

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MODELO GEOLÓGICO DEL INTERVALO DE PRODUCCIÓN “R3”
PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO
CARIÑA DEL DISTRITO SAN TOMÉ, FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO**

Trabajo Especial de Grado Presentado
Ante la ilustre Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Andrés Aché para Optar
Al título de Ingeniero Geólogo

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO GEOLÓGICO DEL INTERVALO DE PRODUCCIÓN “R3” PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO CARIÑA DEL DISTRITO SAN TOMÉ, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Trabajo Especial de Grado Presentado
Ante la ilustre Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Andrés Aché para Optar
Al título de Ingeniero Geólogo

Tutor Académico: Ing. Adriana González

Tutor Industrial: Ing. Luís Rodríguez

Caracas, 2012

Caracas, 12 de Diciembre de 2012

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el consejo de escuela de Ingeniería Geológica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller ANDRÉS ACHÉ.

**MODELO GEOLÓGICO DEL INTERVALO DE PRODUCCIÓN “R3”
PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO
CARIÑA DEL DISTRITO SAN TOMÉ, FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geólogo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Rafael Falcón
Jurado

Prof. Lenin González
Jurado

Prof. Adriana González
Tutor Académico

AGRADECIMIENTOS

A Dios...

A mi familia, mi mamá Lisbeth de, mi papá Alberto, por ser fuente de inspiración y de apoyo pleno en toda mi carrera Universitaria, a mis hermanos Lisette y Brian, que siempre estuvieron apoyándome en las buenas y malas.

A mis compañeros de clase, que siempre estuvieron en mi desarrollo académico, especialmente a Aury Carrasco, Jean González y Diana Marrero y Gustavo Naylander que siempre estuvieron en el principio de la carrera. A los compañeros de la escuela de Geología; a Marco Figueira, Luis Romero, Andreina Fernandez, Laura Martins, Fernando Nevado, Diego Zarate (el llanero), y otros...

Un agradecimiento especial a mí querida Andrea, por siempre estar ahí conmigo, por haber compartido gran parte de la carrera y por haberme brindado gratos momentos.... Por eso y mucho mas gracias...

A Mi tutora académica Adriana González, por su apoyo.

A la bibliotecóloga y buena amiga, “Señora Morella”, por sus tardes de café y su buen humor.

A todos los profesores que conforman la Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

“Y la vida no tiene, en principio ninguna finalidad, basta con seguir adelante, eso es todo”. La Montaña del Alma.

Gao Xingjian-Premio Nobel

Aché C, Andrés R

**MODELO GEOLÓGICO DEL INTERVALO DE PRODUCCIÓN
“R3” PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA EN EL
CAMPO CARIÑA DEL DISTRITO SAN TOMÉ, FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Adriana González. Tutor Industrial: Ing. Luís
Rodríguez. Caracas, UCV Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería Geológica. Año 2012. 296 p.**

**Palabras claves: Cuenca Oriental de Venezuela, Faja Petrolífera del
Orinoco, Edo. Anzoátegui, Campo Cariña, Distrito San Tomé, Modelo
Sedimentológico, Modelo Estructural, Modelo Petrofísico.**

RESUMEN

El estudio, llevado a cabo en la Superintendencia de Yacimientos extrapesados de PDVSA-San Tomé, tiene como objetivo principal, generar un modelo geológico que permita caracterizar el intervalo de producción “R3”, delimitando un yacimiento y su cuantificación de reserva, para ello se correlacionaron 211 pozos, partiendo de los pozos que poseen núcleos, esto con el fin de verificar la geometría y continuidad lateral del intervalo, que permitieron validar el modelo sedimentológico del Campo. A partir de las secciones estructurales realizadas, se validaron las principales fallas normales que dividen los campos Bare, Cariña y Melones, así como también las fallas internas del Campo de estudio. El tren de fallas se orientó SO-NE y SE-NO, el sistema de fallamiento, corresponde a la geodinámica distensiva del sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. El ambiente de depositación, está enmarcado dentro de un sistema deltaico, caracterizado al sur por una planicie deltaica, donde se desarrollan canales distributarios, y hacia el norte un desarrollo de valles

estuarinos, evidenciado por la interacción de las ocurrencias de quistes de dinoflagelados, polen de manglares y bosques costeros, detallados en el núcleo MFC0026. La integración del modelo sedimentológico y estructural permitió delimitar el yacimiento R3-MFC 29, el cual se ubica entre las coordenadas UTM X=396891,23-Y=945255,75 y X=391794,21-Y=950232,8. Los promedio ponderados de los parámetros petrofísicos son los siguientes; permeabilidad 2593,85 mD, porosidad 26,4%, saturación de agua 23.76% y un volumen de arcilla de 9,2%. El POES estimado es de 123.904,71 MBN y basados en los parámetros de recuperación de la gerencia de EEII, las reservas recuperables son de 12.390,47 MBN. Se proponen tres pozos exploratorios al oeste del campo, que permiten reducir el grado de incertidumbre geológica y dos macollas de producción dentro del yacimiento propuesto R3-MFC 29, que cumplirían con la cuota prevista para el portafolio de oportunidades previsto para el periodo 2014-2015.

ÍNDICE

Contenido

CAPITULO I	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.1.1 Consideraciones generales	1
1.2 FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.2.1 Planteamiento del Problema.....	2
1.2.2 Justificación.....	2
1.2.3 Objetivos	3
1.2.3.1 Objetivo General.....	3
1.2.3.2 Objetivos específicos.....	3
1.4 ANTECEDENTES.....	4
CAPITULO II	8
2.1 GEOLOGIA REGIONAL Y GENERALIDADES.....	8
2.1.1 Generalidades de la Cuenca Oriental de Venezuela	8
2.1.2 Geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	13
2.1.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela	19
2.1.4 Marco estructural del Campo Cariña	21
2.1.5 Estratigrafía del Campo Cariña.....	22
CAPITULO III	24
3.1 MARCO TEÓRICO	24
3.1.1 Yacimientos Hidrocarburíferos.....	24
3.1.2 Ambientes Sedimentarios.....	24
3.1.3 Ambiente continental	26
3.1.4 Ambiente deltáico	27
3.1.5 Facies y ambientes depositacionales de un ambiente deltaico	30

3.1.6	Identificación de Electrofacies	34
3.1.7	Terminología utilizada para realizar medidas en los registros.....	35
3.1.8	Secciones Estratigráficas	37
3.1.9	Secciones Estructurales	37
3.1.10	Mapas Geológicos.....	38
3.1.11	Análisis Petrofísico	38
3.1.11.3	Mapas de isopropiedades.....	40
3.1.12	Reservas de Hidrocarburos	41
3.1.13	Cálculo de Reservas	41
3.1.14	Método Volumétrico.....	42
CAPITULO IV	43
4.1	MARCO METODOLÓGICO	43
4.1.1	Recopilación de la información documental.....	43
4.1.2	Validación de la información	44
4.1.3	Realizar una base de datos	44
4.1.4	Modelo Sedimentológico	45
4.1.5	Modelo Estructural.....	50
4.1.6	Modelo Petrofísico:.....	51
4.1.7	Calculo de Reservas	56
4.1.8	Ubicación de nuevas localizaciones de pozos:	59
CAPITULO V	60
5.1	RESULTADOS.....	60
5.1.1	Modelo Sedimentológico	60
5.1.2	Modelo Estructural.....	75
5.1.3	Modelo Petrofísico.....	80
5.1.4	Calculo de Reservas	85
5.1.5	Localizaciones.....	87

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	89
Conclusiones	89
Recomendaciones	91
REFERENCIAS	93
(ANEXOS)	97
APENDICE I	98
APENDICE II	108

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO I	1
FIGURA N° 1. UBICACIÓN DEL CAMPO CARIÑA	1
CAPITULO II	8
FIGURA N° 2. CORTE GEOLÓGICO CONCEPTUAL N-S, DEL CINTURON DE DEFORMACIÓN DEL CARIBE EN CURAZAO HASTA EL RÍO ORINOCO.	10
FIGURA N° 3. CORTE GEOLÓGICO CONCEPTUAL NO-SE, DESDE LA PLATAFORMA DE MARGARITA- LOS TESTIGOS HASTA EL RÍO ORINOCO.....	10
FIGURA N° 4. TABLA DE CORRELACIÓN DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	12
FIGURA N°5. CUATRO ESTADOS DEL DESARROLLO DE LA PLACA CARIBE DESDE EL EOCENO HASTA EL RECIENTE.	18
FIGURA N°6. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CARIÑA. ...	23
CAPITULO III	24
FIGURA N° 7. DIFERENTES TIPOS DE AMBIENTES SEDIMENTARIOS	25
FIGURA N° 8. DIFERENTES TIPOS DE CANALES DENTRO DE LOS SISTEMAS FLUVIALES.....	27
FIGURA N° 9. TIPOS DE DELTAS	30
FIGURA N° 10. ASOCIACIÓN DE FACIES EN UN MODELO DELTÁICO	33
FIGURA N° 11. REPRESENTACIÓN DE CURVAS SP Y/O GR.....	35
FIGURA N° 12. DIAGRAMA QUE MUESTRA LA TERMINOLOGÍA GENERAL DE LOS REGISTROS.....	36
CAPITULO IV	43
FIGURA N°13. FLUJOGRAMA DE TRABAJO	43
FIGURA N° 14. CUADRANGULO DEL CAMPO CARIÑA Y LA UBICACIÓN DE LOS NUCLEOS DISPONIBLES	45

