa

Es donde ocurre la acumulación del recurso en el subsuelo (petróleos/o gas). Puede ser estructural, estratigráfico o una combinación de ambas. (Acosta et al, 2.006).

3.3.18 Cuenca o depresión

Que se forma en ciertas partes de las tierras emergidas en las que, a la acumulación de sedimentos sigue una subsidencia o hundimiento de los mismos. Es una zona favorable a la existencia de depósitos petrolíferos. Una cuenca petrolera es simplemente una cuenca sedimentaria en la que existen trampas estratigráficas que

permiten la acumulación de hidrocarburos. (PDVSA CIED, (1997) caracterización geológica de yacimientos).

Este tipo de trampas se divide en locales y regionales, al primer grupo pertenecen las arenas que rellenan los canales fluviales, arenas de médanos, las barreras de arena que se sedimentan a lo largo de los arrecifes calcáreos compuestos de algas y corales; mientras que el segundo grupo se forma como consecuencia de la sedimentación repetida o cíclica del primer grupo sobre extensas regiones de la cuenca (PDVSA CIED, (1997) caracterización geológica de yacimientos).

3.3.19 Geometría del yacimiento

Se describe conociendo tamaño, forma y orientación del cuerpo del reservorio. La geometría original puede ser distorsionada por fallas, pliegues, inclinaciones, compactación debido a la sobre carga o compactación interna (PDVSA CIED, (1997) caracterización geológica de yacimientos).

Los tres problemas que tiene que ver con la geometría del reservorio son:

1. Reconstrucción correcta de la geometría.
2. Implicaciones con respecto al origen.
3. Relación del dispositivo de distribución de dicho origen con una situación depositacional análoga.

Si bien los mapas isópacos definen tamaño, sólo parcialmente pueden definir orientación y forma. El espesor total del reservorio (o sea, relaciones arena/lutita)

para secuencias sedimentarias de gran espesor, es de poco valor (PDVSA CIED, (1997) caracterización geológica de yacimientos).

3.3.20 Campo

Es el área que corresponde a una extensión interrumpida del subsuelo en la cual se ha comprobado la existencia de depósitos de hidrocarburos. Un campo puede contener uno o varios yacimientos. (Allen, G. 1.989).

3.3.21 Datum

El datum o plan de referencia es la profundidad bajo el nivel del mar, a la cual se refiere, la presión de un yacimiento. Generalmente el plano de referencia usado es aquel plano horizontal que contiene el centro geométrico o centro de gravedad del yacimiento (centroide). (Allen, G. 1.989).

3.3.22 Cuadrángulo o bloque

Es un grupo de concesiones o parcelas dentro de un área con límites sin significado geológico. (Allen, G. 1.989).

3.3.23 Correlación de pozos

Es la determinación e identificación de unidades estructurales y estratigráficas que son equivalentes en tiempo, edad, o posición estratigráfica. La base fundamental y básica de toda la geología del subsuelo es el control geológico y correlación de los sondeos o registros de pozos. De la interpretación y correlación de ellos depende en gran parte la calidad de las interpretaciones posteriores del subsuelo. Al perforarse el pozo se van obteniendo sistemáticamente muestras de las rocas o ripios que son de

gran importancia en la determinación geológica – paleontológica de la sección que se atraviesa. Posteriormente se obtienen los registros que miden diferentes características físicas de las rocas que contienen los fluidos. Con estos datos es posible obtener un conocimiento muy detallado de la sección estratigráfica atravesada por el pozo o sondeo estratigráfico (profundidad, litología, sección omitida o repetida (fallas), buzamiento, edad, características petrofísicas y contenido de fluidos). Por lo tanto, la correlación de estos registros de pozos permite un avance constante en el conocimiento geológico del área, indispensable para el desarrollo y explotación de los yacimientos. (Rivadulla, Rosario, 2003).

3.3.24 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. (Figura 3.9).

La siguiente es una lista de medida, sus abreviaciones, y definiciones de términos en profundidad. (Rojas, L. 1996).

KB: Distancia desde la mesa rotatoria 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.

Pozo Vertical: Pozo perforado con 90° respecto a la horizontal, usualmente el nivel del mar (También llamado un pozo recto).

NMM: Nivel medio del mar

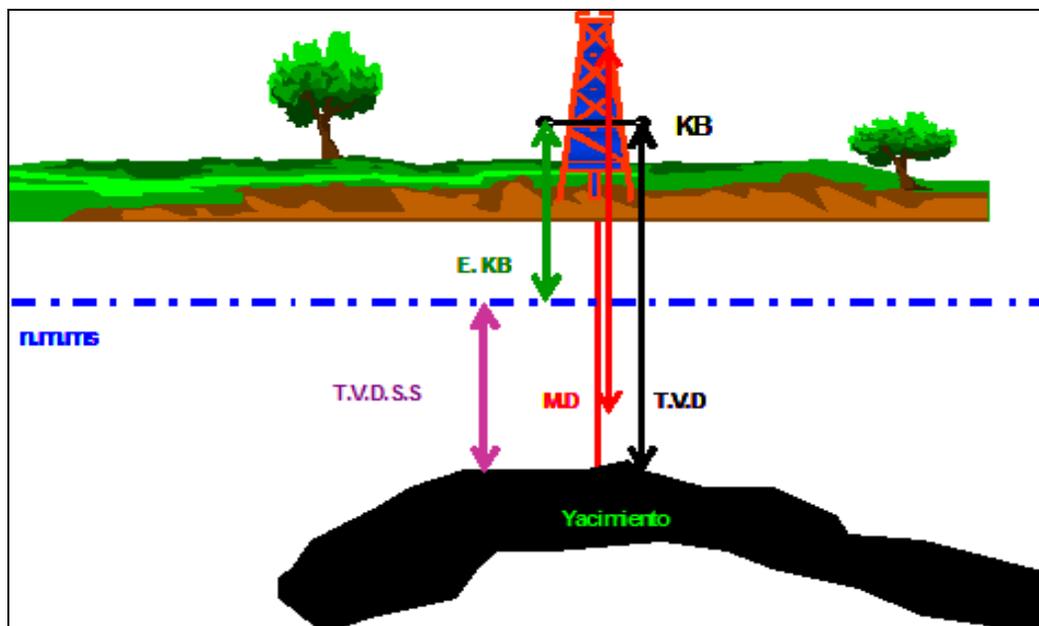


Figura 3.9 Diagrama que muestra la terminología general de los registros (Modificado de PDVSA-INTEVEP, 1999).

La medida TVDSS es la única medida de profundidad desde un datum común de referencia, 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 $TVDSS = TVD - KB$.

3.3.25 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.

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, gas o agua. La cantidad de petróleo, gas o agua contenida en una unidad de volumen del reservorio es el producto de su porosidad y saturación del fluido. 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. Schlumberger (1998), afirma que las principales propiedades físicas necesarias para evaluar un reservorio, son su porosidad, litología, saturación del fluido, espesores y permeabilidad. Esos parámetros pueden ser derivados o inferidos de registros de pozos, tales como el registro eléctrico, el nuclear, el sónico y el gamma ray, entre otros. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los perfiles de pozo de mayor importancia para la industria petrolera.

3.3.26 Perfil de potencial espontáneo (SP)

Esta curva es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro de un pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes; por consiguiente, este registro se usa normalmente en pozos perforados con fluidos cuya base es agua. La curva de potencial espontáneo (SP) es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en un electrodo de superficie. Representa la actividad iónica debido a la diferencia de concentración de NaCl entre el lodo y las capas (Schlumberger, 1999). (Figura 3.10)

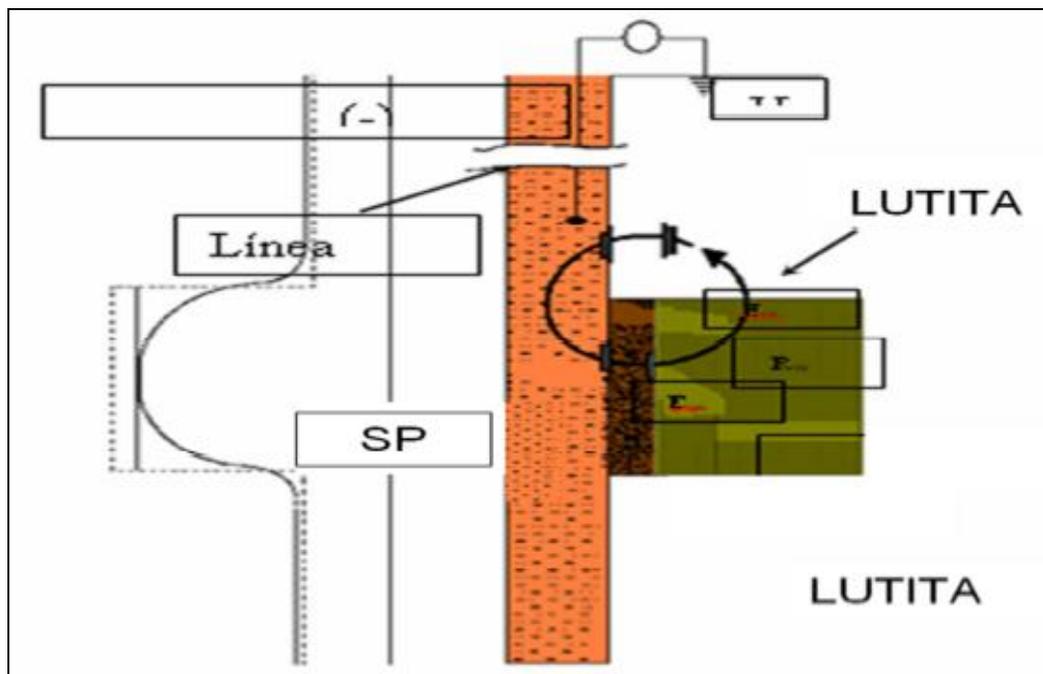


Figura 3.10 Origen del potencial espontáneo. (Schlumberger, 1999).

La deflexión positiva es debido a aguas más dulces que el lodo, es decir, corresponde a la línea de areniscas, en cambio la deflexión negativa se refleja en aguas más saladas que el lodo, es decir, corresponde a las líneas de lutitas. El registro SP en la actualidad sigue siendo uno de los más utilizados junto al de gamma ray, debido a que permite:

1. Detectar capas permeables.
2. Ubicar límites y correlacionar entre capas.
3. Determinar valores de la resistividad de agua de formación, R_w .
4. Determinar valores cualitativos del contenido de arcillosidad.

En el caso de capas de arenas limpias con aguas, la deflexión del SP, es una función de la permeabilidad y del tamaño de grano. La curva SP se puede ver afectada por factores tales como el espesor de las capas de la formación, el diámetro del hoyo, la presencia de arcilla en capas, la sensibilidad magnética a perturbaciones eléctricas, los ruidos del cable y corrientes telúricas y las resistividades de las capas adyacentes, del lodo de perforación y de la zona invadida. (Schlumberger, 1999).

3.3.26.1 Perfil de rayos gamma natural (GR)

Este es uno de los más utilizados en la industria y tiene principalmente dos aplicaciones importantes: control de profundidad y correlación de pozos, así como la estimación del contenido de arcilla en las formaciones (Schlumberger, 1999).

Mide de manera continua la radioactividad natural de las formaciones, fue utilizado por primera vez en 1939, como técnica para determinar la litología de los pozos entubados que nunca antes habían sido registrados. El perfil de rayos *gamma* se utiliza principalmente para correlacionar, para determinar el contenido de arcillas en la formación y para análisis mineralógicos.

Los rayos gamma son radiaciones naturales emitidas espontáneamente por algunos elementos radiactivos como el uranio, el potasio y el torio que están presentes en las formaciones. Las lutitas son las que contienen la mayor concentración de sales radioactivas y por lo general, son muchos más radioactivas que las arenas, calizas y dolomitas; sin embargo, existen algunas excepciones (Schlumberger, 1999).(Figura 3.11).

Generalmente, una lutita contiene elementos radioactivos y con el dispositivo convencional de rayos gamma, era imposible determinar si la radiación gamma se debía a tal o a cual elemento en particular. Actualmente existen dispositivos de espectrometría de rayos gamma que pueden fraccionar los porcentajes de torio, uranio y potasio.

Entre los factores que afectan la lectura del perfil GR están:

1. Tipo de detector (Cámara de Ionización, Contador Geiner-Muller, Detectores de Centello).
2. La velocidad de perfilaje y constante de tiempo 4.000'/Hora.
3. Esta parcialmente degradado por la densidad y la composición química.
4. Diámetro del hoyo y excentricidad, porque el radio de investigación es de 6".
5. Revestimiento y cemento que reducen la radioactividad en 30%.

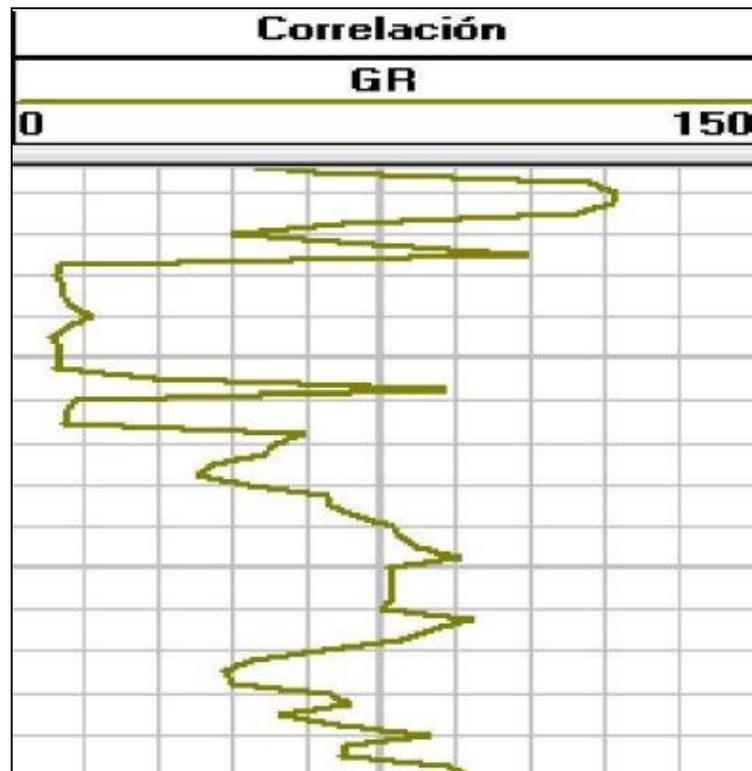


Figura 3.11 Registro gamma ray (GR) (PDVSA-CIED, 1997).

3.3.27 Resistividad

Como se dijo anteriormente los registros de pozos generalmente identifican muchas de las propiedades físicas de las rocas que perfora la mecha. Una de las más importantes es la resistividad: capacidad que tiene una sustancia de resistir o impedir el flujo de una corriente eléctrica. Esta propiedad fue de vital importancia para este trabajo, ya que los registros de pozos con los que se trabajó solo contaban con la curva de SP y resistividad. (PDVSA-CIED, 1997).

En los registros de pozos se utilizan los términos de resistividad y conductividad, siendo inversamente proporcionales entre ambos. (PDVSA-CIED, 1997).

3.3.27.1 Registros convencionales de resistividad

Los registros de resistividad presentan más de una clase de medición de la misma. Estas diferentes mediciones se combinan con la información de otros instrumentos de medición, para obtener así una visión global de las formaciones y de los fluidos en cuestión (Schlumberger, 1999).