FIGURA N°15. MALLADO DE CORRELACIÓN.....	46
FIGURA N°16. TABLA DE IDENTIFICACIÓN DE FACIES POR PATRONES DE POTENCIAL ESPONTANEO (SP) Y DE RAYOS GAMMA (GR), PROPUESTA POR DOUGLAS J, CANT. 1992.	48
CAPITULO V	60
FIGURA N° 17. APARICIÓN DE PLANOLITES Y TEICHICHNUS. INTERVALO 3377'-3380'	63
FIGURA N° 18. NÚCLEO MFC0026. INTERVALO 3377'-3380'	63
FIGURA N° 19. MADRIGUERAS DE OPHIOMORPHAS.....	63
FIGURA N° 20. NÚCLEO MFC0026. INTERVALO 3386'-3389'	63
FIGURA N° 21. NÚCLEO MFC0026. INTERVALO 3389'-3390'	64
FIGURA N° 22. NÚCLEO MFC0026. INTERVALO 3390'-3393'	64
FIGURA N° 23. MADRIGUERAS DE OPHIOMORPHAS. INTERVALO 3396'-3399'	65
FIGURA N° 24. NÚCLEO MFC0026. INTERVALO 3396'-3399'	65
FIGURA N° 25. NÓDULOS DE PIRITA. NÚCLEO MFC0026	66
FIGURA N° 26. NÚCLEO MFC0026. INTERVALO 3400'-3403'	66
FIGURA N° 27. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A'	69
FIGURA N° 28. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B'.....	70
FIGURA N° 29. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA C-C'.....	70
FIGURA N° 30. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA D-D'.....	71
FIGURA N° 31. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA E-E'.....	72
FIGURA N° 32. DISTRIBUCIÓN DE ICNOFACIES MARINAS	73
FIGURA N° 33. RELACIÓN DE PALINOMORFOS CON VEGETACIONES Y APARICIONES DE QUISTES DE DINOFLAGELADOS	74
FIGURA N° 34. DELTA DEL RÍO AMAZONAS.....	75
FIGURA N° 35. SECCIÓN ESTRUCTURAL A-A'	77
FIGURA N° 36. SECCIÓN ESTRUCTURAL B-B'	77
FIGURA N° 37. SECCIÓN ESTRUCTURAL C-C'	78
FIGURA N° 38. SECCIÓN ESTRUCTURAL D-D'	79
FIGURA N° 39. SUPERFICIE DEL INTERVALO "R3"	79

FIGURA N° 40. MAPA DE VOLUMEN DE ARCILLA DEL YACIMIENTO R3-MFC 29.....	81
FIGURA N° 41. MAPA DE POROSIDAD DE YACIMIENTO R3-MFC 29	82
FIGURA N° 42. MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA DEL YACIMIENTO R3-MFC 29.....	83
FIGURA N° 43. MAPA DE PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO R3-MFC 29.....	84

LISTA DE ANEXOS

- Anexo #1 Mapa Isópaco-Estructural
- Anexo #2 Mapa de Paleoambiente
- Anexo #3 Mapa de Porosidad
- Anexo #4 Mapa de Permeabilidad
- Anexo #5 Mapa de Saturación de Agua
- Anexo #6 Mapa de Volumen de Arcilla
- Anexo #7 Sección Estratigráfica A-A'
- Anexo #8 Sección Estratigráfica B-B'
- Anexo #9 Sección Estratigráfica C-C'
- Anexo #10 Sección Estratigráfica D-D'
- Anexo #11 Sección Estratigráfica E-E'
- Anexo #14 Sección Estructural A-A'
- Anexo #15 Sección Estructural B-B'
- Anexo #16 Sección Estructural C-C'
- Anexo #17 Sección Estructural D-D'

LISTA DE TABLAS

Tabla N°1. Formato de Base de Datos.....	45
Tabla N°2. Facies sedimentarias del núcleo MFC0026.....	60
Tabla N°3. Calibración del Núcleo MFC0026.....	67
TablaN°4. Calibración del Núcleo MFC0627.....	67
Tabla N°5. Valores de Resistividad del Agua.....	80
Tabla N°6. Valores de Volúmenes de arcilla.....	82
Tabla N° 7. Valores de Saturación de agua por métodos de.....	84
Tabla N°8. Valores de Permeabilidades.....	84
Tabla N°9. Volumen y área del Yacimiento R3-MFC 29.....	86
Tabla N°10. Calculo de reservas.....	87
Tabla N°11. Coordenadas de futuras localizaciones.....	88
Tabla N°12. Coordenadas de futuros pozos estratigráficos.....	91

CAPITULO I

1.1 INTRODUCCIÓN

1.1.1 Consideraciones generales

El Campo Cariña está ubicado geográficamente 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 (Figura N° 1). Limita al Norte con el Campo Melones, al Este con los Campos Dobokubi y Japreira, al Sur con el Campo Irapa y al Oeste con el Campo Bare. Este campo tiene un área aproximada de 528 Km² que se divide en dos sectores principales conocidos como Cariña Este y Cariña Oeste.

En el año 1971 se perfora el primer pozo estratigráfico del Campo, el pozo MFC0001, el cual perforó hasta basamento registrando todos los intervalos existentes en la estratigrafía del campo. Actualmente en el Campo Cariña se disponen 84 pozos de diferentes geometrías, de los cuales 37 son verticales, 17 son desviados y 30 son horizontales.

Las coordenadas geográficas del cuadrángulo de Cariña son;

LAT: 8° 41' 31" y 8° 33' 00" Norte

LON: 63° 59' 25" y 63° 44' 34" Oeste

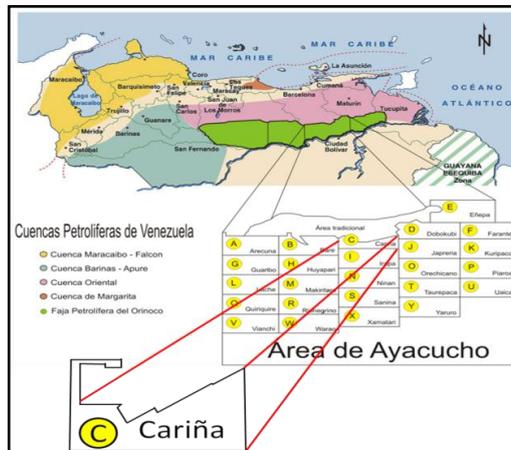


Figura N° 1. Ubicación del Campo Cariña (Tomado y modificado de Arévalo 2011)

1.2 FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Planteamiento del Problema

El Distrito San Tomé no posee grandes áreas de crecimiento para futuras perforaciones. Para el año 2013 se tienen planificada 70 localizaciones en el Campo Bare, 51 en el Campo Cariña y 15 en el Campo Arecuna. Esto demuestra que gran parte de las perforaciones tendrán lugar en el Campo Cariña con el propósito de desarrollar las arenas U2-3 y U1S, únicas arenas con yacimientos oficiales ante el MENPET (Ministerio de Energía y Petróleo).

El intervalo de producción "R3" surge como reservorio prospecto registrado en las perforaciones durante el período 2008 – 2012. La zona de estudio del Campo Cariña fue seleccionada con el fin de realizar el primer modelo geológico en el intervalo de producción "R3" que permita proporcionar información sobre nuevos yacimientos y así poder oficializarlos. Esto permitirá soportar un plan de explotación para nuevas localizaciones.

1.2.2 Justificación

Este trabajo surge por la necesidad de PDVSA por encontrar nuevos yacimientos de petróleo con el fin de aumentar la producción. El intervalo de producción "R3" en el campo Cariña no ha sido considerada en los planes de explotaciones actuales debido a que no existe un modelo geológico. Esta arena se presenta con espesores promedios de 15ft a 20ft desarrollada en un ambiente sedimentario deltaico y posee resistividades promedios de 30-45 ohm/m dando indicios de ser de gran potencial para las futuras localizaciones horizontales, desviadas y verticales. Por esta razón, es fundamental generar un modelo geológico que caracterice la

arena para posteriormente realizar los cálculos volumétricos con el fin de garantizar la continuidad de la producción en el Campo Cariña.

1.2.3 Objetivos

1.2.3.1 Objetivo General

Elaborar un Modelo Geológico del intervalo de producción "R3" perteneciente a la Formación Oficina en el Campo Cariña del distrito San Tomé, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.3.2 Objetivos específicos

-Describir macroscópicamente el núcleo MFC0026 para el intervalo de producción "R3", calibrar con los registros de pozo y realizar la correlación litoestratigráfica entre los pozos que conforman el área de estudio.

-Elaborar cinco secciones estratigráficas que permitan observar la geometría, continuidad, desarrollo horizontal y vertical del cuerpo para en intervalo de producción "R3".

-Corroborar estructuras mediante la elaboración de cuatro secciones estructurales.

-Generar el mapa Isópaco-Estructural para el intervalo de producción "R3" del Campo Cariña.

-Definir el modelo sedimentológico mediante la caracterización lateral de facies para definir el paleoambiente del intervalo de producción "R3".

-Elaborar la evaluación petrofísica para la determinación de las propiedades de la roca para ese intervalo.

1.4 ANTECEDENTES

PLAZA, E. (1997). Presenta una revisión del modelo geológico en detalle del intervalo "R3" de la Formación Oficina, definiendo arealmente Topes y Bases del cuerpo de arena de interés con el fin de garantizar la selección y perforación de futuros pozos de tipo "Horizontal", en áreas de crudo pesado en el Yacimiento MF-205 ubicado en el campo Bare.

GARCÍA, A. (1998). En su estudio realizó una reinterpretación geológica de un área del Campo Bare, perteneciente a la Faja del Orinoco, haciendo uso de la interpretación sísmica 3D, con el propósito de optimizar la producción de este campo mediante la recomendación de nuevas localizaciones, donde analizo nueve arenas existentes en el área de estudio (M2-3, R2, R3, R4U-L, S1-2, TL, U1 y U2), realizó una revisión de los mapas isopacos-estructurales, también elaboro treinta secciones estructurales y treinta secciones estratigráficas a fin de observar la continuidad lateral, espesor, estructura, distribución de fluidos, etc., de las arenas estudiadas, posteriormente elaboró mapas de isopropiedades que al ser interpretados en conjunto con las secciones se pudo diferenciar el ambiente de sedimentación así como recomendar la dos localizaciones.

GONZÁLEZ, R. (1999). Estudió de las variables geológicas y petrofísicas en el proyecto de inyección alterna de vapor en pozos horizontales yacimientos MFB-205, arena R3 y MFB-54, arena L3-4. Trampa 15, campo Bare, área de Hamaca, concluyendo obtuvo parámetros geológicos y de yacimientos convenientes para la estimulación con vapor en los yacimientos MFB-205, Arena R3 y MFB-54, Arena L3,4 así como la determinación del tonelaje óptimo de vapor a inyectar y se generó un mapa de calidad de arena cuantitativo que optimará la selección de pozos candidatos a la inyección alterna de vapor.