En los perfiles de resistividad se envían corrientes a las formaciones a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos entre otros. La medición de esos potenciales permite determinar las resistividades. Para que haya una circulación de corriente entre los electrodos y la formación, la onda debe ser corrida en pozos que tengan lodo o agua, conductores de electricidad. A continuación se presentan diferentes formas de medición de la resistividad: (Schlumberger, 1999).

3.3.27.2 Registro eléctrico

Es una serie de curvas de resistividad que reciben el nombre de normal o lateral, según la configuración de los electrodos en la herramienta utilizada. (Schlumberger, 1999).

3.3.27.3 Registro de inducción eléctrica

Es la combinación de curvas eléctricas y de inducción. Mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad de intermedia a alta. (Schlumberger, 1999). (Figura 3.12).

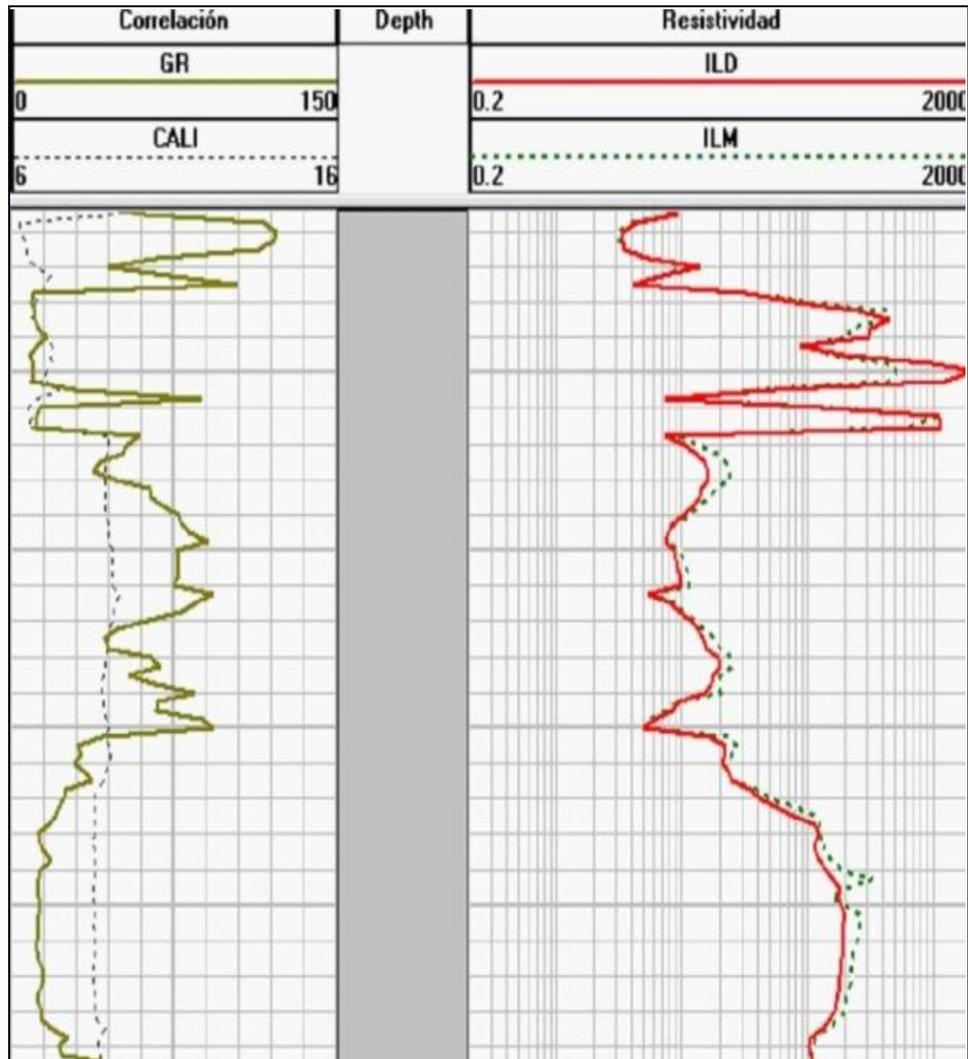


Figura 3.12 Registro de inducción (Schlumberger, 1999).

3.3.27.4 Registro de doble inducción

La misma consta de tres curvas de resistividad. La curva de penetración poco profunda que mide la resistividad en zonas limpias (R_{xo}), la curva intermedia mide resistividades combinadas de zonas limpias y no contaminadas (R_i), y por su parte la curva profunda mide la resistividad en zonas no contaminadas (R_t). (Schlumberger, 1999).

3.3.27.5 Registro Fo, Rxo

Mide la resistividad en las zonas inmediatamente adyacentes a las paredes del pozo, es decir, que más efectivamente ha sufrido la limpieza a causa de la invasión del lodo. (Schlumberger, 1999).

3.4 Análisis petrofísico

El análisis petrofísico permite relacionar las propiedades (físicas y texturales) y características fundamentales de la roca, básicas para la evaluación de una arena de interés; muchas de éstas propiedades se pueden medir directamente en el laboratorio mediante el análisis de núcleos, muestras de pared, etc., y/o también, los perfiles de pozos permiten efectuar medidas de una manera práctica y con buena efectividad.

La realización de un estudio de éste tipo reviste gran importancia para el análisis de un pozo, yacimiento o campo; a través de estudios se podrán definir las propiedades de la roca del área en consideración, lo cual permitirá calcular con mejor precisión las reservas de petróleo.

Mediante estudios petrofísicos se pueden obtener informaciones básicas de: porosidad, saturación de fluidos, mineralogía de la formación, movilidad del petróleo, diferenciar entre el gas y el petróleo, permeabilidad, distribución del tamaño de los granos y su densidad. Esta información, dependiendo de las necesidades, se puede obtener a partir de perfiles, tanto para una sola zona de todos los pozos del campo, (uno o más yacimientos) como para todas las zonas de todos los pozos (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1997). (Figura 3.13).



Figura 3.13 Relación de la petrofísica con otras disciplinas (Archie, G.1942).

3.4.1 Parámetros que intervienen en la evaluación petrofísica

Al realizar un análisis petrofísico se debe considerar una serie de parámetros, los cuales de acuerdo al uso para realizar los cálculos se pueden clasificar de la siguiente manera. (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1997).

Parámetros fijos: son aquellos parámetros invariables del cálculo petrofísico, referente a la arena de agua (arena que se observa con poco o nada de arcillosidad y baja resistividad) y capa de lutitas adyacente al intervalo de arena a evaluar:

Estos parámetros permanecen constantes y se emplean para corregir los valores petrofísicos de la arena de estudio. Estos parámetros son:

1) De la arena limpia de agua: se determina la porosidad y resistividad de la arena de agua.

2) De la capa de lutita adyacente a los intervalos de las arenas a estudiar se determina la porosidad y resistividad de la lutita (Rsh).

3.4.2 Parámetros variables

Son aquellos parámetros que determinan las variaciones en las características de las propiedades petrofísicas de las arenas de estudio. Estos parámetros son fundamentales en el análisis petrofísico y se determinan en la arena de interés, estos parámetros son:

1) Porosidad (ϕ) de las arenas de estudio.

2) Volumen de arcillas (Vsh).

3) Resistividad verdadera (Rt).

3.4.3 Propiedades físicas de la roca

El conocimiento de las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia en la evaluación de formaciones, entre las más importantes para los cálculos petrofísicos tenemos las siguientes: (PDVSA-CIED. 1999).

1. Resistividad de la formación.
2. Resistividad del agua de formación.
3. Temperatura de la formación.
4. Porosidad.
5. Factor de resistividad de la formación.
6. Factor de cementación.
7. Exponente de saturación.
8. Saturación de agua e hidrocarburos.
9. Permeabilidad.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

4.1 Tipo de investigación

Tamayo, M. (2000), considera que la investigación aplicada confronta la teoría con la realidad, y la definen como sigue:

Es el estudio y la aplicación de la investigación a problemas concretos, en circunstancias y características concretas. Esta forma de investigación se dirige a su aplicación inmediata y no al desarrollo de teorías.

Esta investigación se considera de tipo aplicada ya que se aplicaran los conocimientos adquiridos en geología, estratigrafía, sedimentología, etc, con el propósito de generar información precisa del horizonte de interés y poder generar un modelo geológico que permita proponer pozos inyectores para el agua de disposición

4.2 Diseño de investigación

Según Méndez (1998). Para desarrollar una investigación es necesario el establecimiento de estrategia para así poder esclarecer dudas del tema planteado. Esta investigación posee un diseño de tipo: a) documental, b) de campo y c) experimental.

a) Investigación Documental: es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos.

b) Investigación de Campo: consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.

c) Investigación experimental: proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

Esta investigación se considera de tipo Documental y de Campo, ya que se revisaran los informes de estudios previos del área en estudio; así como también se tomaran datos directos del área a través del análisis de registros de pozos y visitas de campo

4.3 Población de la investigación

Tamayo, (2000). Considera que una población está determinada por características definatorias, y expresa:

Población es la totalidad del fenómeno a estudiar en donde las unidades de población poseen una característica común, la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación.

La población sujeta en esta investigación está conformada por todos aquellos pozos perforados dentro del área de estudio de los cuales se cuenta con 79 pozos pertenecientes a las estaciones a estudiar.

4.4 Muestra de la Investigación

La muestra es, en esencia un subgrupo de la población. Al seleccionarla es conveniente que ésta sea representativa de la población. Pocas veces es posible medir la población por lo que se obtiene o seleccionan subgrupos que sean un reflejo fiel de la misma.

En atención a esto, Tamayo, (2000), enuncia: “cuando no es posible medir cada uno de los individuos de la población se toma una muestra representativa de la misma”.

Dado al tiempo estipulado para la realización de esta investigación no representa una limitación y tomando en consideración las características de este estudio, resulta posible y ventajoso efectuar el análisis a cada uno de los elementos que integran la población, lo que permitirá obtener un mayor grado de confiabilidad en los resultados. Por lo tanto, no se considera necesaria la aplicación de muestreo en esta investigación.

4.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Una investigación no tienen sentido sin la aplicación de técnicas para la recolección de información, estas conducen a la verificación del problema planteado, mientras que los instrumentos empleados llevan a la obtención de los datos de la realidad.

A continuación se describen las técnicas e instrumentos a utilizar para la recolección de los datos de esta investigación

4.5.1 Revisión Bibliográfica

Para llevar a cabo este trabajo resulta necesario acudir a fuentes bibliográficas que permitan ampliar los conocimientos acerca del tema en estudio. Esta técnica se basa en la obtención de información mediante la revisión de material bibliográfico tales como: textos, manuales de la organización, tesis e informes.

4.5.2 Observación directa

Según Méndez (1998). La observación es participante directa cuando el investigador forma parte activa y asume comportamiento del grupo observado obteniendo así, los datos más importantes que estén en relación directa con el problema de investigación.

La caracterización y validación de la arena U2L, implica el uso de esta técnica, lo que permitirá observar directamente los topes y bases de la arena en estudio, así como la resistividad de la arena estudiada.

4.5.3 Entrevista informal

La entrevista es la comunicación establecida entre el investigador y el sujeto estudiado a fin de obtener respuestas verbales a las interrogantes planteadas sobre el problema propuesto Sabino (1992) expresa que:

La entrevista informal se reduce a una simple conversación sobre el tema de estudio, donde lo importante es hacer hablar al entrevistado de modo de obtener un panorama de los problemas más salientes, de los mecanismos lógicos y mentales del respondiente, de los puntos básicos para él. (p.102)

Mediante esta técnica es posible captar información importante basada en la experiencia del entrevistado. La aplicación de la misma dentro de la investigación implica la realización de preguntas orales (no predeterminadas) a las personas que laboran en el área Yacimientos Extrapesados a fin de obtener datos necesarios para el estudio del problema.

4.5.4 Instrumentos de recolección de datos

Los instrumentos de recolección de datos incluyen la utilización de computadoras, registros eléctricos de los pozos, impresoras, fotocopadoras, pendrive, lápices, resaltadores, hojas de papel bond, tamaño carta, internet y el manejo de software corporativos como: GeoGraphix openwork, sigemap, ofm, xsección, centinela; con el objetivo de construir nuestra base de datos con cual tener a la mano toda la información necesaria para desarrollar cada uno de los objetivos planteados en la ejecución del proyecto; los cuales se fijaron mediante un flujograma de actividades elaborado en función al tiempo y a los objetivos propiamente dichos (Figura 4.1).

4.6 Descripción del flujograma metodológico

4.6.1 Recopilación de información del área en estudio

Esta primera parte de la investigación consiste en revisar toda la información de trabajos anteriores realizados en el Campo Cariña de manera exhaustiva, es decir, en tesis de grado, información suministrada por la empresa sobre el área, mapa isópaco estructural oficial, registros eléctricos de los pozos presentes en los yacimientos del Campo Cariña.

Esta etapa es muy importante en la elaboración del proyecto siendo el punto de partida de toda la investigación, la calidad y la confiabilidad de la información recopilada se reflejan directamente en los resultados generados en el estudio.

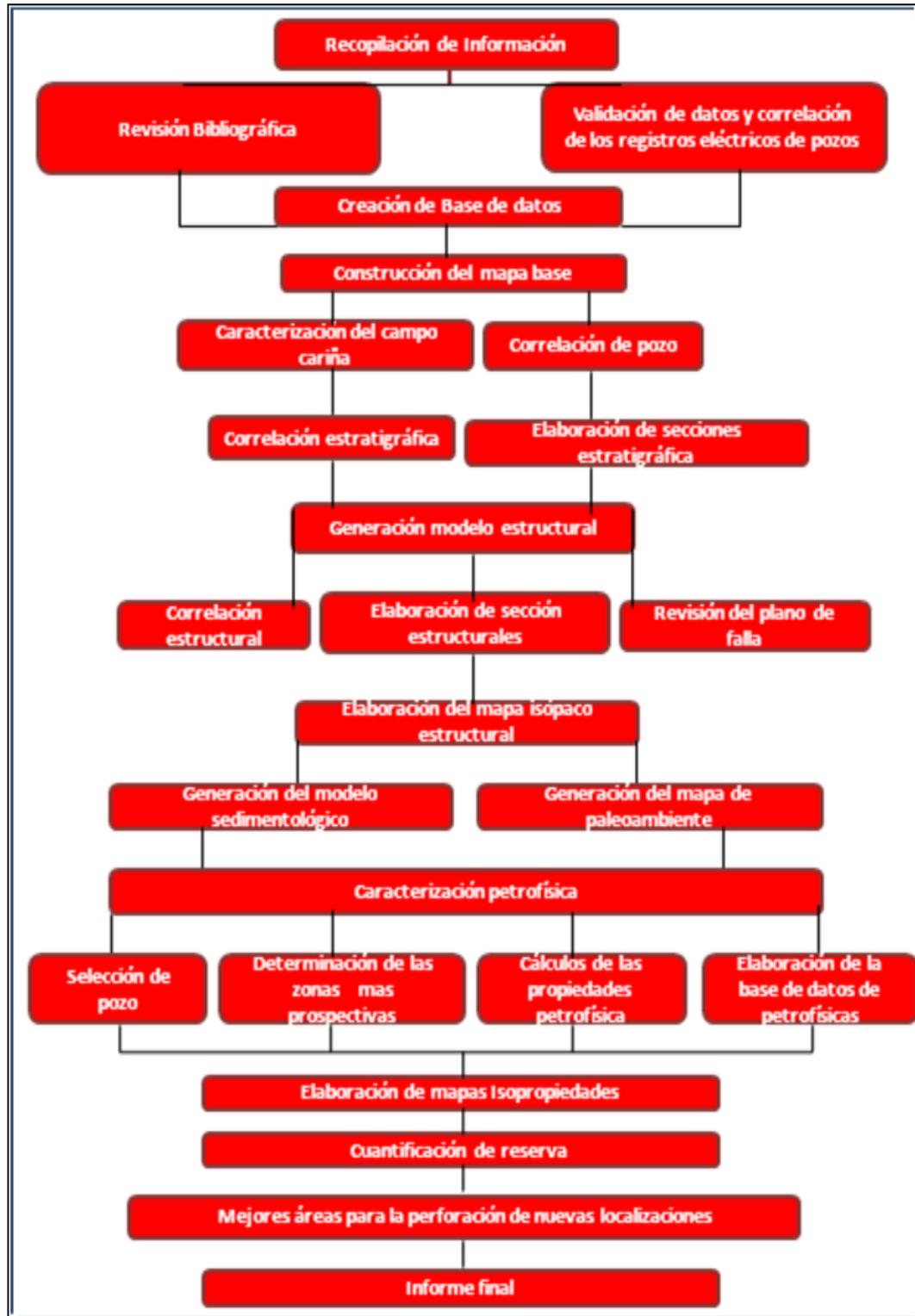


Figura 4.1 Flujoograma metodológico

4.6.2 Revisión bibliográfica

Consintió en la revisión de tesis de grado, libros, trabajos asociados al tema de estudio, con el propósito de obtener una idea clara y precisa del marco teórico a estudiar.