ROSA, A (2001). Su trabajo consistió en anexar al yacimiento MFB-205, Arena R3, Trampa 15 la información de registro de los pozos perforados durante el año 2000, con el fin de lograr un nuevo modelo geológico del yacimiento, basándose en la observación de los cuerpos arenosos y sus propiedades, contribuyendo así a mejorar el esquema de explotación del yacimiento, culminando con la proposición de localizaciones apropiadas basándose en las características de los diferentes parámetros petrofísicos y espesores observados en la arena de la interpretación.

FIGUERA, J. (2001). Su estudio consistió en anexar al yacimiento MFB-205 Arena R3 Trampa 15 la información de pozos perforados durante el año 2000, con el fin de lograr un nuevo modelo geológico del yacimiento, basándose en la observación de los cuerpos arenosos y sus propiedades, contribuyendo así a mejorar el esquema de explotación del yacimiento. En donde encontró discrepancias en las correlaciones anteriores con respecto a las que se realizaron en este proyecto, como ejemplo la que se presentan en los pozos MFB-15 y MFB-196 entre otros, donde la arena R3 era confundida con las arenas R4 y S1 respectivamente. Concluyendo su trabajo con la propuesta de locaciones apropiadas de acumulación de hidrocarburos.

GUERRA, V. (2002), Caracteriza geológicamente la arena R3 en el Yacimiento Ys-34 del Campo Yopales Central, correspondiente a la formación Oficina, cuenta oriental de Venezuela. Realizó una revisión de los mapas isopacos-estructurales del campo Yopales Central, también elaboro doce secciones estructurales y quince secciones estratigráficas con la finalidad de comprobar la continuidad lateral, espesor, estructura, distribución de fluidos, etc., de las arenas estudiadas, posteriormente elaboró mapas de isopropiedades que al ser interpretados en conjunto con las secciones se pudo diferenciar el ambiente de sedimentación así como recomendar la dos localizaciones.

SAAVEDRA, L. (2002). Delinea un modelo geológico de las arenas L2L(yacimiento OM-202), OIL (yacimiento OM-201), O2L(yacimiento OG-289), P1,3 (yacimiento OM-216), P2 (yacimiento OG-293), R3U (yacimiento OG-290), S4U (yacimiento OM-201 y OG-297), perteneciente al campo Trico, Área Mayor de Oficina, para la realización de un nuevo esquema de explotación que minimice los riesgos de incertidumbres que presentan estos yacimientos.

MORENO, M. (2003). Su trabajo consistió en una evaluación de arenas limpias para establecer una correlación que permita obtener valores de resistividad del agua de Formación "Rw," en función de la profundidad, temperatura y salinidad; enmarcado dentro del campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco, estado Anzoátegui. El objetivo del estudio es realizar una caracterización del agua de Formación presente en los intervalos estratigráficos de la Formación Oficina. Los análisis permitieron definir que el agua de formación presente es de tipo intersticial o también llamada agua connata, ajustándose a la profundidad de los pozos evaluados.

TIAPA, Y. (2004), Generó una reinterpretación de las arenas R3U, R3U (lente inferior) y T3de los campos Ira, Elotes y Elotes Norte del Área Mayor de Oficina, Cuenca Oriental de Venezuela en el estado Anzoátegui, y partiendo de nuevos parámetros petrofísicos previstos por estudios integrados, donde la resistividad para las arenas petrolíferas variaban de 6ohm/m a 8 ohm/m, generó una nueva petrofísica para las arenas R3U y R3u(lente inferior), así como también planteo nuevos mapas debido a las perforaciones recientes en los campos Ira, Elotes y Elotes Norte.

DEL LIMA, L. (2005), Realiza una reinterpretación geológica del yacimiento YS-34, en la arena R3 del campo Yopales Central, Área mayor de Oficina, perteneciente al Bloque Ayacucho, de la Faja Petrolífera del Orinoco, y en su reinterpretación amplía el yacimiento YS-34, debido a

que evidencia la ausencia de una falla de 150', la cual era limitante del yacimiento en la antigua interpretación hecha en 2001.

MARTÍNEZ, S. (2006), Reinterpreta geológicamente la arena M2,3 de los yacimientos MFB-132, MFB-24 y MFB-269 pertenecientes al Campo Bare, área Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, partiendo de las discrepancias que encontró en los topes de las correlaciones litoestratigráficas, nuevos mapas isopacos-estructurales así como también un nuevo cálculo volumétrico para los yacimientos.

NAVARRETE, F. (2012), En su caracterización geológica de las arenas petrolíferas U2L, U3U, U3L del área delimitada por el polígono N°1 del campo Cariña, Perteneciente a la unidad de producción extrapesado, distrito San tomé, División Ayacucho de la Faja Petrolifera del Orinoco, propone tres nuevos yacimientos (MFC-15, MFC-23 y MFC-61), replantea un nuevo mapa isópaco-estructural, para el cual realiza un total de 15 secciones, 9 estratigráficas y 6 estructurales.

ARÉVALO, J. (2012), Realiza un modelo sedimentológico-estratigráfico en el Campo Bare, perteneciente la Faja Petrolífera del Orinoco, a partir de la integración de datos de núcleo, datos sísmicos, registros petrofísicos y bioestratigráficos, para un intervalo que va desde el tope de la arena U2 de la Formación Merecure hasta el tope de la arena R3 de la Formación Oficina. Determinó el sentido de sedimentación a partir de la correlación de 154 pozos y propone un ambiente de depositación correspondiente a un sistema deltaico.

CAPITULO II

2.1 GEOLOGIA REGIONAL Y GENERALIDADES

2.1.1 Generalidades de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural, la cual se encuentra ubicada en la región centro-este del país, entre las coordenadas 8° y 11° de latitud norte, 61° y 66° longitud este. Esta cuenca y su continuación costa afuera representa una cuenca antepaís Neógena sobrepuesta en un margen pasivo Mesozoico (Di Croce, 1999), se encuentra limitada al norte por el piedemonte de la serranía del interior central y oriental; al sur por el curso del río Orinoco, el cual se desarrolla por el borde septentrional del escudo de Guayana; al este continua por debajo del Golfo de Paria, abarcando la parte sur de la cordillera meridional de la isla de Trinidad y el Delta del Orinoco; y hacia el oeste por el alto de el Baúl (González de Juana et al., 1980), posee una longitud este- oeste de unos 800 km, una anchura de 200km y un área aproximada de 165.000km.

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesetas que comprende los estados Anzoátegui y Monagas. La superficie abarca 165.000 Km² y un promedio de 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos y Terciarios entre cadenas montañosas situadas al Norte y el Escudo de Guayana emplazado al Sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco Norte más tectonizado y con mayores buzamiento, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan con la Cuenca Oriental de Venezuela hacia la Norte.

La depresión topográfica indica una depresión ligera hacia el norte y un flanco que según F. Yoris & M. Ostos (1997), muestra mayores evidencias de procesos tectónicos causados por su evolución dinámica, observándose, principalmente pliegues, fallas y sobre crecimientos. Estas diferencias estructurales permiten dividir la cuenca en dos subcuencas; la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín.

La Cuenca Oriental de Venezuela se divide en dos subcuencas; la subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín, las cuales están separadas por el arco de Úrica, asociada al corrimiento de Anaco-San Joaquín-Santa Ana (González de Juana *et al.*, 1980).

2.1.1.1 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y norte del estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico (Figura N°2), el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, con un acuífero de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección. (F. Yoris y M.Ostos., 1997).

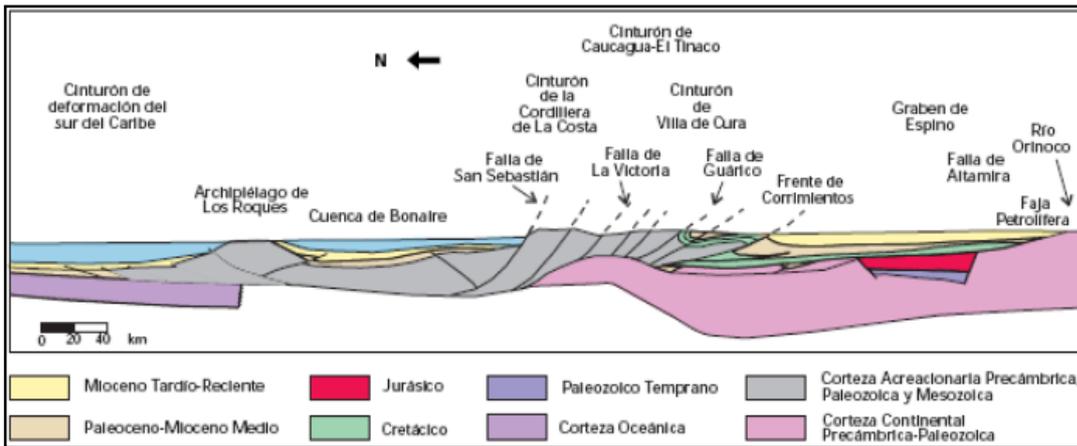


Figura N° 2. Corte geológico conceptual N-S, del cinturón de deformación del caribe en curazao hasta el río Orinoco. (Tomado de F. Yoris y M.Ostos., 1997).

2.1.1.2 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur. (Figura N°3)

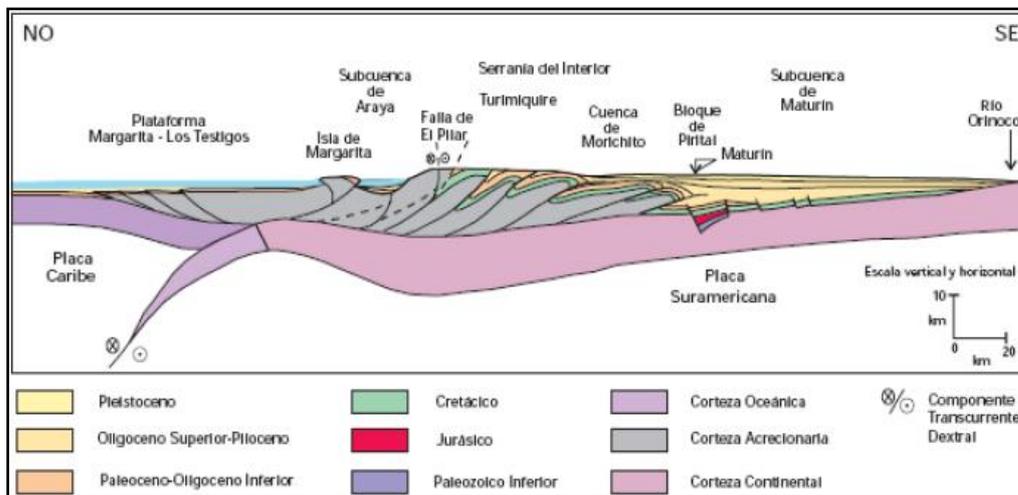


Figura N° 3. Corte geológico conceptual NO-SE, desde la plataforma de Margarita- Los Testigos hasta el río Orinoco. (Tomado de F. Yoris y M.Ostos., 1997).

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la subcuenca de Maturín una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta

una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y una sección terciaria suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en la que se alternan ambientes fluviales y deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (Schlumberger, 1997).

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas. Dentro de estas mismas unidades la Formación Freites, suprayacente, también constituye un sello regional de gran importancia. (Figura N°4)

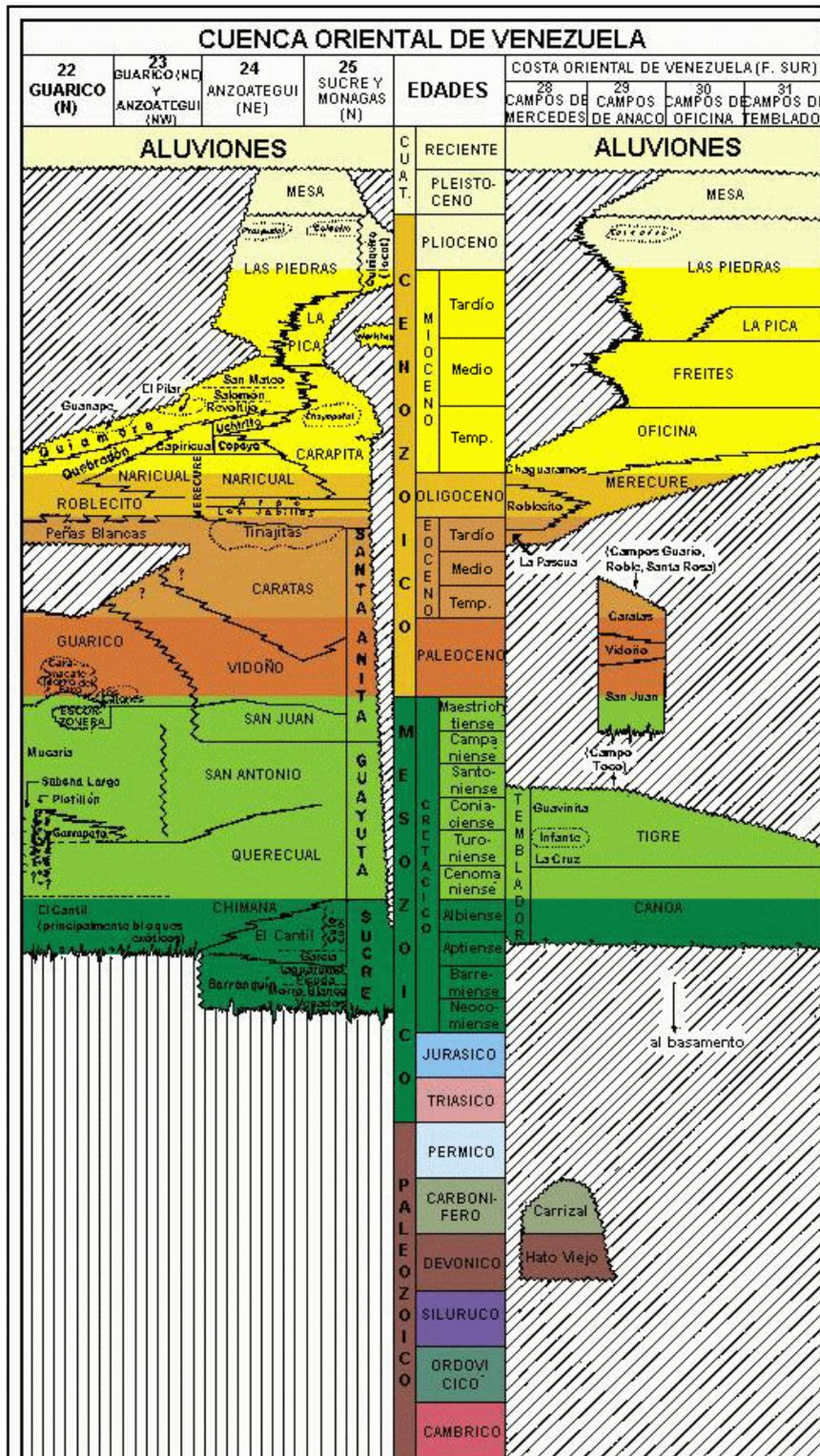


Figura N° 4. Tabla de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela. (Tomado del L.E.V, 1997)

2.1.1.3 Marco tectónico de la Cuenca Oriental de Venezuela

El margen continental suramericano se originó como consecuencia del proceso de divergencia que generó la separación del continente de Pangea durante el Jurásico. Esta separación produjo el adelgazamiento y “rifting” de la corteza paleozoica del Norte de Suramérica, dando origen a un margen continental pasivo tipo Atlántico. La cuenca antepaís comienza a formarse en el occidente de Venezuela a finales del período Cretácico e inicios del Paleoceno, cuando la Placa Caribe comienza a desplazarse hacia el Sur–Este mediante un movimiento de transpresión, lo que la hizo colisionar con la Placa Suramericana y compactó el material cortical originando un cinturón de deformación en la región Norte del país. En este cinturón, las napas o material cortical están limitadas en su tope y base por fallas de corrimiento. El conjunto de fallas de corrimiento aunado a fallas laterales permiten el acomodo del material rocoso en la medida en que éste se va desplazando producto del movimiento transpresivo. (Jordan, 1975).

2.1.2 Geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela

2.1.2.1 Modelo propuesto por Parnaud et al., 1.995

La evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela se desarrolla en cuatro episodios principales en; Parnaud et al., 1995:

Megasecuencia de Etapa Prerift

Se desarrolla durante el Paleozoico y es la responsable de la deposición de secuencias sedimentarias en ambientes neríticos y costeros como las formaciones Hato Viejo y Carrizal en la subcuenca de Guárico (Parnaud et al., 1995).

Megasecuencia de Etapa Rift

Se desarrolla durante el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Temprano, Esta secuencia está representada por la Formación La Quinta, al oeste, en el Graben de Espino, la cual fue depositada en ambientes continentales (Hedberg, 1950; en: Parnaud, 1995). Se caracteriza por la generación de estructuras “horst” y “graben”, creación de corteza oceánica protocaribe al norte y una discordancia regional hacia el Cratón cuya separación ocurre a lo largo de fallas transformantes (Parnaud et al., 1995).

Megasecuencia de Margen Pasivo

Caracterizado por una plataforma continental estable, limitada al sur por el Cratón de Guayana y un océano abierto hacia el norte. La sedimentación se desarrolla con la ocurrencia de tres fases transgresivas Cretácico-Paleógeno, que inundan el continente de norte a sur. Éstas ocurren durante el Turoniense, Paleoceno Temprano-Eoceno y Oligoceno, respectivamente, y son generadas por cambios eustáticos del nivel del mar (Parnaud et al., 1995).

La fase transgresiva inicial se reconoce ocurre en el Turoniense con la deposición de la Formación Barranquín, durante éste período se depositan la mayoría de las rocas madres que generaron los hidrocarburos de la Cuenca Oriental. El fin de esta transgresión lo marca la deposición de la plataforma carbonática (Parnaud et al., 1995).

Durante el Paleoceno - Eoceno ocurre la siguiente transgresión importante, posterior a la regresión Maestrichtiense, representada por la Formación San Juan, la cual contiene facies regresivas de abanicos submarinos (Parnaud et al., 1995).

La última transgresión importante se define como un ciclo transgresivo regresivo y ocurre durante el Oligoceno con la deposición de la Formación Merecure, característica de ambientes continentales (Parnaud et al., 1995).

Megasecuencia de Colisión Oblicua

Según Parnaud et al. (1995), esta etapa marca el final del margen pasivo durante el Oligoceno como consecuencia de la colisión de la Placa Caribe contra la Placa Suramericana generando una cuenca antepaís. La colisión migra progresivamente hacia el este desde el Oligoceno hasta el Mioceno Tardío dividiendo la cuenca antepaís en tres áreas principales:

- Una al sur desde Cerro Negro hasta Oritupano (correspondiente a la zona de plataforma.
- Una central desde Acema-Casma a Pirital (correspondiente al “foredeep”).
- Una al norte “norte de la Falla de Pirital” (correspondiente al corrimiento).

Como consecuencia de la colisión la forma de la cuenca cambia, generando que los sedimentos adquieran una distribución diferente, dando lugar a ambientes más continentales. En el “foredeep” se depositaron las formaciones Oficina y Freites durante el Mioceno. La Formación Carapita que actúa como sello de las rocas reservorio. Durante el Plioceno-Pleistoceno los depósitos del “foredeep” pertenecen a las formaciones La Pica y Las Piedras, de ambientes marinos someros (Parnaud et al., 1995).

La migración hacia el este del “foredeep” permite que el cinturón de deformación que se está desarrollando al norte de Venezuela sea

diacrónico (Parnaud et al., 1995). La Formación Naricual del Mioceno inferior, indica el inicio del levantamiento de la Serranía del Interior.

2.1.2.2 Modelo propuesto por *Di Croce et al.* (1999)

En el modelos propuesto por *Di Croce et al.* (1999), se reconocen tres etapas tectónicas mayores:

Episodio Rift

Este se desarrolla durante el Triásico al Jurásico Tardío y esta relacionado con la separación de Pangea, caracterizado por el “rifting” o expansión en dirección noroeste – sureste de América del Norte de Gondwana (Feo Codecido et al., 1984 en *Di Croce* 1995).

Episodio Margen Pasivo

Se encuentra comprendido entre el Jurasico Tardío al Oligoceno donde posterior a la fase de extensión se produjo una subsidencia del margen pasivo ocurrida entre el Jurasico Tardío – Cretácico Tardío en el occidente de Venezuela y Jurasico Tardío – Oligoceno en el oriente de Venezuela.

La culminación de la expansión entre el Norte y Suramérica ocurrió en los tiempos del Campaniense, para tal momento, el Arco de Islas magmático de las protoantillas mayores colisiono con el margen pasivo de Norteamérica (Cuba Española) y Suramérica (Venezuela) figura 5.