4.6.3 Validación de datos y correlación de los registros eléctricos de pozo

Consiste en validar la información obtenida del yacimiento, es decir, las coordenadas, las condiciones actuales de cada pozo (completado, interpretado, abandonado), los espesores de arena neta y arena neta petrolífera, los límites del yacimiento y las estructuras presentes.

Para verificar la ubicación geográfica de los pozos se comparan las coordenadas que aparecen en el cabezal de cada registro con las coordenadas que están establecidos en la herramienta Sigemap 3.0. Este es un software que permite la digitalización de mapas de forma rápida y fácil, además de que se puede revisar, preparar y cargar la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema (Figura 4.2).

A través de esta herramienta se pueden elaborar y actualizar los mapas isópaco-estructurales, cambiar simbología a los distintos pozos del yacimiento, agregar o modificar los límites de rocas o barreras de permeabilidad, contacto de fluidos así como todos los esquemas de diseño que sea necesario agregarle al mapa.

Las coordenadas leídas de algunos registros están expresadas en coordenadas planas por lo que se hace necesario transformarlas a coordenadas UTM, que es el dato utilizado por el software Sigemap 3.0.

Esta transformación se logró utilizando un programa de fácil manejo denominado Transcoordenadas, el cual está adaptado especialmente para Venezuela y utiliza como punto de referencia los distintos puntos de control geográfico que están distribuidos en el país. En este caso corresponde a la estación de Barcelona y al Meridiano central Oriente 63° , los cuales son los datos de entrada para proceder a la transformación. (Figura 4.3).

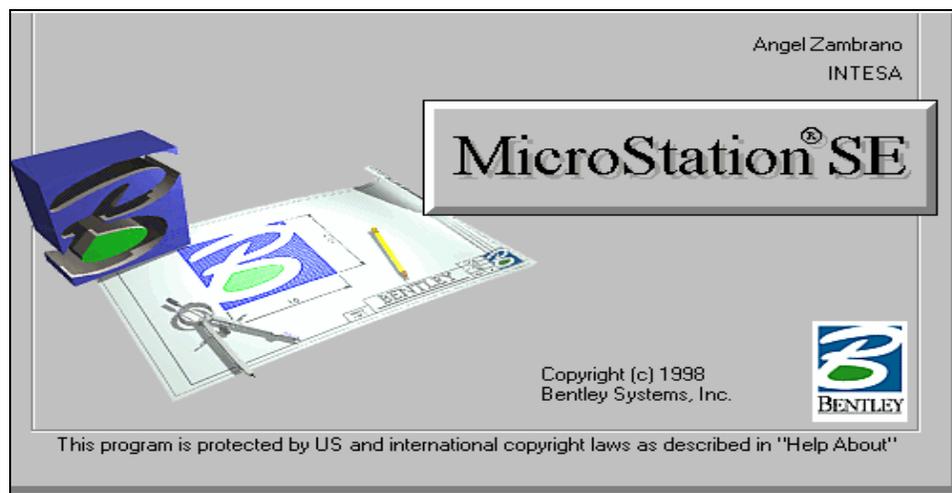


Figura 4.2 Pantalla de inicio de Sigemap 3.0.



Figura 4.3 Ventana de entrada a Transcoordenadas.

Una vez que se tiene todas las coordenadas UTM se procede a verificar la ubicación de los pozos estudiados utilizando Sigemap 3.0. Para ello, simplemente se van "seteando" las coordenadas (marcar con el mouse el punto donde se ubica el pozo), es decir, las coordenadas que aparecen en el registro deben ser las mismas que arroje Sigemap.

En esta etapa también se realiza la validación del estado actual de cada uno de los pozos, ya sea completado o interpretado. Para los completados se procede utilizando el programa Centinela y los Sumarios de Producción por pozos y yacimientos.

En el caso de los pozos que pertenecen a la categoría de pozos interpretados se debe ir a la información de los registros eléctricos de potencial espontáneo (SP), rayos gamma (GR), densidad-neutrón y resistividad, entre otros; para validar si el horizonte es arenoso o arcillosos y que tipos de fluidos (agua, gas y/ petróleo) están presentes en el modelo.

El primer paso fundamental para la caracterización petrofísica es correlacionar los registros de 79 pozos presentes, extrayendo de cada registro información referida a espesores, profundidades, lecturas de los diferentes registros como el de potencial espontáneo y rayos gamma, y toda la información general que aparece en el cabezal de registro, principalmente la referida a temperatura, resistividades del lodo, profundidad máxima, entre otros datos necesarios para la evaluación petrofísica.

4.6.4 Creación de la Base de datos

Una vez recopilada y validada la información, se generó la base de datos; la cual fue el punto de partida para el desarrollo de las distintas etapas que conformaron la creación e interpretación del modelo geológico desarrollado

La base de datos se elaboró en el programa Microsoft Excel con la finalidad de facilitar el manejo de la información en el desarrollo del proyecto, consistió en una hoja de datos con la información de los 79 pozos del área de estudio la cual contiene la siguiente información: nombre de pozo, elevación de la mesa rotaria (EMR), coordenadas de superficie y de fondo en el sistema UTM, tipo de pozo, profundidad final en TVD y MD, la información de tope, base y espesor del acuífero del horizonte estratigráfico seleccionado mediante la correlación general del área de estudio, tipo registros eléctricos y sus nemónicos correspondientes para cada pozo y por ultimo validar si los registros se encontraban en formato digital en la base de datos de la empresa FINDER, esto con la finalidad de tener mejor manejo de los datos.

4.6.5 Construcción del mapa base

Realizado el proceso de revisión de los datos, se procede a la digitalización del mapa geológico, a partir de nuevos datos obtenidos. es importante decir, que esta etapa también involucra la validación de profundidad de tope y base de la arena y los límites del yacimiento, es decir límites de roca, límites arbitrarios y fallas presentes, lo cual será descrito a continuación

En esta etapa de recopilación de la información, se consultó todo material bibliográfico disponible en los archivos de la empresa, con el objetivo de enriquecer nuestra base de datos y los conocimientos técnicos referentes al tema de investigación.

4.6.6 Caracterización del Campo Cariña

Es el resultado de la integración de los modelos sedimentológico, estratigráfico, estructural y la evaluación petrofísica aportando una caracterización completa del área en estudio permitiendo así, establecer las mejores áreas de producción de

hidrocarburos y conocer con mayor precisión las características estructurales, estratigráficas y petrofísica de la zona estudiada.

4.6.7 Correlación de pozos

La correlación geológica se realizara utilizando los registros eléctricos de Inducción, con las curvas de potencial espontáneo (SP) y gamma ray (GR), en escala 1:500, donde se identificaran EL tope y base del intervalo U2L realizando un mallado tomando el registro tipo del área, para la correlación se ubicaran los marcadores lúitico de mayor extensión en el área.

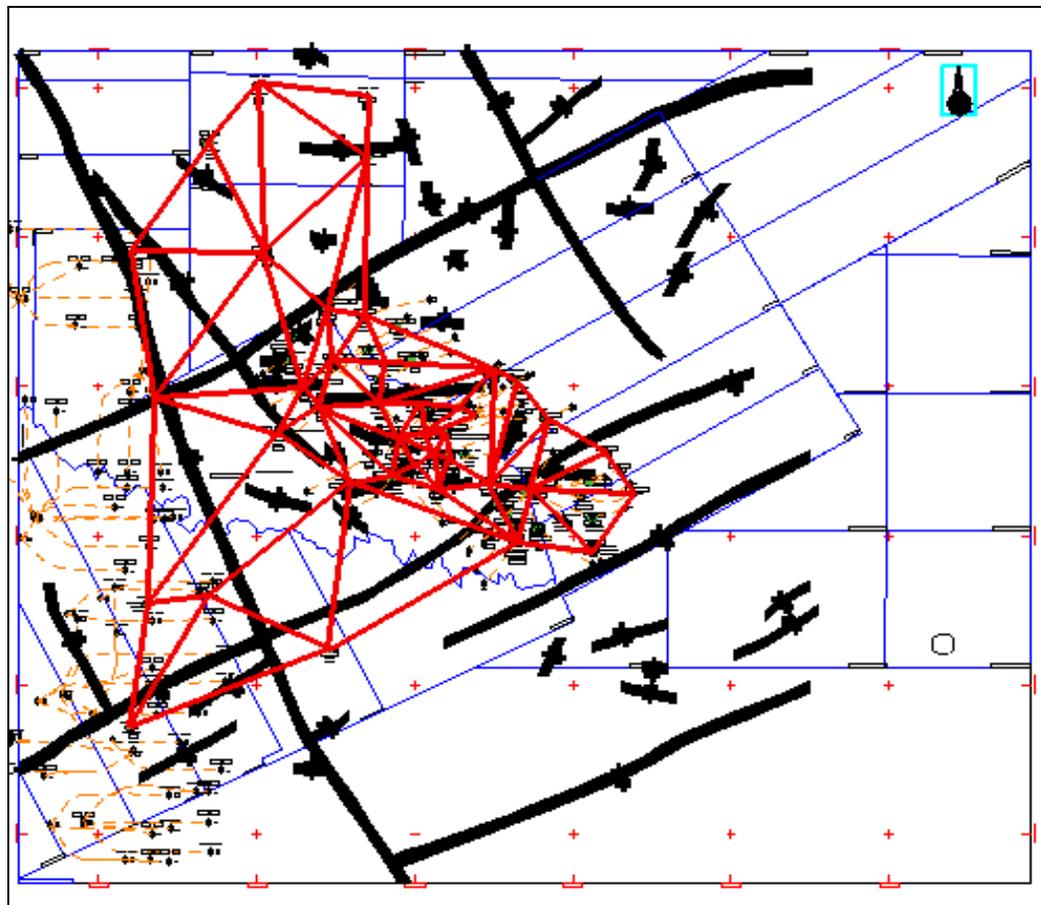


Figura 4.4 Método de triangulación

4.6.7.1 Correlación estratigráfica

Para identificar el tope y la base de la arena U2L se procedió a correlacionar entre pozos cercanos y siguiendo siempre un marcador regional como lo es la base de la arena S5, cuya característica lutítica posee gran extensión lateral observándose en la mayoría de los registros; la arena de interés U2L se encuentra varios pies por debajo de este marcador.

Para la correlación se reviso primeramente cuales registros poseían los pozos, resultando que todos tenían curvas de potencial espontáneo (SP), así como también la mayoría de los pozos contaban con registros de rayos gamma (GR) Se utilizaron ambos registros para la correlación de los pozos, siempre considerando que fueran TVD y que su escala fuese 1:500.

Una vez definido el tope y la base del intervalo de interés se procedió a correlacionar los mismos, primero en físico y luego en digital, a través del software GeoGraphix, siendo ésta una herramienta de gran ayuda en lo que respecta a la digitalización de las secciones estratigráficas y estructurales y en la obtención del modelo sedimentológico de cada yacimiento. (Figura 4.4).

GeoGraphix es una aplicación de interpretación geológica de Landmark diseñada para satisfacer las necesidades de geocientíficos e ingenieros que requieren un acortamiento integrado para generar y evaluar las perspectivas o características de los yacimientos. Se utiliza para correlacionar registros de pozos, realizar e interpretar las secciones, y realizar los análisis litológicos; también se usa para crear parámetros estructurales, isocoras, producción y mapas de facies, así como para evaluar los aspectos de la ingeniería de un pozo. (LandMark Graphics Corporation, 2002)



Figura 4.5 Ventana de inicio de Discovery Explorer GeoGraphix.

4.6.8 Elaboración de secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas son utilizadas para representar un perfil del subsuelo referenciados en un datum o marcador estratigráfico de gran extensión lateral, dichos marcadores son por excelencia las lutitas y/o lignitos por representar estos generalmente eventos regionales. El objetivo principal de las secciones estratigráficas es reconstruir la geometría de las arenas de interés y verificar la continuidad lateral de las mismas. Para ello se debe: identificar los estratos, definir los límites verticales y laterales del nivel o de los niveles estratigráficos, visualizar las variaciones cualitativas de los espesores, identificar la distribución de las facies, entre otros.

Para este proyecto se elaboraron cuatro (4) secciones estratigráficas ubicadas en toda la extensión del área de estudio de manera tal que las mismas resultaran representativas, cubran la mayor parte posible del área de trabajo y representar así los horizontes geológicos de interés. Las secciones fueron etiquetadas con los nombres: A-A', B-B', C-C', y D-D' las mismas se realizaron directamente en el programa GeoGraphix.

Al tener identificado el marcador estratigráfico regional, se colgaron los registros de manera equidistante. Y por último se procedió a interpretar las secciones estratigráficamente mediante representaciones graficas para cada facies: canal, barras y llanura de inundación.

4.6.9 Generación del modelo estructural, validando las posibles fallas existentes

La elaboración de un modelo estructural permite definir el marco, orientación y geometría de los elementos estructurales y delimitación areal mediante la información de pozos, se procedió a la elaboración de secciones estructurales, revisión del plano de falla del área en estudio y elaboración del mapa isópaco-estructural

4.6.9.1 Correlación estructural

El procedimiento es bastante similar a la correlación estratigráfica con la diferencia que en este caso se busca definir las variaciones estructurales y las características de las fallas, de existir alguna, se mide su salto y la profundidad del tope de falla. Toda esta información se usará posteriormente en la revisión del mapa de plano de fallas y en las secciones estructurales.

4.6.9.2 Elaboración de secciones estructurales

Después de analizada la información obtenida de las correlaciones, con la ayuda de los registros de potencial espontáneo (SP), resistividad (RT), se elaboraron cuatro (4) secciones estructurales con la ayuda del programa GeoGraphix, cubriendo la mayor zona posible del campo para la validación de las fallas presentes en el yacimiento.

El procedimiento fue similar al de las secciones estratigráficas tomando en cuenta que las secciones estructurales no van colgadas a un marcador estratigráfico, sino, a un datum estructural o profundidad con respecto al nivel del mar. Esta profundidad sería la referencia en subsuelo a la cual se colgaron los registros. Cabe destacar que la distancia entre pozos en las secciones estructurales es una representación real a escala entre los mismos y se midió a partir del punto medio de un pozo hasta el otro punto medio del pozo siguiente, así se obtuvo una representación real de las estructuras geológicas presentes y del buzamiento de la cuenca. las secciones estructurales es una representación real a escala entre los mismos y se midió a partir del punto medio de un pozo hasta el otro punto medio del pozo siguiente, así se obtuvo una representación real de las estructuras geológicas presentes y del buzamiento de la cuenca.