Finalmente, la deformación transpresional desde el Paleoceno tardío hasta el reciente avanza diacrónicamente a lo largo del borde septentrional de Suramérica (Pindell & Barrett 1.990, en *Di Croce* 1.995). Este episodio se divide a su vez en tres fases transgresivas según

Parnaud et al., 1.995 que se desarrollan de norte a sur y que fueron detalladas en el subcapítulo anterior.

Episodio de Margen Activo

Se desarrolla durante el Mioceno Temprano hasta el Reciente, el margen pasivo formado durante el Cretácico es transformado en un frente de corrimientos y cuencas “foreland” asociadas. La Cuenca Oriental de Venezuela es definida en respuesta al esfuerzo y a la carga antepais, incrementando la deformación transpresional hacia el este. Actualmente la Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra localizada cerca de la conexión entre la Placa Atlántica, de Norteamérica y del Caribe. A esta etapa se atribuye la formación de las cuencas antepais de Venezuela.

Los eventos compresionales del Neógeno evidenciados por anticlinales y las expresiones diapíricas en la superficie definen la deformación frontal de la Cuenca Oriental de Venezuela. Ver figura 5. (Audemard et al., 1.990).

El Mioceno Temprano consiste de dos litofacies principales, la primera fue depositada en un ambiente fluvial y se encuentra constituida por areniscas de grano grueso a medio interestratificadas con capas delgadas de lutitas y eventuales capas de lignitos correspondiente a la Formación Merecure, y la segunda fue depositada en un ambiente litoral a marino somero y se encuentra compuesta por dos secuencias progradantes grano crecientes caracterizadas por lutitas basales alternadas con facies de limolitas y areniscas finalizando con areniscas de grano grueso correspondiente a la Formación Carapita.

Durante el Mioceno Temprano ocurre una profundización sustancial que produce una discordancia importante y separa los sedimentos del Oligoceno de los sedimentos del Mioceno Temprano, es decir, la

Formación Merecure y la Formación Carapita respectivamente. Por otra parte en el Mioceno Medio, definió tres litofacies pertenecientes a la Formación Freites, la primera de ellas se caracteriza por patrones granocrecientes de lutitas basales con cambios variables de facies limolíticas a areniscas y finalizando con areniscas de grano medio a grueso. Estos sedimentos se depositaron en un ambiente litoral a marino somero (Di Croce, 1995).

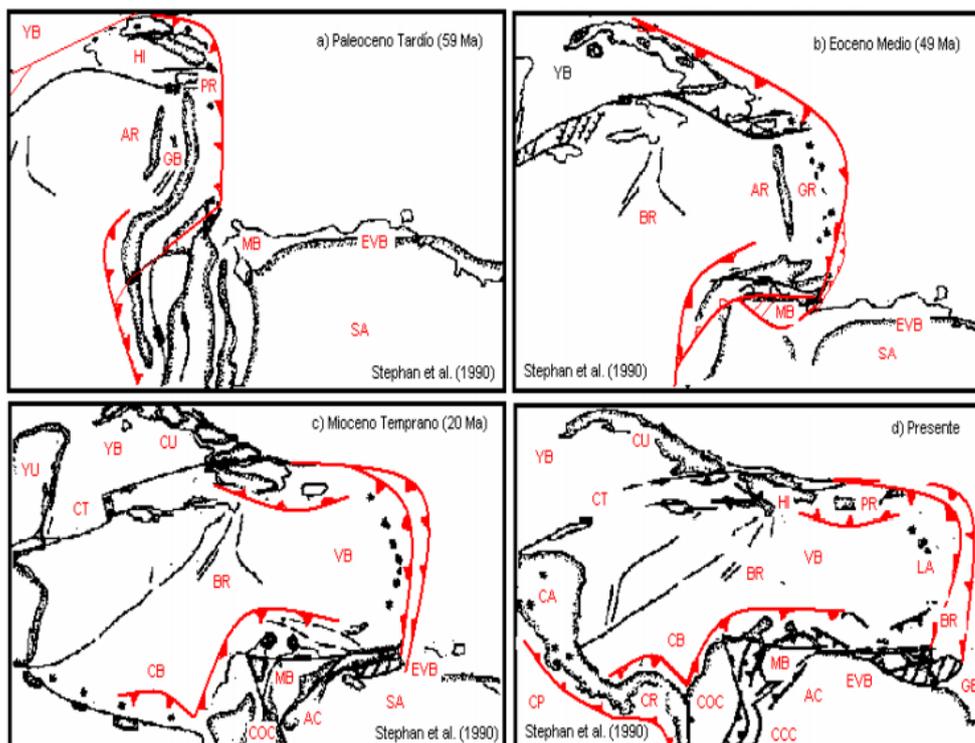


Figura Nº 5. Cuatro estados del desarrollo del límite de la placa Caribe desde el Eoceno hasta el presente, asociado con la migración de la placa Caribe hacia el este.

Abreviaturas: AC= Cordillera Andina; AR= Alto de Aves; BR= Alto de Barbados; BR= Alto de Beata; CA= América Central; CB= Cuenca Colombiana; CCC= Cordillera Central de Colombia; CP= Placa de Cocos; CT= Fosa Caimán; CU= Cuba; GB= Cuenca de Grenada; GYB= Cuenca de Guyana; HI= La Española; LA= Antillas Menores; MB= Cuenca de Maracaibo; NP= Placa de Nazca; OCC= Cordillera Occidental de Colombia; PR= Puerto Rico; SA= Sur América; VB= Cuenca de Venezuela; YU= Yucatán; YB= Cuenca de Yucatán. (Tomado y Modificado de Di Croce et al., 1999).

2.1.3 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela

La columna estratigráfica de la cuenca oriental venezolana se extiende desde el Basamento ígneo-metamórfico del complejo basal de Guayana hasta los depósitos del pleistoceno correspondientes a la Formación Mesa. (Ver fig.4)

Haciendo una breve descripción de la columna estratigráfica de la Cuenca Oriental Venezolana;

Basamento (Precámbrico): Constituido por rocas ígneas y metamórficas (granito gnéisico, diorita cuarcífera gnéisica, etc.) intensamente plegadas y erosionadas. (Hedberg, 1942)

Formación Hato Viejo (Paleozoico Devónico): consiste esencialmente de areniscas de grano fino a gruesos, redondeados y muy bien cementados, en parte micácea, pirítica y ligeramente calcárea. Los clásticos son de origen continental y descansa discordante del basamento y yace en forma concordante de la Formación Carrizal.(Hedberg, 1942).

Formación Carrizal (Paleozoico – Devónico Superior a Carbonífero Inferior): litológicamente consta de una arcilita gris verdosa, marrón o roja, maciza, parcialmente glauconítica y no calcárea; ocasionalmente contiene limolitas, areniscas y conglomerados hacia la base. El contacto con las unidades Cretáceas suprayacentes es discordante. (Hedberg, 1942).

Grupo Temblador (Cretácico):

Formación Canoa (Aptiense – Albiense): consiste de areniscas de grano grueso, arcósicas, de color blanco y limolitas y arcilitas moteadas de verde y rojo que contienen restos de plantas. El contacto

suprayacente con la Formación Tigre es transicional e infrayacente es discordante. (Dusenbury, 1960).

Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense): consiste de areniscas masivas, glauconíticas, de grano fino, friables, de color verde a gris; limolitas, lutitas carbonáceas y fosfáticas y capas delgadas de calizas dolomíticas de color gris. (Dusenbury, 1960).

Formación Merecure (Oligoceno- Mioceno Temprano): esta unidad fue descrita en el campo Santa Ana en la región de Anaco y se encuentra conformada por más del 50% de areniscas gris claro a oscuras, masivas, lenticulares, duras, presentan una mala estratificación, algunas veces del tipo cruzada, poseen granos finos. Las arenas están separadas por láminas o intervalos delgados de lutitas gris oscuro a negro, carbonáceas, algunas arcilitas ferruginosas y lignitos. (Funkhouser et al, 1948).

Formación Oficina (Mioceno Temprano-Mioceno Medio): La sección tipo se encuentra en el pozo Oficina N° 1 (OG-1), ubicado en el poblado de Anaco, en el estado Anzoátegui. En esta sección el espesor de la Formación Oficina varía de 2000 a 4000'. En los campos de Anaco el espesor de la Formación Oficina es de 2000 m (6550'), el cual disminuye hacia Cerro Pelado, por efectos de la erosión ocurrida antes de la sedimentación de la Formación Las Piedras.

La Formación Oficina se describe como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras como en cono. El material carbonoso es común, y en algunos

pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. (Hedberg et al, 1947)

El contacto inferior de la formación puede ser discordante sobre unidades cretácicas o más antiguas, así como también, concordante sobre la Formación Merecure. Arnstein et al. (1985), reconocen en el pozo SFV-9, al sur del corrimiento de Anaco, la existencia de una discordancia dentro de un intervalo asignado a la Formación Oficina; consideran que dicha discordancia, separa dos ciclos sedimentarios diferentes representativos del Mioceno Medio y del Oligoceno; proponen, además, que la Formación Oficina descansa concordantemente sobre la Formación Merecure en los pozos Mata 11-14 y Mata 5-174 de la subcuenca de Maturín.

González de Juana *et al.* (1980), consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Al norte del corrimiento de Anaco, la Formación Oficina se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una mayor influencia marina en la parte media.

2.1.4 Marco estructural del Campo Cariña

La estructura del Campo muestra en general, un monoclinial con buzamiento suave hacia nor-noreste. El intervalo de las arenas de interés se caracteriza por la presencia de fallas normales orientadas preferentemente en dirección Este-Oeste. La mayoría de las fallas afectan todo el intervalo de interés, desde el Basamento hasta la Formación

Freites. En la zona centro occidental, del área de estudio se observan dos patrones de fallamiento. Uno orientado en dirección Este-Oeste, que corta al otro sistema de fallas orientadas en dirección Noroeste-Sureste. El campo Cariña está limitado al Sur por la falla FN_EO_12, que es la falla más al Sur y de mayor longitud de todo el Campo. Es una falla semiregional, con buzamiento al Norte y con una longitud, dentro del área de estudio, de 42 Km². El desplazamiento vertical de esta falla es de hasta 150 pies. (PDVSA INTRANET, 2011).

2.1.5 Estratigrafía del Campo Cariña

En el Campo Cariña se han dispuesto hasta 13 facies sedimentarias descriptivas (según análisis sedimentarios del núcleo MFC0026); 7 facies arenosas y 6 facies arcillosas. A través de estos análisis sedimentológicos y las interpretaciones paleoambientales realizadas, se describen ambientes fluviales a transicionales cercanos a la línea de costa o, posiblemente, localizados en zonas intermareal o en desembocaduras de ríos intercalados.

Con los datos bioestratigráficos se han identificado ambientes de pro-delta, frente deltaico, deltaico proximal, canales distributarios deltaicos y abanicos aluviales. Estos sub-ambientes definen el campo como fluvial a transicional, los cuales rigen la geometría y volumen de los yacimientos. (Figura N° 6).

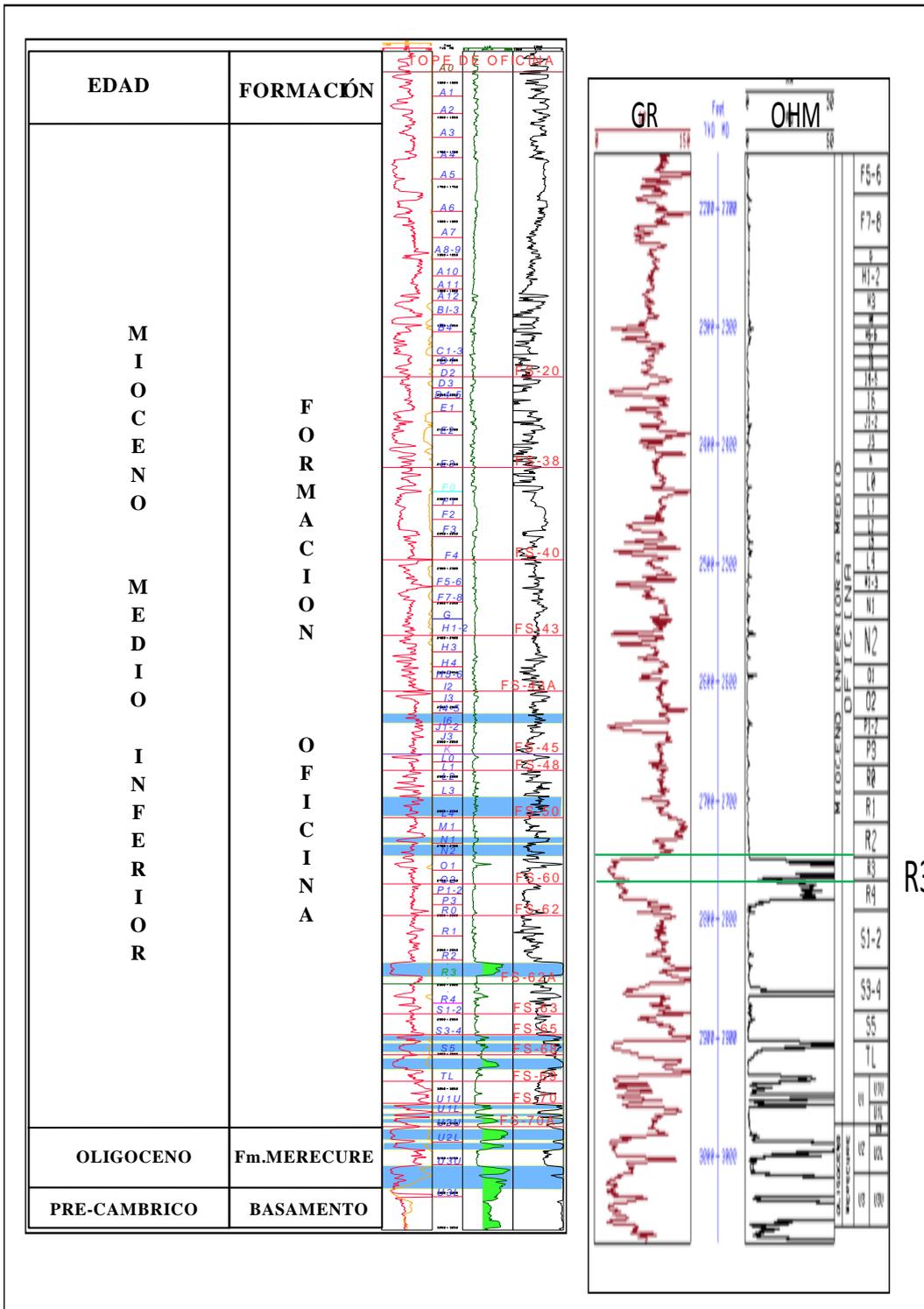


Figura N°6. Columna estratigráfica del Campo Cariña. (PDVSA INTRANET, 2011).

CAPITULO III

3.1 MARCO TEÓRICO

3.1.1 Yacimientos Hidrocarburíferos

El gas natural al igual que el petróleo se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas. Dentro de éstas, los hidrocarburos (o el gas) están contenidos en una roca porosa (o con espacios porosos) que se llama roca yacimiento. La trampa de hidrocarburos es una condición geológica de las rocas del subsuelo que permite la acumulación del petróleo o del gas natural. Las trampas pueden ser de origen estructural (pliegues y fallas) o estratigráfico (lentes, acñamientos de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas rocas sellos).

Toda trampa presenta como característica principal una roca de yacimiento, limitada en su tope y base por una roca sello, que impide que los hidrocarburos acumulados puedan escapar. Aunque generalmente se encuentra asociado al petróleo, existen yacimientos donde el principal producto es el gas y a los cuales se les denomina yacimientos gasíferos.

3.1.2 Ambientes Sedimentarios

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 N° 7).

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).

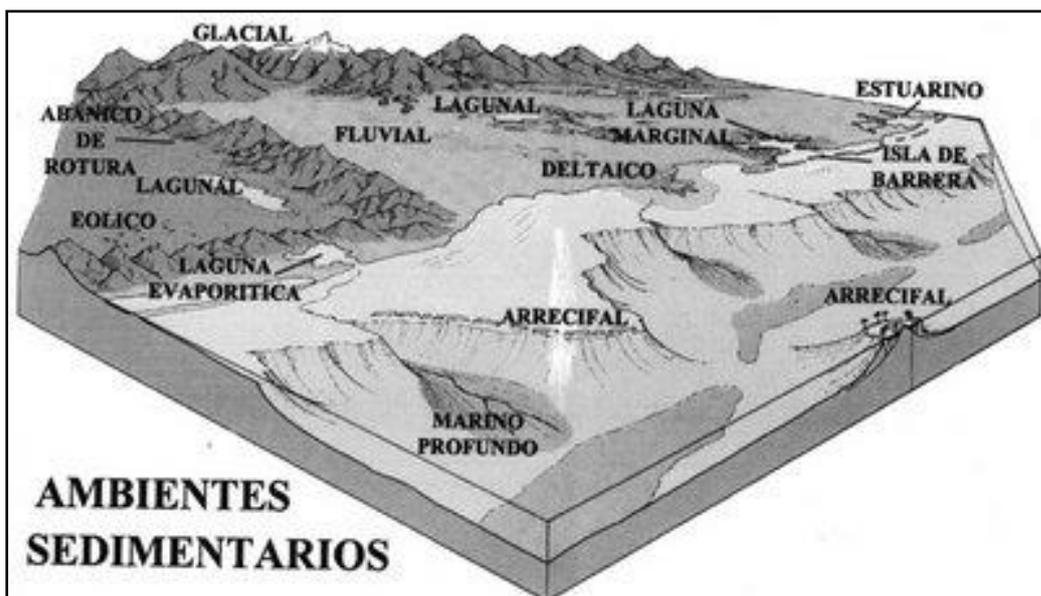


Figura N° 7 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios. (Alfonsi, P. 1999).

3.1.3 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).

3.1.3.1 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 N°8).

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).

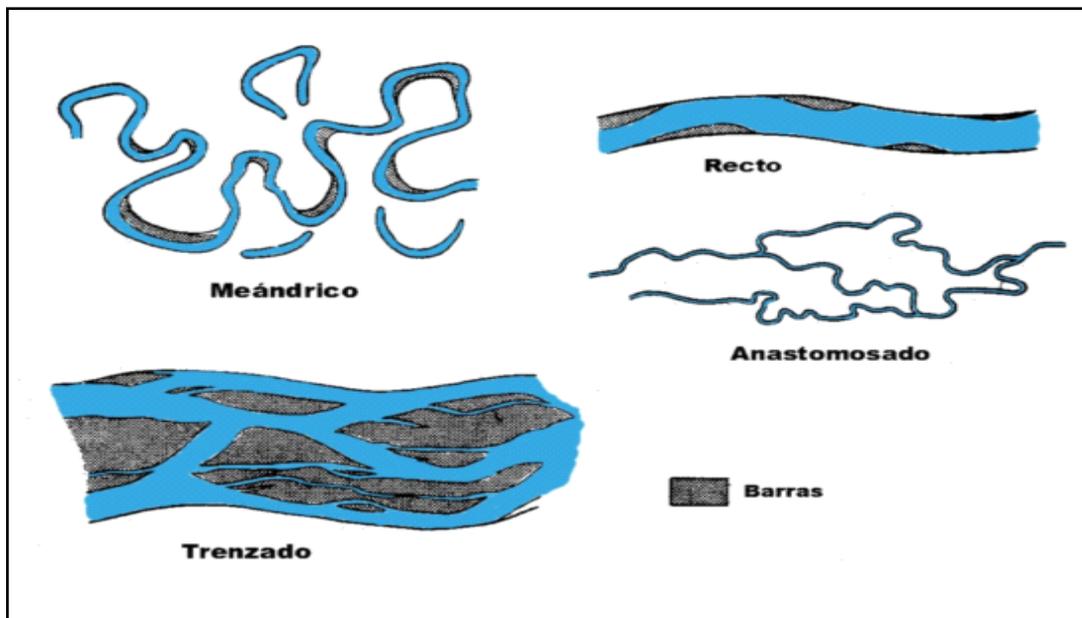


Figura N° 8. Diferentes tipos de canales dentro de los sistemas fluviales. (Serra, O. 1.986).