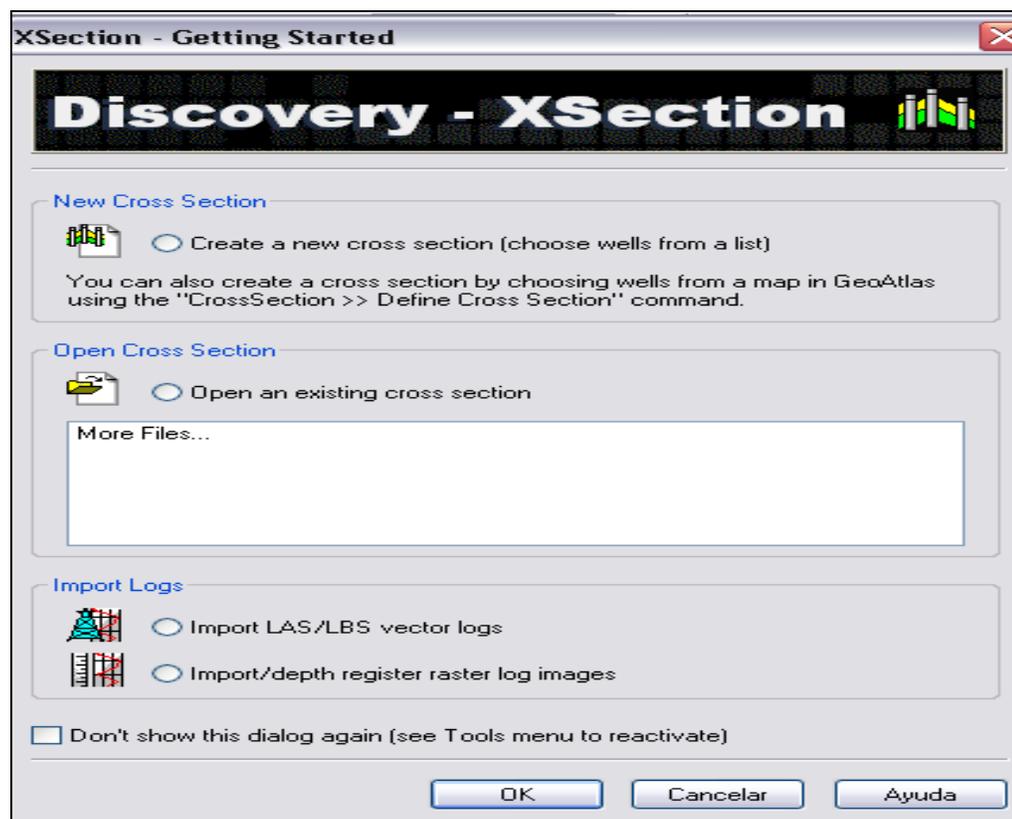


Figura 4.6 Pantalla de inicio Xsection.

4.6.9.3 Revisión del plano de falla

Consistió primeramente en la verificación de la existencia de las fallas presentes así como de las profundidades a la cual se encuentran, con la finalidad de corroborar los límites estructurales de los yacimientos.

4.6.10 Elaboración del mapa isópaco estructural de arena neta

Para construir este mapa se utilizaran los topes de la arena de interés, los cuales se colocaran en un mapa base a escala 1:20.000, se trazaran las curvas estructurales, consecutivamente se observara la inclinación y la orientación de los estratos, luego se trazaran las curvas isópacas de espesores de arena neta y arena neta petrolífera, tomando los espesores de arena neta para trazar las curvas isópacas, dando una orientación a estas dependiendo del ambiente de depositación o paleoambiente donde ocurrió el evento.

4.6.11 Generación del modelo sedimentológico

Con este modelo se obtiene la identificación de las unidades sedimentarias mediante el análisis del mapa de paleoambiente permitiendo así determinar el ambiente de sedimentación de la areca estudiada.

Se realizó tomando en cuenta la respuesta del cuerpo arenoso de interés en los registros de potencial espontáneo y rayos gamma, luego se procedió a interpretar de acuerdo a las electrofacies y patrones de curvas existentes y los tipos de facies presentes. Una vez definidas e interpretadas cada una de las facies presentes se procedió a digitalizar el mapa mediante la aplicación SIGEMAP. (Figura 4.6).

4.6.11.1 Elaboración del mapa de paleoambiente

En este caso se identificarán las electrofacies de los yacimientos en estudio a nivel de la arena U2L en cada uno de los pozos del área. Las electrofacies de la arena de interés, serán distribuidas sobre un mapa base en escala 1:20.000. Luego se procederá a interpretar el tipo de ambiente sedimentario, tomando como criterio los conceptos de las curvas de las electrofacies. Es importante señalar que el mapa de ambiente se realizara de forma manual y posteriormente se digitalizara el mismo, con la ayuda de la aplicación Sigemap 3 y Canvas 9.0.

4.6.12 Caracterización petrofísica

Se realizará la evaluación petrofísica determinándose las propiedades físicas de la arena de interés tales como: gradiente geotérmico, resistividad del agua de formación, temperatura de formación, saturación de agua, saturación de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, los fluidos contenidos en ella. y volumen de arcillosidad.

La caracterización petrofísica de la arena U2L se realizara en su totalidad a partir del análisis de registros Inducción y Densidad-Neutrón, y utilizando modelos de evaluación y cuantificación de las propiedades petrofísicas a través de los registros eléctricos de los pozos, de los cuales se pueden obtener una medición indirecta de parámetros como la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla.

4.6.12.1 Selección de pozos

Para el Yacimiento MFC-10 GS-C ARENA (U2L) DEL CAMPO CARIÑA se seleccionaron pozos bien distribuidos por todo el área del yacimiento con el fin de

realizar una buena caracterización del modelo petrofísico a desarrollar. Cabe destacar que la mayoría de los pozos que atraviesan el yacimiento son horizontales y que solo los pozos verticales poseen registros de densidad y neutrón. de los 79 pozos solo 17 cumplían con las condiciones a la hora de realizar los mapas de isopropiedades ya que estos se consideran pozos claves y están distribuidos en todo el yacimiento arrojando resultados confiables.

Luego se procedió a revisar toda la información disponible: registros de pozos (SP, GR, densidad –neutrón, resistividad, caliper y bit zae.), carpetas de pozos entre otros.

4.6.12.2 Determinación de las zonas más prospectivas a partir de una evaluación petrofísica

La evaluación petrofísica de un yacimiento permite obtener la información básica sobre las propiedades físicas y texturales de la roca, para determinar la capacidad de almacenamiento y la capacidad de transmisibilidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento. Los parámetros petrofísicos se pueden obtener de manera directa mediante el análisis de núcleos, muestras de pared o ser estimados indirectamente por la interpretación de los registros de pozos, que representa la forma más económica y rápida de obtener las propiedades físicas de las rocas de una formación.

La interpretación de los registros de pozos es un proceso mediante el cual los parámetros medibles de las rocas pueden reflejarse en parámetros tales como porosidad, permeabilidad, litología, saturación de fluidos entre otros.

La evaluación petrofísica de la arena en estudio se realizó a partir de la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos de pozo (inducción, rayos gamma, potencial espontáneo, densidad-neutrón), presentando los resultados por promedios para todo el campo y a través de las gráficas de saturación de agua vs resistividad (S_w vs R_t), saturación de agua vs volumen de arcilla (S_w vs V_{sh}), volumen de arcilla vs porosidad (V_{sh} vs Φ_e), porosidad vs permeabilidad (Φ_e vs K).

4.6.12.3 Cálculo de las propiedades petrofísicas

Estos cálculos se realizaron siguiendo paso a paso la serie de ecuaciones mostradas en el capítulo anterior en el título “3.2.13 evaluación petrofísica” donde se obtienen una serie de factores que en conjunto van dando forma a las propiedades físicas del yacimiento y finalmente a todo el campo Cariña; todo esto se realiza por diversos métodos y modelos con el fin de escoger por comparación cual es el más acertado y aplicable a nuestra zona en estudio.

4.6.12.4 Elaboración de la base de datos de petrofísica

A medida que se realizaba la correlación también se tomo simultáneamente la información correspondiente a la lectura de los registros de GR, resistividad, conductividad, densidad y neutrón. Recopilada toda esta información de los registros de pozos se organizo en una base de datos elaborada en Microsoft Excel, con el fin de facilitar el manejo y procedimiento de los datos.

4.6.12.5 Elaboración de mapas de isopropiedades

Una vez realizada la evaluación petrofísica se procederá a realizar mapas de isopropiedades, representando los principales parámetros físicos de la roca tales como arcillosidad, Porosidad y la Permeabilidad.

4.6.13 Cuantificación de las reservas

Para esto es necesario tener el mapa isópaco-estructural definitivo, elaborado digitalmente gracias a los técnicos de Sigemap de la Gerencia de Yacimientos, determinarle el área, enmarcándolo por sus límites tanto estructurales como estratigráficos y tomando en cuenta los contornos isópacos, la herramienta de Sigemap, conectada a la base de datos general de Oriente, calcula conjuntamente el área y el volumen del yacimiento, delimitándolo automáticamente con su respectiva envolvente, que representa el tipo de hidrocarburo que este encierra. Después de este proceso se obtiene un mapa isópaco-estructural completo con la envolvente del yacimiento.

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 siguiente fórmula:

$$\text{POES (N)} = 7.758 * \text{Porosidad} * \text{Vol} * \text{So} / \text{Boi} \quad (4.1)$$

Donde:

Vol= Volumen en acre/pie.

So= Saturación de Petróleo en %.

Boi= Factor Volumétrico Inicial del Petróleo en BY/BN.

1/Boi= Factor de Merma en %.

Tomando en cuenta los valores oficiales obtenidos del libro de reservas para el año 2011 se procedió a calcular las reservas bajo la ecuación:

$$\text{Rrec} = \text{N} * \text{Fr} \quad (4.2)$$

Donde:

Rrec= Reservas recuperables.

N= POES.

Fr= Factor de recobro (Utilizando el valor oficial)

Las reservas remanentes recuperables de petróleo son el resultado de restar el volumen de petróleo producido hasta la fecha y las reservas recuperables totales. Generando así la siguiente fórmula:

$$Rrem = Rrec - Np \quad (4.3)$$

Donde:

Rrem= Reservas remanentes.

Rrec= Reservas recuperables.

Np= Petróleo Producido.

Todos estos cálculos se hacen de forma más completa gracias a una base de datos suministrada por el departamento de Reservas de la Gerencia de Yacimientos, donde las ecuaciones ya están cargadas y con solo anexar datos calculados en este trabajo como: la Porosidad, Saturación de Petróleo, el Área y el Volumen, se generan resultados finales confiables de reservas para el yacimiento y en sumatoria para todo el campo Cariña.

4.6.14 Mejores áreas para la perforación de nuevas zonas de localizaciones

La realización de este objetivo final se basa en las características petrofísicas del campo, las zonas con espacio suficiente para realizar nuevas perforaciones horizontales y de los históricos de producción de pozos vecinos. Teniendo todos estos

factores presentes y utilizando el mapa isópaco-estructural como guía para la ubicación geográfica se plantean nuevas localizaciones o ubicaciones de nuevos pozos a perforar y drenar la mayor cantidad de hidrocarburo de las reservas calculadas y poder tener mayor producción de petróleo.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en el desarrollo de la caracterización petrofísica de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10 del Campo Cariña perteneciente al bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco Distrito San Tomé.

Dichos resultados se presentaron cumpliendo con el mismo orden de los objetivos aplicada en el capítulo anterior, integrando los modelos: estratigráfico, estructural, sedimentológico y petrofísico.

5.1 Realización de la correlación litoestratigráfica de la Arena GS-C (U2L) mediante respuestas de perfiles eléctricos y determinar la continuidad lateral y vertical de la arena a través de secciones estratigráficas

5.1.1 Descripción macroscópica del núcleo

El núcleo MFC0026, es el único núcleo de tipo convencional que se encuentra en el Campo Cariña, ubicado al oeste del mismo (Figura 5.1). Del cual se recuperaron 442' de núcleo entre las profundidades de 3240' y 3682', de lo recuperado se analizó 420' entre las profundidades 3252' y 3672, en las cuales se identificaron las unidades; R0, R1, R2, R3, S1-2, S3-4, S5, T, U1U, U2U, U2L, U2-3, cretácico. Se definieron doce facies sedimentarias, cinco de ellas arenosas, dos limolíticas, cuatro arcillosas y una litofacie de carbón, en los 441 pies del núcleo descrito. El pozo MFC-26 posee perfiles especiales y convencionales, además de descripciones sedimentológicas y bioestratigráficas, teniendo en cuenta la disponibilidad de información de núcleos, se tomo la interpretación del núcleo MFC-26 (tabla 5.1) disponible en el Informe del

Modelo Estático del Campo Cariña y se reconocieron dos secuencias de bajo orden, delimitadas por límites de secuencias (SB) a las profundidades de; 3551' - 3674'.

El estudio fue realizado por PDVSA (Septiembre, 2008)

Tabla 5.1. Facies sedimentarias del núcleo MFC0026.

FACIES	DESCRIPCIÓN
S	Arenisca de grano grueso a conglomerática, masiva, pobre escogimiento e intercalaciones laminadas de lutitas de tonalidad gris oscuro a negro (esporádicas).
S3	Arenisca de grano grueso a medio, pobre escogimiento y laminaciones esporádicas de lutitas de color gris oscuro a negro.
S11	Arenisca de grano medio a grueso, con escogimiento moderado. Presenta algunos clastos de arcilla y láminas de lutita de color gris oscuro en proporciones variables.
S2	Arenisca de grano medio a fino, con laminación paralela de limolita color gris claro y lutita de color gris oscuro localizada.
SC	Arenisca de grano grueso a fino, con laminaciones de limolita y lutita, con bioturbación moderada. Mal escogimiento.
ST	Limolita de color gris claro, con láminas continuas y no continuas, deformadas, de lutita gris oscuro a negro.
STB	Limolita intensamente bioturbada. Presenta láminas continuas y no continuas, deformadas, de lutita gris oscuro a negro y restos de materia orgánica. Icnofósiles inclinados.
L	Lutita de color gris oscuro, con intercalaciones laminadas de arena de grano fino en proporciones variables, sin bioturbación. Ocasionalmente sideritizadas.
L1	Lutita de color negro a gris. Con intercalaciones laminadas de arena y limolita, altamente bioturbada y sideritizada.

Continuación tabla 5.1

LS	Lutita de color negro a gris, con láminas de materia orgánica, nódulos y láminas de siderita. Estratificación lenticular y grietas de desecación focalizadas.
LC	Lutita de color gris claro, masivas y ocasionalmente contiene finas láminas de arena fina a muy fina, y materia orgánica.
H	Carbón y lutitas carbonosas de color negro y laminaciones de pirita.

El objetivo de la macro-descripción fue en parte, validar las facies descritas anteriormente para el intervalo de estudio “U2L” el intervalo U2L, que corresponde a las profundidades 3551’-3674’, está contenido desde la caja 6, tubo 7, hasta la caja 7, tubo 5. De las diez cajas que albergan el intervalo U2L solo se disponen de cinco cajas para la descripción, las demás presentaban muestras bastante deterioradas.

Intervalo 3551’-3674’: (Abarca Intervalo (U2L).