3.1.4 Ambiente deltáico

Un delta se forma cuando un río cargado de sedimentos entra a un cuerpo de agua, perdiendo de esta manera su capacidad de carga o transporte de sedimento. En general la forma del depósito deltaico depende de: La relación de densidades entre el agua proveniente del río y la del cuerpo de agua en la cual el río desemboca. La capacidad de los

procesos marinos, olas y mareas para retrabajar la carga Sedimentaria aportada por el río. (Galloway & Hobday, 1.996).

Existen además de los factores ya mencionados, otros que pueden influir en la morfología de los depósitos deltaico y en la dinámica de construcción/destrucción del sistema tales como la naturaleza y geometría de la cuenca receptora, naturaleza de la cuenca hidrográfica drenada, el marco tectónico, el gradiente de la plataforma y el clima, además de los cambios relativos del nivel del mar. (Galloway & Hobday, 1.996).

Un delta se produce por la competencia entre la depositación debido a procesos constructivos del sistema fluvial, el retrabajo y la redistribución de los sedimentos debido a los procesos destructivos. Dentro de los procesos constructivos están el relleno y la migración de canales, avulsión de canales y formación de lóbulos, abanicos de rotura y agradación de la planicie deltaica. Como procesos destructivos se pueden mencionar la redistribución de los sedimentos causada por el oleaje, corrientes, mareas, la compactación y los transportes gravitacionales de masa. (Galloway & Hobday, 1.996).

3.1.4.1 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). (Figura N° 9).
- 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, 1.996). (Figura N° 9).

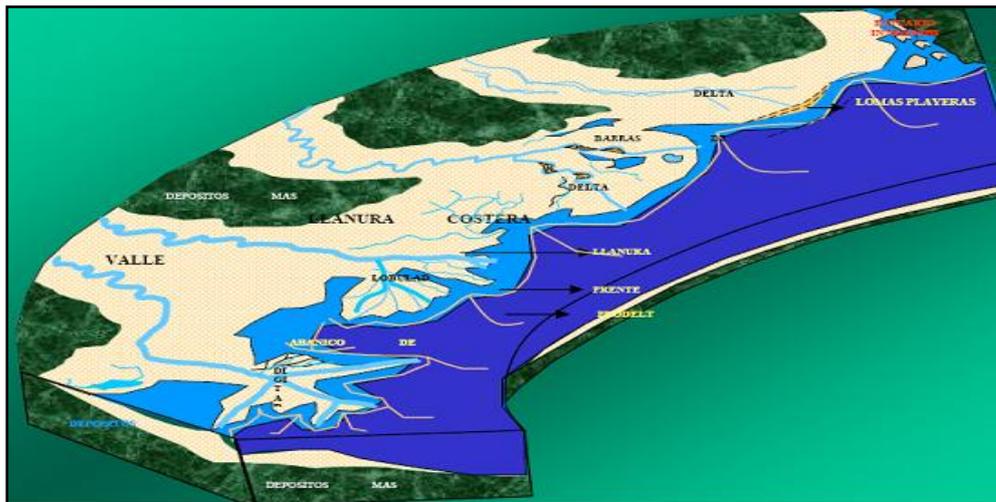


Figura N° 9. Tipos de deltas. Fluvial, de marea y por oleaje. Coleman & Prior. (1.992).

3.1.5 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 N° 10).

- 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 guijarros 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).

1. Llanura deltaica baja: Se desarrolla donde ocurre la interacción fluvial-marina y se extiende desde el límite de la marea baja hasta el límite de la marea alta, por lo que su extensión se encuentra controlada por el rango de las mareas y por la pendiente de la topografía (Figura N°10).

Los principales ambientes depositacionales de la llanura deltaica baja son: depósitos de relleno de bahía (bahías interdistributarias, abanicos de rotura, diques naturales) y relleno de canales distributarios abandonados. (Coleman y Prior, 1.992).

Depósitos de Relleno de Bahía: Los depósitos de relleno de bahía representan arealmente la mayor parte de la llanura deltaica baja. Las bahías interdistributarias son normalmente cuerpos de agua por lo

general, completamente rodeados por canales distributarios. Frecuentemente, sin embargo, las bahías interdistributarias se encuentran parcialmente abiertas hacia el mar o conectadas a este por un pequeño canal de marea. (Coleman y Prior, 1.992).

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).

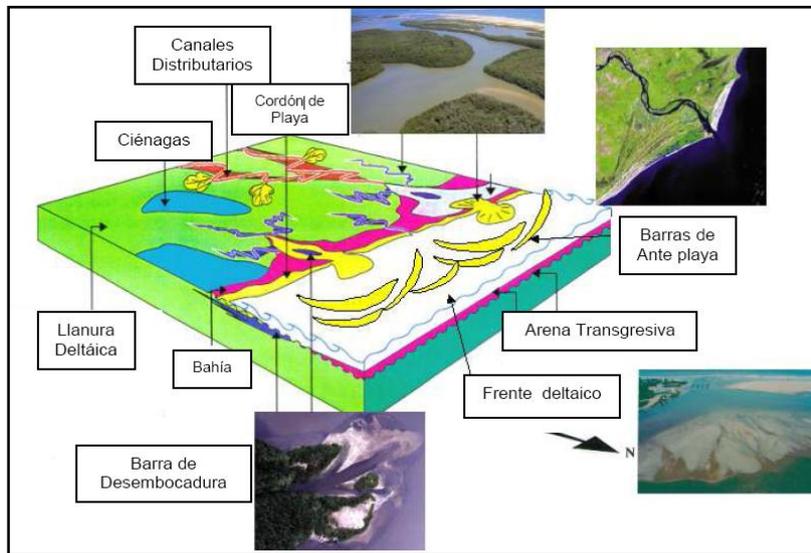


Figura N° 10. Asociación de facies en un modelo deltaico. (Coleman & Prior.1.992).

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.

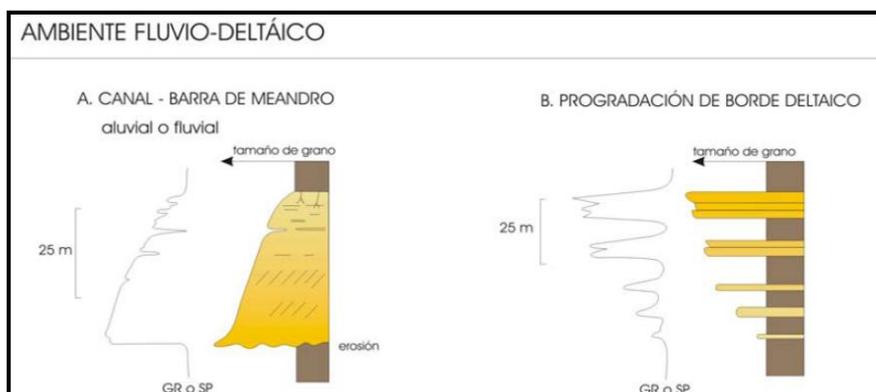
Los depósitos resultantes son por lo general granocrecientes. Se inician con una base agradante con sedimentos finos y limosos que pasan a arenas con estratificación tabular que pueden alternarse con limos y arcillas. (Coleman y Prior, 1.992).

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).

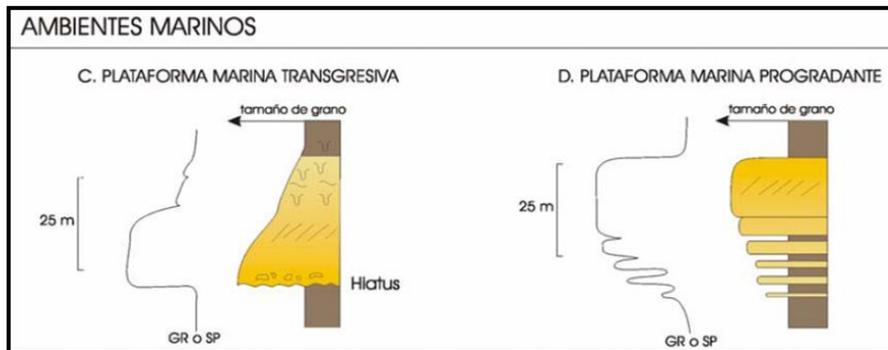
3.1.6 Identificación de Electrofacies

La Compañía Shell, en el año 1975 desarrollo un esquema mediante los perfiles eléctricos de Potencial Espontaneo (SP) y los de Gamma Ray (GR), donde principalmente se pueden clasificar las arenas, de acuerdo con la forma obtenida de la curva del perfil o los perfiles y la integración de otros datos como la bioestratigrafía se puede realizar la interpretación de ambientes de sedimentación. Figura N°11).

a)



b)



c)

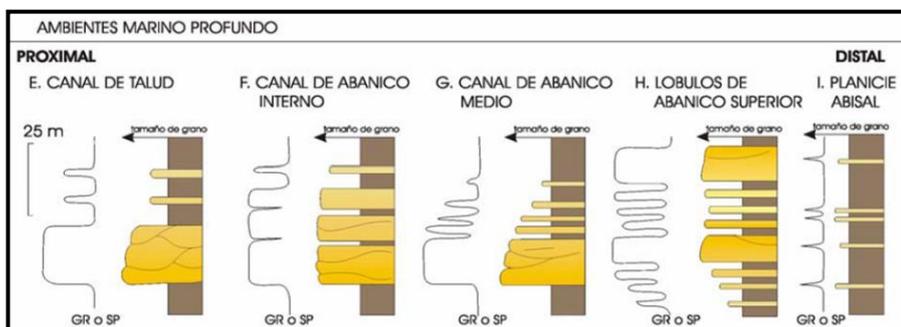


Figura N° 11. Representación de curvas SP y/o GR. (Tomado de Arévalo, J. 2012)

3.1.7 Terminología utilizada para realizar medidas en 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. Algunas abreviaciones de las medidas que se usan regularmente en la industria petrolera y las definiciones de términos en profundidad (PDVSA-INTEVEP, 1.999) son:

1. E.KB (Elevation Kelly Bushing) o E.M.R (Elevación de la Mesa Rotaria): Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar. (Figura N°12).

2. MD (Measure Depth) o profundidad medida: Distancia medida a lo largo de la senda de un pozo perforado desde la EMR a cualquier punto del pozo. (Figura N°12)

3. TVD (True Vertical Depth) o profundidad vertical verdadera: Distancia vertical desde el EMR a cualquier punto del pozo. (Figura N° 12)

4. TVDSS (True Vertical Depth Sub Sea) o profundidad vertical verdadera del nivel del mar: Distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo. (Figura N°12).