En esta sección se cortaron un total de cinco (5) núcleos (13, 14, 15, 16 y 19). La descripción y análisis sedimentológico permitió reconocer cuatro (4) unidades sedimentarias (US), denominadas como US-I hasta US-IV, las cuales se ubican dentro de la Formación Merecure. Predominan las facies arenosas (S, S3, S11, ST) sobre las arcillosas (L). La tendencia de las unidades es granodecreciente (facies S en la base, y hacia el tope facies L), mostrando contactos erosivos y abruptos entre las facies y las (US). Se observa la presencia de clastos disperso, y láminas de arcilla esporádicas. Se ha interpretado como un sistema de canales apilados fluviales con una orientación Norte-Sur rodeados de llanuras de inundación.

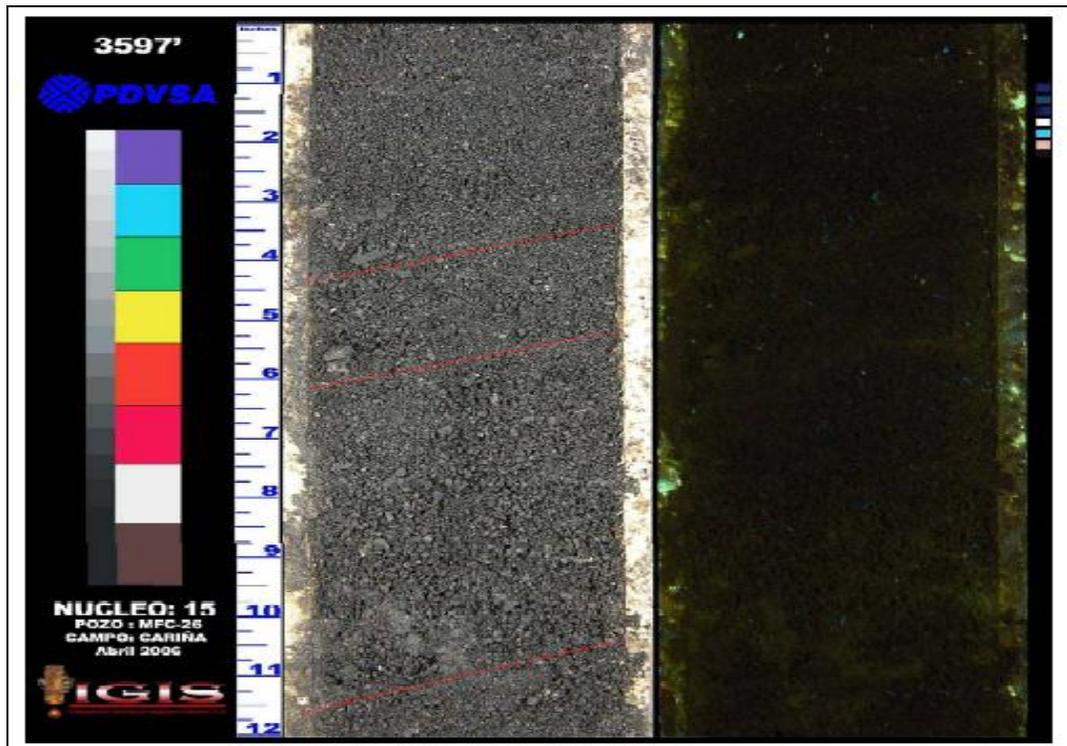


Figura 5.1 Fotografía del Núcleo MFC-026 de la sección correspondiente al nivel U2L (3597').

Arenisca de grano grueso hasta muy grueso, moderadamente seleccionada. Estratificación de ángulo bajo, está definida por variaciones en el tamaño de granos, y una unidad de gránulos de cuarzo (debajo de 3597'8"). Este ejemplo corresponde a la asociación de facies de canal fluvial.

5.1.2 Calibración Núcleo-Perfil

La calibración núcleo-perfil del núcleo MFC-26, consistió en las correcciones de las profundidades de perforación, así como en el ajuste con el registro Gamma Ray. La variedad de litologías en los núcleos junto con el perfil Core-Gamma fue comparada con la respuesta obtenida en los registro de rayos gamma a escala 1:500. Estas correlaciones permitieron establecer distintos tipos de desfase en pies para cada sección del núcleo.

Tabla 5.2 Calibración MFC-26

Núcleo MFC0026			
Formación	Prof. Registro	Prof. Núcleo	Desfase
Oficina	3246'-3556'	3240'-3551'	3'-5'
Merecure	3556'-3670'	3551'-3671'	1'-5'
G. Temblador	3670'- 3677'10"	3671'- 3681'10"	1'-4'

5.1.2.1 Correlación de pozos

El apéndice A incluye las tablas con los topes y base del intervalo U2L. Encontrándose que los topes de la arena U2L, se encuentran entre profundidades TVDSS que van desde -2525' a 3192'.

5.1.2.2 Creación de la base de la base de datos

El apéndice A.1 muestra la base de datos con las coordenadas de superficie, elevación de la mesa rotatoria, los topes y bases de la arena U2L para cada yacimiento. así como también la arena neta (AN) y arena neta petrolífera (ANP) comprendidos entre los 5' y 40' pies.

5.1.2.3 Correlación estratigráfica

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

Previamente, se estableció un marcador de extensión regional, que para el caso del intervalo U2L, es el tope de la arena S5 que es una lutita bien definida y se encuentra en todos los pozos.

El objetivo fue mostrar la geometría y calidad del yacimiento presente, los marcadores de interés, la conectividad o no de las unidades hidráulicas y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico y en la obtención del mapa de distribución de arenas.

5.1.2.4 Interpretación de secciones estratigráficas

Se efectuaron cuatro secciones estratigráficas con el fin de demostrar la continuidad lateral de facies, geometría, y distribución areal, de los depósitos correspondientes al intervalo U2L.

5.1.2.5 Sección estratigráfica A-A'

Comprende los pozos, MFC-25, MFC-15, MFC-45, MFC-29, MFC-32, abarca una longitud de aproximadamente 6.1 Km, con una dirección N-S, ubicado al suroeste del Campo Cariña. Desarrolla máximos espesores de aproximadamente 30 incrementan en dirección Sur-Norte, y de acuerdo a la forma cilíndrica que muestra el Gamma Ray se interpreto como cuerpos asociados a canales fluviales (Ver Anexo 1.)

5.1.2.6 Sección estratigráfica B-B'

Conformada por los pozos, MFC-36, MFC-45, MFC-29, MFC-30, posee una dirección N-S representa electroformas características del centro del canal. En esta sección se evidencia el desarrollo del canal los espesores de los cuerpos arenosos se incrementan en dirección Sur-Norte.

El desarrollo de las facies dentro de la sección, abarca una extensión lateral de 7.1 Km aproximadamente. (Ver Anexo 2.)

5.1.2.7 Sección estratigráfica C-C'

Abarca los pozos MFC-32, MFC-29, MFC-15, MFC-25, MFC-26 y MFC-36, se extiende de S-N, ubicada al este del Campo Cariña, alcanza unos 9.2 Km de longitud horizontal. Esta sección se desarrolla desde un centro de canal hacia otro centro de canal, atravesando facies de llanuras de inundación donde el espesor de la unidad se ve disminuido gradualmente. Dentro de los espesores considerables de arenas se tienen paquetes de hasta 30'. (Ver Anexo 3.)

5.1.2.8 Sección estratigráfica D-D'

Abarca los pozos, MFC-28, MFC-29, MFC-50, se extiende 2.8 Km, con una dirección W-E, abarca facies de relleno de canal, abanicos de rotura. Existe un contacto transicional entre dichas facies. Dentro de las facies de canal, se observa un espesor promedio de 30', y se engrosa considerablemente hacia el oeste hasta alcanzar los 40' (Ver Anexo 4.).

5.2 Determinación de las características estructurales del yacimiento a través del modelo estructural

El modelo estructural permitió definir, la orientación, arquitectura y geometría de los elementos estructurales del Campo Cariña.

Para poder obtener los resultados se utilizaron los registros y pozos ya correlacionados previamente en el modelo Sedimentológico, para de esta forma, verificar la existencia de fallas. Originalmente se partió de mapas de intervalos

infrayacentes ya estudiados y oficializados, en los cuales si se contó con interpretaciones sísmicas.

El intervalo de producción U2L, se interpreta como un homoclinal fallado con buzamiento de 2° a 3° hacia el Noroeste-Sureste y Noreste-Suroeste. El marco tectónico en la cual está inmerso el Campo Cariña, es de tipo distensivo, generando así, un sistema de fallamiento normal de bajo ángulo. Esto permitió esclarecer y facilitar la existencia de fallas en el Campo.

5.2.1 Interpretación de secciones estructurales

Se realizaron cuatro secciones estructurales, con la finalidad de definir la geometría y arquitectura del área de estudio, también se precisó el buzamiento del intervalo y verifíco el entrampamiento debido al callamiento tipo normal.

5.2.2 Sección Estructural A-A'

Esta sección fue construida en dirección SW-NE, a través de los pozos MFC-31, MFC-50, MFC-53. Se extiende por 4.1 Km. En ella se evidencia un buzamiento de uno 6° promedio hacia el norte. También se valida una falla de gran extensión regional que tiene un salto vertical de 150' y 50' respectivamente.

La falla hacia el norte del Campo, limita al yacimiento de estudio, mientras que la falla hacia el sur, lo atraviesa pero no posee la extensión lateral para cercar o limitar el yacimiento. (Ver Anexo 5)

5.2.3 Sección estructural B-B'

Esta sección, está compuesta por los pozos, MFC-25, MFC-15 y MFC-45. Posee una extensión de 1.9 Km con una dirección N-S. Se aprecia una falla de tipo normal de gran extensión regional, tiene un salto mayor a 175' hacia el oeste, con un ángulo aproximado de 3° buzamiento sur. (Ver Anexo 6).

5.2.4 Sección estructural C-C'

Esta sección está compuesta por los pozos MFC-27, MFC-25. Se extiende por 1.7 Km con una dirección preferencial W-E, en la sección se aprecia una falla regional de casi 100', con un ángulo de aproximadamente 2°. Con la validez de esta falla se pudo apreciar que para la zona sur el salto vertical fue aumentando y hacia el Norte fue disminuyendo, no existen pozos cercanos a estos dos pozos ubicados a ambos lados de la falla, por tal motivo solo se seleccionaron dos pozos. (Ver Anexo 7).

5.2.5 Sección estructural D-D

Se extiende por 2.831 Km, en una dirección W-E, se compone de los pozos MFC-28, MFC-29 y MFC-50. Se evidencian dos fallas principales, la ubicada hacia el oeste es la falla salto que divide a Bare de Cariña, y a su vez.

Delimita al yacimiento U2L. La falla hacia el este, con un salto vertical de 25'. Esta falla se encuentra dentro del yacimiento de estudio. La falla hacia el oeste de 50', se dispone dentro del yacimiento de estudio. (Ver Anexo 8)

5.3 Análisis Paleoambiental

Basados en las descripciones palinológicas del informe del núcleo MFC0026, se reportan abundantes hifas de hongos, con abundantes esporas de hongos. Un conjunto de mioesporas en el intervalo correspondiente a la arena U2L Son comunes e incluyen bajas abundancias de taxa de bosques (*Bombacacidites brevis*, *Jandufouria seamrogiformis*, *Psilatricolporites* spp. y *Retricolpites amapaensis*), y raras ocurrencias de polen de palmeras (*Mauritiidites Franciscol*), manglares (*Retitricolporites irregularis* y *Zonocostites Ramonae*) y esporas de pteridofitas. También es muy común el polen de palmeras

Esto concluye que las distribuciones y relaciones de electroformas para el intervalo U2L corresponden a un ambiente continental fluvial con influencia de canales distributarios hacia el sur y evidencias de zonas tidales hacia el norte. Los grandes espesores de arena están representados por las facies de canales, mientras que los sedimentos finos son muy abundantes y están reflejados por las facies de llanura de inundación.

El sistema de depositación para el intervalo U2L, propuesto por el análisis del núcleo, corresponde a un sistema encadenado de TST, es por ellos que hacia el sur, la distribución de palinomorfos de continente debe ser menor.

Las paleocorrientes de la parte Oeste y central del área tienen dirección Norte y Noreste. Su anchura oscila entre 1.1 y 3.3 kilómetros; como se sabe, las corrientes entrelazadas tienen mucha migración lateral, por lo cual pueden coalescer y formar corrientes de varios kilómetros de ancho.

Los sedimentos que la conforman, provienen del Cratón de Guayana y fueron transportados por sistemas fluviales representados por canales de corriente

entrelazadas, abarcando una amplia región de lo que hoy en día se conoce como los campos Arecuna, Bare y Cariña.

En cuanto a los cuerpos de arena se presentan dos tipos; uno que es el relleno de canal, y el otro que es el abanico de rotura. Este último se encuentra presente en la parte Oeste central del área. Las lutitas representan el material fino de la llanura de inundación fluvial en la parte continental o interdistributarias en la llanura deltaica.

Ambas se encuentran presentes en toda el área. (Ver Anexo 9) (Figura 5.2).

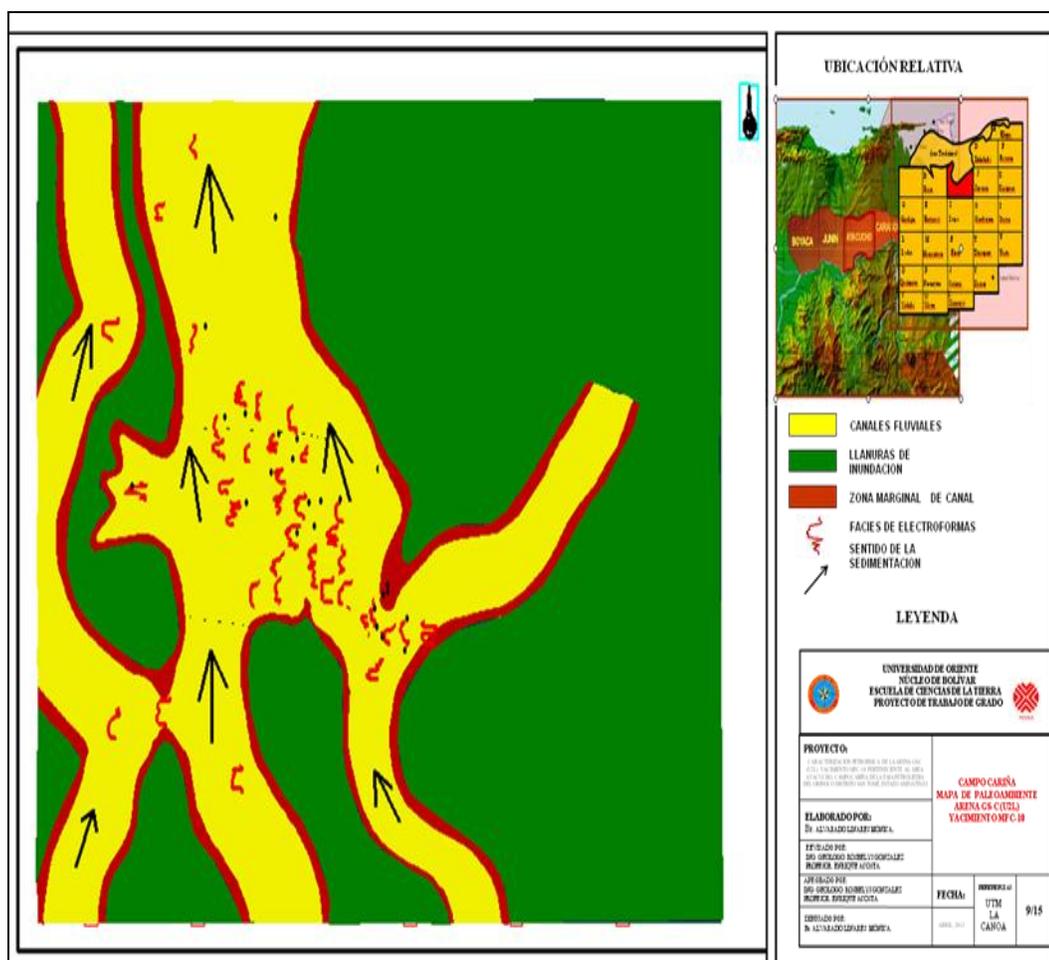


Figura 5.2 Mapa de Paleambiente.

5.4 Caracterización Petrofísica

Esta caracterización permitió determinar la capacidad de almacenamiento y el volumen poroso de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10, lo que nos sirvió de base para resaltar las variaciones de la calidad del reservorio a través de la elaboración de los mapas de isopropiedades.

La presente Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10.

Se caracteriza por tener buenas propiedades petrofísicas, lo cual se evidencia en los mapas de isopropiedades. (Anexos (11, 12, 13,14y15)).

5.4.1 Modelo de Arcillosidad

Basados en estudios previos de los campos norte del Bloque Ayacucho, el modelo que más se ajustó fue el de Larinov para rocas terciarias, es la que mejor se adapta a las correcciones de arcillosidad. Indicando los menores valores de arcillosidad hacia los centros de canales, barras de canal y abanicos de rotura. Los valores de arcillosidad se muestran en el (Apéndices B.1) (Anexo 12)

5.4.2 Modelo de Porosidad

Se utilizó el modelo partir de las curvas de densidad-neutrón, se determinaron los valores de porosidad, obteniendo los mayores valores de porosidad en los centros de canales, y en las áreas internas del abanico de rotura, donde la porosidad promedio es de 29% y los valores de arcillosidad disminuyen. Lo que refleja la relación de proporcionalidad inversa existente entre ambos parámetros los valores de porosidad se muestran en la (Tabla A.2) (Anexo13).

5.4.3 Modelo de Permeabilidad

Después de ensayar con varios modelos, se determinó que la mejor ecuación que se adaptaba al Campo Cariña, es la ecuación Timur modificada. El valor promedio de la permeabilidad es de 4.026 mD, concordando con la permeabilidad prevista en estudios de EEII. Los valores se muestran en la (Tabla A.2) (Anexo14)

5.4.4 Modelo de la Saturación de Agua (Sw)

La saturación de agua se calculo por el método de Sinmandux modificado y por el método de Indonesia, con el fin de comparar y discrepar cual de los métodos se adaptaba más a los valores ya predispuestos por EEII.

El modelo de Indonesia, es el mejor método que se adaptado al Campo Cariña lo cual nos arroja valores que cotejan con el núcleo ya estudiado en este campo. Los valores de Saturación de Agua se muestran en la (Tabla A.2) (Anexo15).

5.4.5 Elaboración de Mapas de Isopropiedades

En la evaluación petrofísica se pudo estudiar y relacionar las propiedades físicas y texturales de la roca, y así de esta manera saber donde se encuentran las mejores porosidades, permeabilidades, saturación de agua y arcillosidad, las cuales son de suma importancia para valorar la arena de interés.

5.4.5.1 Mapa de Arena neta petrolífera (Anp):

El mapa muestra la distribución de arena neta petrolífera en yacimiento, encontrándose los mayores espesores de arena hacia zona noreste y hacia el

depocentro del canal ya que allí se encuentran los paquetes de arena bien definidos (Anexo 11).

En la figura 5.3 se aprecia el mapa de Anp para este intervalo de arena, cuyos valores cartografiados se encuentran entre 08' y 40' de espesor como lo representa la escala de colores.

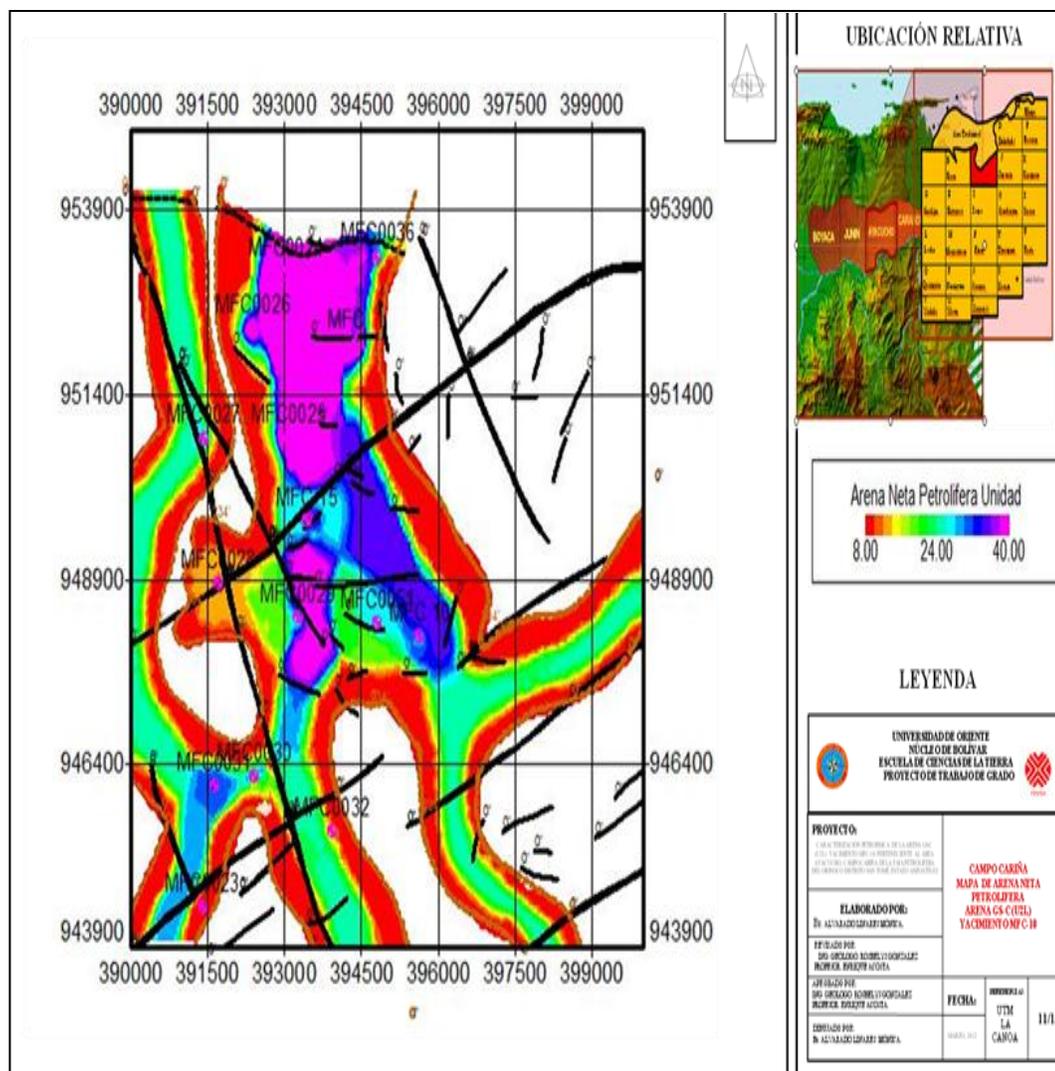


Figura 5.3 Mapa de arena neta petrolífera de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10

5.4.5.2 Mapa de Isoarcillosidad

El mapa muestra la distribución de las arcillas en el yacimiento, encontrándose los menores valores de arcillas de 0.3% hacia los centros de los canales ya que se acumulan los paquetes de arenas bien definidos, las zonas donde se observo la mayor cantidad de arcilla con valores de 0.17% es donde existen los menores espesores de arena por la gran cantidad de intercalaciones de sedimentos finos (Anexo 12).

En la figura 5.4 se aprecia el mapa de isoarcillosidad para este intervalo, cuyos valores cartografiados oscilan entre 0.3% y 0.17% de arcillosidad como lo representa la escala grafica de colores.

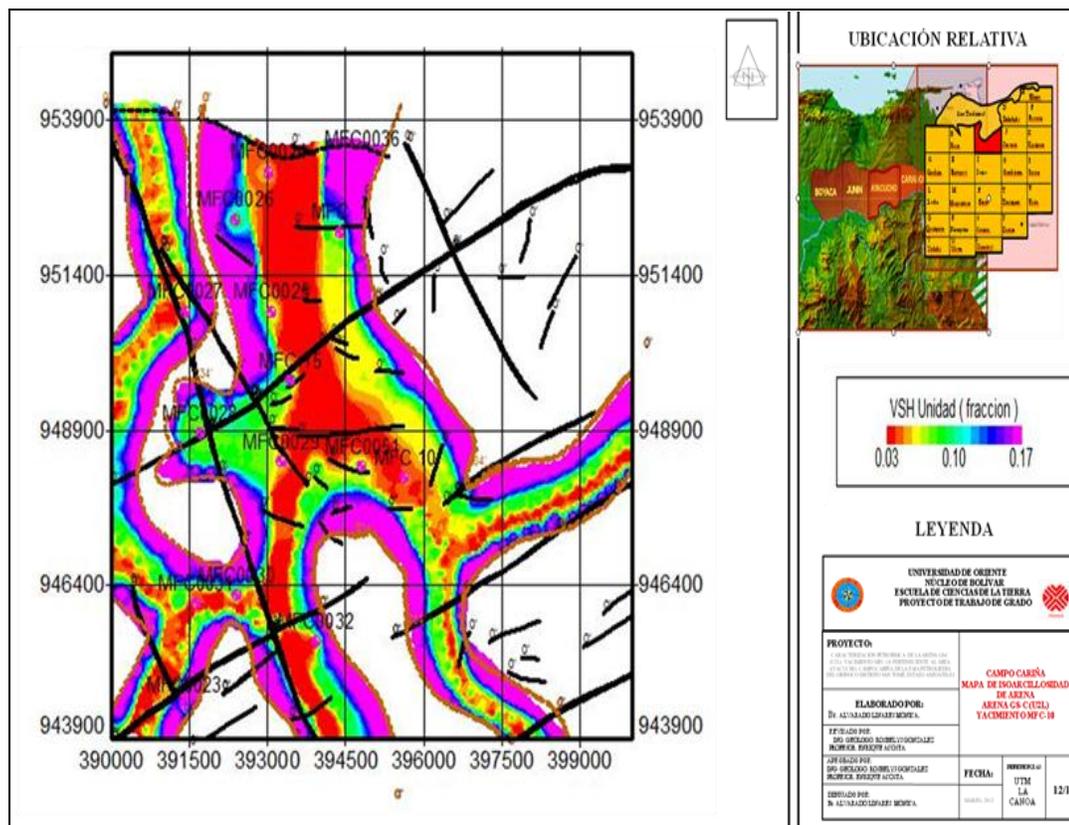


Figura 5.4 Mapa de Isoarcillosidad de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10

5.4.5.4 Mapa de Isopermeabilidad

Los valores de permeabilidad en el yacimiento van desde 1208.00 mD en los centros de los canales y de 7167.00 mD hacia las zonas interpretadas en el mapa de ambiente como arcillosas, observándose que los mapas de porosidad y permeabilidad muestran una marcada similitud ya que están relacionados (Anexo14)

En la figura 5.6 se muestra la distribución de permeabilidad en el yacimiento de estudio en este intervalo de arena, los valores cartografiados oscilan entre 1208.00 mD y 7167.00 mD como lo representa la escala de colores.

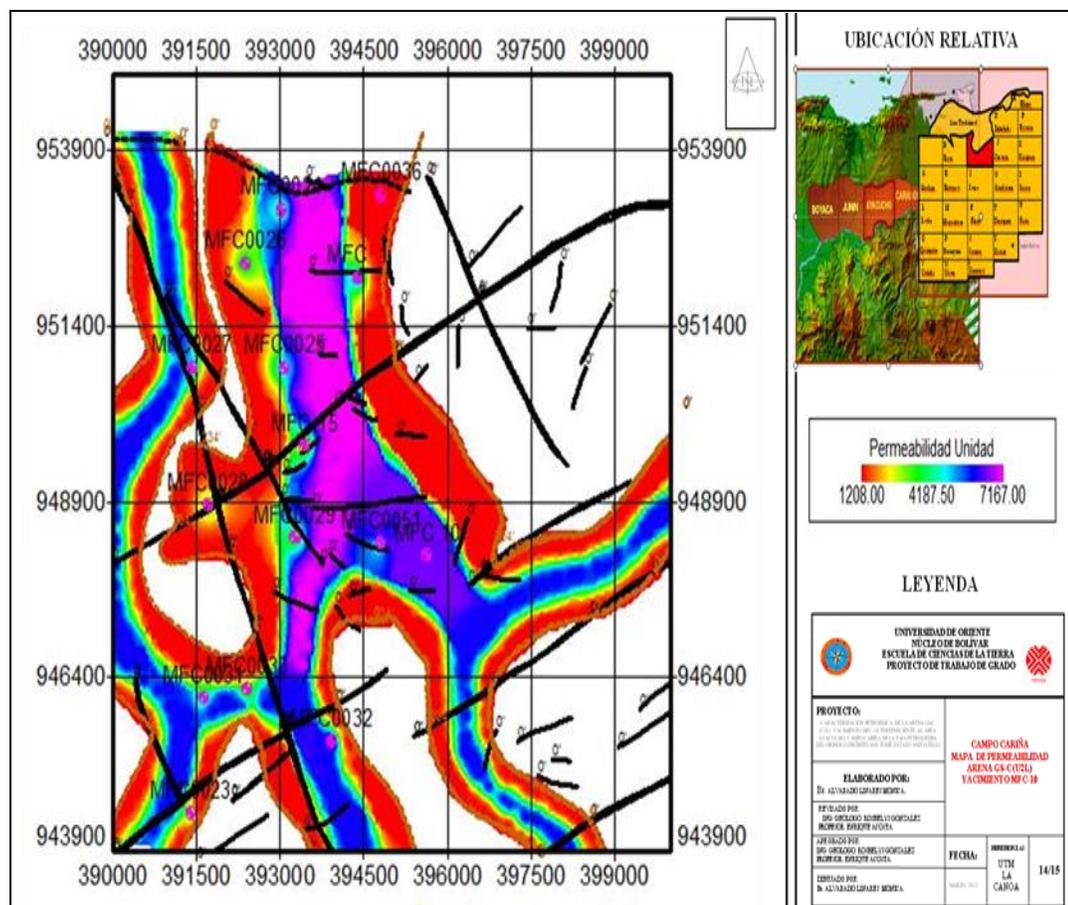


Figura 5.6 Mapa de Permeabilidad de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10

5.4.5.5 Mapa de Isosaturación de Agua:

La mayor saturación de agua se localizó en la zona interpretada como llanura de inundación. Se debe destacar que en las zonas donde se encuentran los canales se localizan las menores saturaciones de agua. (Anexo 15).

Este mapa permite observar la distribución de agua en el yacimiento, con valores que oscilan entre 7% y 30% como lo representa la escala grafica de colores. (Figura 5.7).

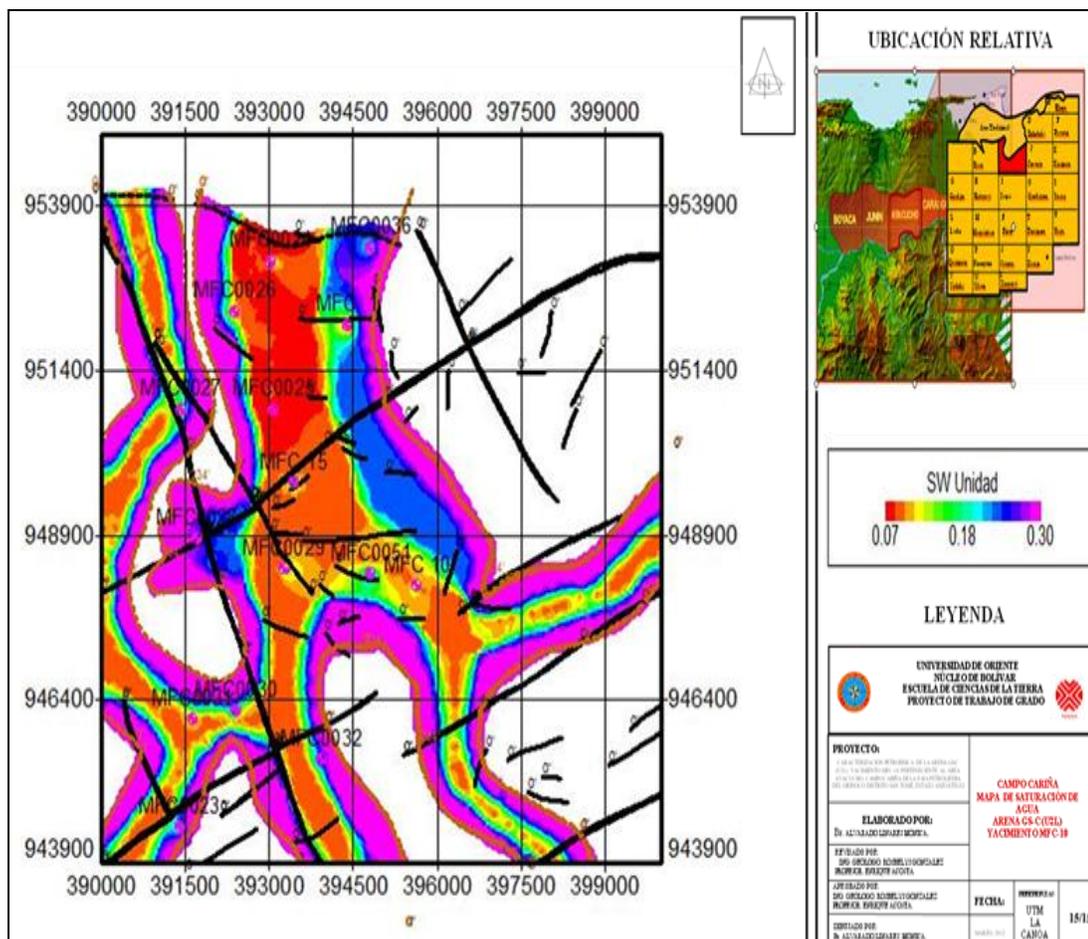


Figura 5.7 Mapa de Saturación de Agua de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10

5.5 Elaboración del mapa isópaco-estructural

Representa la integración del mapa estructural y el mapa isópaco de ANP, además de reflejar los límites del yacimiento. Para el Este yacimiento el entrapamiento es de tipo combinado, es decir, está controlado tanto por elementos estructurales como estratigráficos. La estructura interpretada es un homoclinal de buzamiento suave alrededor de 2°. Hacia el Noreste, atravesada por dos sistemas de fallas normales con rumbo preferencial Noreste-Sureste y Noreste-Suroeste (Anexo 10).

Desde el punto de vista de yacimiento las arenas del canal en su zona axial son las que presentan las mejores características petrofísicas (K y ϕ) ya que fueron depositadas en un ambiente de alta energía; siguen en calidad las arenas de abanico de rotura, cuya permeabilidad es baja y presenta con frecuencia intercalaciones lutíticas.

Con este mapa se delimitaron dos yacimientos probados U2L MFC-1, U2L MFC-10, además se delimitó un prospecto probable de serie 100, el U2L MFC-27. Podemos resaltar que estos yacimientos no poseen contacto agua petróleo (CAPO), siendo la AN=ANP en todos los pozos dentro de estos yacimientos.

Los yacimientos delimitados en este estudio son los siguientes:

1) Yacimiento U2L MFC-1: está delimitado al Norte por un límite arbitrario a - 3170' al Sur por dos fallas Normales, una de rumbo Noreste-Suroeste y buzamiento Noroeste, y otra de rumbo Noroeste-Sureste de buzamiento Noreste, al Oeste y Este está demarcado por límites de roca.

2) Yacimiento U2L MFC-10: se encuentra delimitado al Norte por una falla principal de rumbo Noreste-Suroeste y buzamiento Noroeste. al Oeste por una falla de rumbo Noroeste-Sureste y buzamiento Noreste, al Sur por un límite de roca y una falla de rumbo Noreste-Suroeste de buzamiento Noreste, y al Este está demarcado por un límite de roca.

3) Prospecto U2L MFC-27 se encuentra delimitado al Norte por un límite arbitrario de -3170', al Oeste por una falla de rumbo Noroeste-Sureste de buzamiento Noreste y al Este por límites de roca.

5.6 Cuantificación de reservas

Mediante el método volumétrico,(2.1) se realizó el cálculo de reservas de hidrocarburo líquido. La tabla 5.3, muestra las reservas calculadas para la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10, y las reservas probables. Esto manejando un factor de recobro del 10%, el cual es el estándar para los pozos de los Campo de crudo extra pesado.

$$P_{oe} = \frac{7758 * V_b * \Phi * S_{oi}}{E}$$

Donde:

V_b = Volumen del Yacimiento

S_{oi} = Saturación inicial de Petróleo

Φ = Porosidad

B_{oi} = Factor Volumétrico

5.6.1 Volumen del yacimiento:

A partir de la generación de del mapa Isópaco y de las parcelas ya establecidas en el Campo, se procedió a calcular el área y volumen bajo la herramienta Sigemap V8. La tabla (5.3), muestra los cálculos respectivos del Campo Cariña, bajo las líneas isópacas del intervalo U2L.

Tabla 5.3 Volumen y área de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento-MFC-10

Área Total (Mts2):	28.712.186,866365
Área Total (Acres):	7.094,781375
Vol. Total (Mts3):	210.306.025,331123
Vol. Total (Acres Pés):	170.494,161818

5.6.2 Saturación inicial del yacimiento

A partir del cálculo de la saturación inicial, y partiendo de un sistema bifásico, la saturación inicial se cálculo con la ecua (2.2).

$$I = S_{oi} - S_w$$

$$S_{oi} = 0.17$$

5.6.3 Factor Volumétrico del Petróleo

El POES calculado por el método volumétrico implico factores tales como volumen, porosidad, saturación de petróleo, factor volumétrico inicial del petróleo, de esta manera se calculo el POES por yacimiento, obteniéndose los siguientes resultados (Tabla5.4)

Tabla 5.4 Petróleo original en sitio (POES)

YACIMIENTO	VOLUMEN	Ø	Soi	Boi	POES
(U2L) MFC-10	(Acre-pies)	(Fracción)	(Fracción)	(BY/BN	(MMBN)
	170.494,16	0,29	0,9	1.1765	271.100,00

La siguiente tabla 5.5 contiene la comparación entre los POES obtenidos en este estudio y los oficiales, obteniendo que para el yacimiento U2L MFC-10 hubo una disminución de 31% del POES con respecto a los oficiales.

Tabla 5.5 Comparación POES oficial y Calculado

YACIMIENTO	POES(MMBN)		Diferencia (MBN)	Diferencias %	Observación
	Oficial	Calculado			
(U2L) MFC10	393.167	271.100	122.06	31	Disminución

Luego de obtener el POES y haber calculado el factor de recobro obtenemos las reservas recuperables y remanente (Tabla 5.6).

Tabla 5.6 las reservas recuperables y remanente

YACIMIENTO	Reservas Recuperables (MMBN)	Factor de Recobro%	NP (MBN)	Reservas Remanentes (MMBN)
(U2L) MFC10	27	10	1.845.944	25

5.7 Propuesta para futuras zonas de localizaciones

Toda propuesta para futuras localizaciones A partir de los mapas generados, como el de paleoambiente, isopropiedades y la nueva interpretación del mapa isópaco-estructural, se pueden proponer ciertas zonas del yacimiento que son prospectivas.

Por presentar buenas propiedades petrofísicas y tener buen espacio para acomodar los pozos de manera horizontal sin interferir con el área de barrido de los pozos vecinos. Bajo estas mismas razones se propone en la zona Suroeste del yacimiento la localización debido a que esta zona posee buenos espesores alrededor de los 20' y cómodamente se puede realizar un pozo horizontal. También tenemos la localización en dirección Noreste es una buena propuesta a la hora de realizar una perforación

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1) Se definieron nuevos topes en algunos pozos, que se reflejan en los cambios de la estructura de la arena, área, volumen y los límites del yacimiento. Se observó la continuidad lateral y vertical, así como la geometría de la Arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10, notándose el buen desarrollo de espesores de las mismas, teniendo que la arena U2L alcanza espesores promedios alrededor de 42 pies. Se observaron cambios laterales de facies de relleno de canal, abanicos de rotura y lutitas llanuras de inundación.

2) Estructuralmente se demuestra la tendencia de un homoclinal de alrededor de 2° hacia el Noreste, atravesada por dos sistemas de fallas normales con rumbo preferencial Noroeste-Sureste y Noreste-Suroeste con saltos verticales que varían entre 35 y 200 pies.

3) Se interpretó que el ambiente de sedimentación de la Arena (U2L), corresponde a un ambiente continental fluvial, en la parte Sur del área y deltaico, el cual se extiende a llanura deltaica alta en las partes central y Norte del área, teniendo en cuenta que con la información de núcleo del pozo MFC-26 se confirmó el ambiente de sedimentación antes descrito. La anchura de las paleocorrientes oscila entre 1,2 y 3 Km, teniendo así canales de gran extensión.

4) Luego de elaborada la caracterización petrofísica, las características fueron representadas en los mapas de isopropiedades, definiendo las zonas de mejor calidad en concordancia con el modelo sedimentológico interpretado obteniendo los

siguientes promedios ponderados de porosidad de un 29%, arcillosidad de un 8%, permeabilidad de 4026 mD y saturación de agua de un 17%.

5) En este Yacimiento MFC-10 Arena GS-C (U2L) se calculó un POES de 271MMBN presentando unas reservas recuperables de 27MMBN de la cual presenta de 25 MMBN reservas remanentes.

6) Con la determinación de reservas se obtuvo una disminución del 31% del POES para el yacimiento MFC-10.

7) Se pudo determinar que las mejores zonas para futuras explotaciones son las zonas Suroeste y la zona Noreste por tener buenas propiedades petrofísicas y buenos espesores a la hora de realizar nuevas localizaciones de hidrocarburos.

RECOMENDACIONES

Recomendaciones a la Unidad de yacimientos extrapesados, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA). Distrito San Tome. Estado Anzoátegui:

1) Oficializar el mapa isópaco estructural y las reservas del yacimiento en el Ministerio para el Poder Popular de Energía y Petróleo, finalidad de este estudio, que ha sido elaborado tomando en cuenta información estratigráfica, estructural, sedimentológica y petrofísica del campo.

2) Tomar apoyo en las secciones estratigráficas y estructurales de este proyecto para futuras navegaciones como también los resultados de la caracterización petrofísica de este estudio para futuras propuestas de localizaciones.

REFERENCIAS

Acosta E, Rosales E. (2.006). **MANUAL DE INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA**. PDVSA-San Tomé, pp 188

Alcalá, Eludís (2.005). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. PDVSA-San Tomé, pp 2-8.

Alfonsí, P. (1.999). **SEDIMENTOLOGIA DE CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES**. CIED Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo. Venezuela, pp115.

Allen, George. (1.989). **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPOSITOS CLÁSTICOS**. Total Exploración Laboratory, pp: 44-77.

CIED. (1997). **REGISTROS DE POZOS**. Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, Venezuela, pp. 7-33.

CIED. (1999). **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**. Centro internacional de educación y desarrollo, Caracas, P. 34.

Coleman & Prior (1.992). **DELTA ENVIRONMENT AND FACIES**, pp 39-178.

Díaz, Randy. (2010). **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS EN LA ARENA U1 DEL CAMPO ARECUNA, PERTENECIENTE AL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. DISTRITO SAN TOME, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar

González de Juana; Iturralde, C; Picard, X. (1.976) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Tomo I y II. Ediciones Foninves, Caracas Venezuela. pp 615-920.

Galloway & Hobday (1.996). **TERRIGENOUS CLASTIC DEPOSITIONAL SYSTEMS**. BERLIN, pp 365-423.

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

Mierú, Ricardo (1.994). **GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**. UIS. pp 5-30.

Petróleos de Venezuela PDVSA-CIED, (1.998) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. Tercera versión, pp 4-26.

Petróleos de Venezuela PDVSA-CIED, (2.002) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. Quinta versión, pp 65.

Petróleos de Venezuela PDVSA-Intevep (2.006). **CODIGO ESTRATIGRÁFICO DE LAS CUENCAS PETROLIFERAS DE VENEZUELA**, 15 de julio 2006, (<http://www.pdv.com/lexico>).

Petróleos de Venezuela S. A. (PDVSA-Intevep) (2006). **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA**. 20 de mayo 2008, [<http://www.pdv.com/lexico>].

PDVSA (2008), **“MODELO ESTÁTICO CAMPO CARIÑA”**. pp. 15-25.

Rivadulla, Rosario (2.003). **MAPAS GEOLÓGICOS (SUPERFICIE Y SUBSUELO)**. Universidad de Oriente, Fundageominas, Ciudad Bolívar, Venezuela; pp 70.

Sabino, C. (1992). **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN**. Editorial Panapo. Caracas, Venezuela, pp. 89,142.

Rojas, Erika. (2009). **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLOGICO DE LA ARENA R0 DEL CAMPO ARECUNA, PERTENECIENTE AL DISTRITO MÚCURA EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO EN EL ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar

Rojas Leonardo.(1996) **TALLER DE CARTOGRAFÍA DEL SUBSUELO PDSA**, Gerencia de Subsuelo y Reservas, Puerto La Cruz, Venezuela, pp 10-15.

Schlumberger (1999). **INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS**. CIED
-PDVSA Puerto la Cruz p.135.

Tamayo, M. (2000). **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA**. Prentice Hill, Barcelona España, pp. 51,115

APÉNDICES

APÉNDICE A
Base de datos completa

Tabla A.1 Base de datos

N°	POZO	GEOMETRIA	EMR (ft)	TVD (ft)		TVDSS (ft)		Espesor (ft)	AN (ft)	ANP (ft)	Coordenadas Superficie (UTM)		Coordenadas FONDO (UTM)	
				TOPE (U2L)	BASE (U2L)	TOPE (U2L)	BASE (U2L)				Unidad	Norte	Este	Norte
1	MFC-01	VERTICAL	561,0	3681	3744	-3120	-3183	64	25'	25'	952079,9	394395,4	952079,9	394395,4
2	MFC-10	VERTICAL	473,5	3110	3145	-2723	-2748	25	10+20'	10+20'	948116,2	395641,0	948116,2	395642,0
3	MFC-15	VERTICAL	415,0	3214	3250	-2799	-2835	36	4+20'	4+20'	949690,5	393446,0	949690,0	393445,0
4	MFC-23	VERTICAL	600,0	3125	3159	-2525	-2559	34	8'	8'	944438,0	391400,0	944438,0	391400,0
5	MFC-24	VERTICAL	571,7	3715	3760	-3143	-3188	45	40'	40'	953050,0	393032,0	953050,0	393032,0
6	MFC-25	VERTICAL	468,4	3510	3565	-3055	-3111	56	41'	41'	950800,0	393079,0	950798,5	393079,3
7	MFC-26	VERTICAL	514,9	3613,8	3658	-3099	-3143	44	30'	30'	952281,0	392365,0	952281,0	392365,0
8	MFC-27	VERTICAL	419,7	3335	3369	-2915	-2950	10	10+15'	10+15'	950800,0	391411,0	950800,0	391411,0
9	MFC-28	VERTICAL	357,0	3020	3050	-2662	-2692	30	8+5'	8+5'	948842,0	391715,0	948842,0	391715,0
10	MFC-29	VERTICAL	366,3	3015	3055	-2649	-2703	40	30'	30'	948375,0	393268,0	948375,0	393268,0
11	MFC-30	VERTICAL	374,5	2929	2964	-2555	-2589	35	7'	7'	946211,9	392389,7	946211,9	392389,7
12	MFC-31	VERTICAL	422,5	2969	3018	-2547	-2595	49	35'	35'	946090,0	391622,0	946090,0	391622,0
13	MFC-32	VERTICAL	424,3	2982	3000	-2558	-2589	31	16'	16'	945488,0	393916,0	945488,0	393915,0
14	MFC-36	VERTICAL	638,2	3778	3831	-3140	-3192	52	16+19'	16+19'	953254,0	394593,0	953254,0	394593,0
15	MFC-39	VERTICAL	417,4	3220	NP	-2803	NP		10+32'	10+32'	949318,0	394007,0	948398,6	394303,1
16	MFC-39	HORIZONTAL	417,4	3197	3243	-2779	-2825	46	12+NP	12+NP	949318,0	394007,0	949318,0	394007,0
17	MFC-39-02	HORIZONTAL	417,4	3230	NP	-2812	NP		19+NP	19+NP	949318,0	394007,0	948346,1	3937483,7
18	MFC-40-HC	HORIZONTAL	418,2	3186	NP	-2768	NP		9+8'	10+8'	949326,0	394007,0	949446,2	395457,6
19	MFC-42-HF	HORIZONTAL	418,9	3200	3249	-2781	-2830	49	20+7'	20+7'	949334,0	394007,0	949402,7	395800,6
20	MFC-42	HORIZONTAL	418,9	3194	3214	-2775	-2795	20	22+NP	22+NP	949334,0	394007,0	949807,0	395327,0
21	MFC-43-HC	HORIZONTAL	419,5	3187	3215	-2768	-2795	27	20+NP	20+NP	949342,0	394007,0	948728,1	393172,0
22	MFC-43-01	HORIZONTAL	419,5	3189	3190	-2770	-2795	25	20+NP	20+NP	949342,0	394007,0	948716,4	393135,7
23	MFC-44-HF	HORIZONTAL	420,3	3190	3253	-2770	-2833	63	53'	53'	949334,0	394007,0	949909,0	394888,0
24	MFC-44	HORIZONTAL	420,3	3218	3254	-2797	-2833	36	30+NP	30+NP	949350,0	394007,0	950186,0	395172,0
25	MFC-45-HC	HORIZONTAL	420,8	3186	3226	-2765	-2805	40	35+NP	35+NP	949358,0	394007,0	949130,2	392999,4
26	MFC-45-HF	VERTICAL	420,8	3184	3237	-2764	-2816	52	6+3+36'	6+3+36'	949358,0	394007,0	949167,3	393109,6
27	MFC-45-01	HORIZONTAL	420,8	3186	3230	-2765	-2809	44	30+NP	30+NP	949358,0	394007,0	949358,0	394007,0
28	MFC-46	HORIZONTAL	380,5	3085	3140	-2705	-2759	54	13+8'	13+8'	948255,0	394796,1	947227,2	395448,1
29	MFC-46-HF	HORIZONTAL	380,5	3065	3100	-2685	-2719	34	32+8'	32+8'	948255,0	394796,1	947537,8	395376,1
30	MFC-47	HORIZONTAL	381,2	3099	3152	-2718	-2770	52	25+12'	25+12'	948263,0	394796,1	948264,0	394796,1
31	MFC-48	HORIZONTAL	381,9	3080	3110	-2698	-2728	30	25+4'	25+4'	948271,0	394796,1	947357,0	394198,0
32	MFC-49-HF	HORIZONTAL	382,6	3122	3155	-2740	-2772	32	25+18'	25+18'	948279,0	394796,1	948687,2	396113,3
33	MFC-49-	HORIZONTAL	382,6	3100	3150	-2717	-2767	50	45'	45'	948280,0	394796,1	948687,2	396113,3
34	MFC-50-HF	HORIZONTAL	383,1	3060	3100	-2677	-2717	40	35'	35'	948288,0	394796,1	949020,1	395951,6
35	MFC-50	HORIZONTAL	383,1	3120	3170	-2736	-2796	59	35'	35'	948288,0	394796,1	949020,1	395951,6
36	MFC-51	HORIZONTAL	383,4	3140	3150	-2725	-2766	41	18+NP	18+NP	948295,9	394796,1	948295,0	394796,0
37	MFC-51-HF	VERTICAL	383,4	3115	3150	-2732	-2766	34	0+20'	0+20'	948295,9	394796,1	947590,1	395368,6
38	MFC-52	HORIZONTAL	381,6	3149	3150	-2738	-2768	20	16+17'	16+17'	948335,9	394796,1	948919,2	395966,6
39	MFC-53	HORIZONTAL	381,6	3105	3155	-2723	-2773	51	15+20+12'	15+20+12'	948327,9	394796,1	948638,8	396273,5
40	MFC-54	HORIZONTAL	381,6	3100	3118	-2718	-2736	18	20+NP	20+NP	948319,9	394796,1	948157,8	396106,5
41	MFC-55	HORIZONTAL	381,6	NP	NP	NP	NP				948311,9	394796,1	947153,9	395342,6
42	MFC56-OH	HORIZONTAL	417,0	3180	3212	-2763	-2795	32	15+8'	15+8'	949248,0	394007,0	948559,1	394764,7
43	MFC-57	HORIZONTAL	416,9	3192	3243	-2775	-2826	51	10+20+18'	10+20+18'	949263,0	394007,0	949671,9	395490,6
44	MFC-58-OH	HORIZONTAL	416,9	3081	NP	-2665	NP		22'	22'	947589,7	396442,1	946599,8	397243,5
45	MFC-59	HORIZONTAL	391,1	3050	NP	-2659	NP		11+NP	11+NP	947589,7	396442,1	946666,6	397380,1
46	MFC-59-HF	HORIZONTAL	391,1	3099	3123	-2708	-2731	23	12+NP	12+NP	947589,7	396442,1	947772,5	397387,0
47	MFC-60	HORIZONTAL	391,1	3042	NP	-2651	NP		20'	20'	947597,7	396442,1	946353,0	395864,2
48	MFC-60-HF	HORIZONTAL	372,9	3066	3095	-2694	-2722	28	16'	16'	947597,7	396442,1	946860,2	395892,1
49	MFC-61	VERTICAL	392,5	3069	3090	-2677	-2697	21	20'	20'	947605,7	396442,1	946558,9	395790,6
50	MFC-61-HF	HORIZONTAL	392,5	3101	3120	-2709	-2727	18	10'	10'	947605,7	396442,1	946558,9	395790,6
51	MFC-62	HORIZONTAL	393,1	3080	NP	-2686	NP		11+NP	11+NP	947613,7	396442,1	946804,0	395680,0
52	MFC-63	HORIZONTAL	393,9	3111	NP	-2718	NP		20'	20'	947621,7	396442,1	946924,8	395564,4
53	MFC-64	HORIZONTAL	422,5	3210	3230	-2787	-2807	20	20'	20'	949278,0	394007,0	950404,6	394280,4
54	MFC-65-OH	HORIZONTAL	391,1	NP	NP	NP	NP		NP	NP	947585,0	396462,0	947378,7	397691,2
55	MFC-65-HF	VERTICAL	391,1	3090	3140	-2698	-2748	50	0+20'	0+20'	947585,0	396462,0	947198,0	396939,0
56	MFC-66-HF	VERTICAL	378,8	3088	3140	-2710	-2748	50	8'	8'	947656,0	396462,0	947715,0	396391,0
57	MFC-66	VERTICAL	378,8	3098	3140	-2720	-2761	41	10'	10'	947585,0	396462,0	947585,0	396462,0
58	MFC-67	HORIZONTAL	391,9	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	947586,3	396462,0	947586,3	397788,3
59	MFC-68	HORIZONTAL	392,6	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	947601,0	396462,0	947707,8	397730,3
60	MFC-69	HORIZONTAL	393,3	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	947609,0	396462,0	947907,1	397588,0
61	MFC-70	HORIZONTAL	394,1	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	947617,0	396462,0	948126,9	397433,7
62	MFC-71	HORIZONTAL	395,1	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	947625,0	396462,0	948270,2	397440,2
63	MFC-72	HORIZONTAL	395,6	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	947633,0	396462,0	947633,0	396462,0
64	MFC-73	HORIZONTAL	396,3	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	947641,0	396462,0	947573,0	395235,0
65	MFC-74	HORIZONTAL	453,3	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	948646,0	395767,0	949316,0	396441,0
66	MFC-75	HORIZONTAL	452,4	3218	3230	-2765	-2777	12	12'	12'	948638,0	395767,0	949135,0	396441,0
67	MFC-76	HORIZONTAL	451,4	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	948630,0	395767,0	948999,0	396111,0
68	MFC-77	HORIZONTAL	450,7	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	948622,0	395767,0	948758,0	396340,0
69	MFC-78	HORIZONTAL	449,6	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	948613,0	395767,0	948538,0	396394,0
70	MFC-79	HORIZONTAL	448,9	3180	NP	-2731	NP	NP	5+NP	5+NP	948606,0	395767,0	948697,0	396896,0

APÉNDICES B

Valores obtenidos del análisis petrofísico

Tabla B.1 Valores petrofísicos

POZOS	$\Phi_e\%$	SW	Vsh%	TIMUR	ANP (PIES)
MFC-01	33	9	5	5.543	47
MFC-10	31	14	6	6.385	28
MFC-15	24	22	12	1.961	27
MFC-23	30	15	10	3.821	9
MFC-24	28	17	6	4.065	44
MFC-25	29	7	7	4.785	46
MFC-26	29	11	8	3.811	43
MFC-27	28	15	4	5.301	28
MFC-28	28	30	8	2.970	7
MFC-29	25	17	6	3.422	23
MFC-30	28	28	10	2.793	6
MFC-31	29	11	7	4.118	34
MFC-32	33	25	3	7.167	13
MFC-36	27	20	17	1208	22
MFC-39	29	10	8	4369	32
MFC-45	30	11	6	3210	13
MFC-51	31	23	8	3508	26
Promedio	29	17%	8%	4026 mD	

ANEXOS

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

Título	CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA ARENA GS-C (U2L) YACIMIENTO MFC-10 DEL CAMPO CARIÑA PERTENECIENTE A LA UNIDAD DE PRODUCCIÓN EXTRAPESADO, DISTRITO SAN TOMÉ, DIVISIÓN AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Alvarado linares Mónica de la concepción	C	20773086
	e	monicalvarado_3@hotmail.com
	e-mail	
	C	
	e	
	e-mail	
	C	

	e	
	e	
	-mail	
	C	
	e	
	e	
	-mail	

Palabras o frases claves:

Arcillosidad
porosidad
propiedades
Petrofísica
reservas

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

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Departamento de geología	geología

Resumen (abstract):

El Campo Cariña está ubicado entre los municipios San José Guanipa e Independencia de Estado Anzoátegui, en la región Nororiental del Bloque de Ayacucho, en la Faja Petrolífera de Orinoco. El estudio, fue realizado en la superintendencia de yacimientos extrapesado de PDVSA-San Tomé. 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. Estructuralmente se encuentra ubicado en una estructura de buzamiento suave de alrededor de 2° hacia el Noroeste, atravesada por dos sistemas de Fallas Normales con rumbo preferencial Noroeste-Sureste y Noreste-Suroeste. Este Campo tiene un área aproximada de 528Km². Como objetivo principal de este trabajo de grado es Caracterizar Petrofísicamente la arena GS-C (U2L) Yacimiento MFC-10 del Campo Cariña, para cumplir con este objetivo se realizó la correlación de 79 pozos, mediante los registros inducción a escala 1:500 (TVD), determinándose el mejor horizonte para dicho proyecto, los intervalos fallados, tope y base de la Arena GS-C (U2L) tomándose además la lectura de la arena neta y también los espesores de arena neta petrolífera, una vez obtenida la correlación se generó el modelo estructural partiendo de las trazas de fallas, topes de fallas y topes de la Arena U2L se elaboraron mapas de AN y ANP, este último permitió

delimitar el yacimiento. Luego se elaboró el modelo estratigráfico-sedimentológico el cual permitió definir la continuidad lateral y vertical de la arena, además definir el ambiente de deposición, el cual corresponde a un ambiente fluvial, en la parte Sur del área y Deltaico, el cual se extiende a llanura deltaica alta en las partes central y Norte del área. De la evaluación petrofísica se determinó un volumen de arcilla (Vsh) promedio de 8%, porosidad efectiva (ϕ_e) de 29%, permeabilidad (K) 4026 mD y saturación de agua de un 17% con estos resultados se realizaron los mapas de Isopropiedades. Se realizaron los cálculos de reservas para el yacimiento, lo cual disminuyó un 5% y por último se proponen las mejores zonas para futuras perforaciones de nuevos pozos.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail																				
Enrique Acosta	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">R</td> <td style="width: 20%;"></td> <td style="width: 20%;"></td> <td style="width: 20%;"></td> <td style="width: 20%;"></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">OL</td> <td style="text-align: center;"><input type="text"/></td> <td style="text-align: center;"><input type="text"/></td> <td style="text-align: center;"><input type="text"/></td> <td style="text-align: center;"><input type="text"/></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">C</td> <td colspan="4"></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">e</td> <td colspan="4"></td> </tr> </table>	R					OL	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	C					e				
R																					
OL	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>																	
C																					
e																					

	e -mail	
Berenice Sandoval	R OL	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
	C	
	e	
	e -mail	
Francisco Monteverde	R OL	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
	C	
	e	
	e -mail	
	R OL	<input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/> <input type="text"/>
	C	
	e	
	e -mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año Mes Día

2013	0	2
5	0	

LenguajeSpa

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

Archivo(s):

Nombre de archivo
CARACTERIZACIÓN PETROFISICA DE LA ARENA GS-C (U2L) YACIMIENTO MFC-10 DEL CAMPO CARIÑA

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

Alcance:

Espacial

:

(Opcional)

Temporal:

(Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo: GEOLOGO

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Área de Estudio: Departamento de Geología

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

CUN°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.

Publicación que hago a usted a los fines consiguientes.

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

Cordialmente,

Juan A. Bolaños Currelo
JUAN A. BOLAÑOS CURRELO
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."

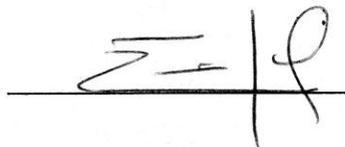


AUTOR 1

MÓNICA ALVARADO



AUTOR 2



TUTOR

ENRIQUE ACOSTA