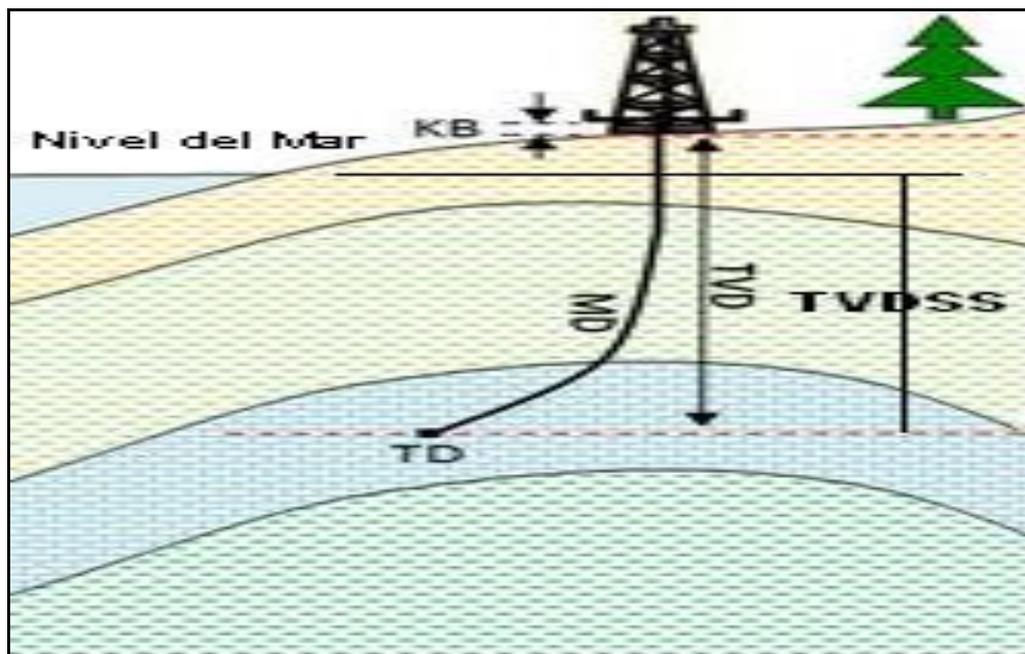


Figura N° 12. Diagrama que muestra la terminología general de los registros.

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 frecuente usada para el mapeo. El registro de las mediadas de profundidad de un pozo vertical o direccional para el mapeo son usualmente corregidas para TVDSS. (PDVSA-CIED, 2002).

Para pozos verticales el $TVDSS = TVD - E.KB$.

5. Pozo vertical: Pozo perforado con 90° respecto a la horizontal, usualmente el nivel del mar (también llamado un pozo recto) (PDVSA-CIED, 2002).

6. Pozo horizontal: Pozo el cual penetra a la formación de forma horizontal (en forma de túnel) por largas distancias, lo cual resulta en contar con una mayor área de contacto para producción. (PDVSA-CIED, 2002).

3.1.8 Secciones Estratigráficas

Muestran en el plano vertical las características litológicas de facies y espesores de la arena. El objetivo principal de las secciones estratigráficas es reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de la depositación o en un tiempo corto posterior a ella, pudiéndose así obtener información acerca de las discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, límites estratigráficos y variaciones de facies. Se construyen en forma manual orientadas en dirección de la sedimentación, para visualizar la continuidad lateral de la arena dentro del yacimiento. (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1997).

3.1.9 Secciones Estructurales

Las secciones estructurales ilustran características estructurales tales como profundidad, fallas y pliegues. Usualmente son preparadas para estudiar problemas estructurales relacionados con las formaciones del subsuelo, geometría de fallas, correlaciones generales (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1997).

Las respuestas a tales problemas están acompañadas por la incapacidad que se tiene de visualizar las estructuras del subsuelo en un plano vertical. Los registros eléctricos de pozos pueden ser usados en la construcción de secciones estructurales. (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1997).

3.1.10 Mapas Geológicos

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

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

3.1.11 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. (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1998).

3.1.11.1 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, 1998).

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 (R_{sh}).

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 (V_{sh})
3. Resistividad verdadera (R_t)

3.1.11.2 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: (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1998).

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

3.1.11.3 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).

3.1.11.4 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).

3.1.11.5 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).

3.1.11.6 Mapa de volumen de arcilla (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).

3.1.11.7 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).

3.1.12 Reservas de Hidrocarburos

Son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. (Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos. (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1998).

3.1.13 Cálculo de Reservas

Para calcular reservas se utilizan distintas metodologías, o sus combinaciones, de acuerdo a la información disponible y el estado de desarrollo de los yacimientos. El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería a los métodos determinísticos y el uso de sus diferentes formas de cálculo depende de la cantidad y calidad de la información disponible y al grado de desarrollo de los yacimientos. (Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos. (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1998).

3.1.13.1 Clasificaciones de las reservas

Según la certidumbre de ocurrencia, las reservas se clasifican en RESERVAS PROBADAS, RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES. (Petróleos de Venezuela S.A.-CIED, 1998).

3.1.14 Método Volumétrico

Se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original En Sitio (POES, GOES y COES) con base en el modelo geológico que, geoméricamente, describe el yacimiento y a las propiedades de la roca y de los fluidos. (Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos. PDVSA-CIED. 1998).

CAPITULO IV

4.1 MARCO METODOLÓGICO

En la figura N°13, se muestra el flujograma, en el cual se muestra la metodología desarrollada durante la elaboración de este trabajo.

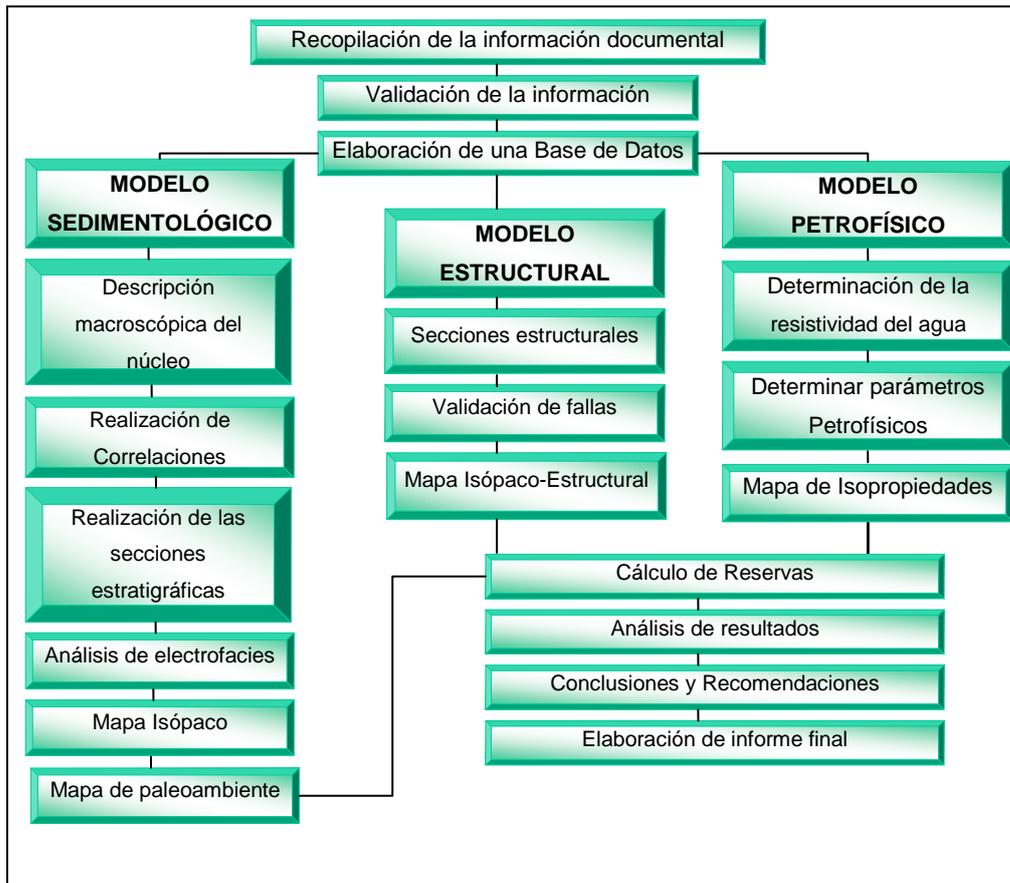


Figura N°13. Flujograma de Trabajo

4.1.1 Recopilación de la información documental

Esta fase del trabajo consistió en la búsqueda y consulta de documentos del campo Cariña, tales como; tesis de grado, informes de perforación y planificación, mapas del campo y de producción de intervalos infrayacentes, bibliografía de la estratigrafía de la zona y del

marco estructural en el cual está contemplado en Campo Cariña, sumarios de producción, carpetas de pozo también se suministró información digital por parte de la Gerencia del Dato.

4.1.2 Validación de la información

Una vez obtenida la información se procedió a validarla con el fin de aumentar el grado de confiabilidad de los datos.

Los mapas adquiridos que eran oficiales, de arenas de producción infrayacentes al intervalo "R3", sirvieron como mapas base. En estos mapas se validaron las coordenadas de superficie y fondo con ayuda de los reportes de perforación.

Las curvas de los pozos en digital obtenidas por parte de la Gerencia del dato, se compararon con los registros en físico de cada uno de los pozos a evaluar en el estudio.

Los registros de perforación sirvieron para validar los informes previos estratigráficos de la zona.

De las carpetas de pozo se validó y documentó, la información de diagramas mecánicos, elevación de la mesa rotaria, así como los distintos tipos de registros que fueron tomados en cada pozo.

4.1.3 Realizar una base de datos

Durante la recopilación de información y verificación de datos se realizó una base de datos que permitió organizar y ubicar fácilmente la información deseada como por ejemplo los pozos a trabajar y los diferentes datos referentes a cada uno de ellos. La base de datos para ser llevada a cabo de la siguiente manera;

Tabla N°1. Formato de Base de Datos

Name	Surface X	Surface Y	KB	TD (SSTVD)	TD (MD)	Max inc	TOPE R3 (TVD)
BASE R3 (TVD)	TOPE R3 (SSTVD)	TOPE R3 (MD)	TOPE R3 (X)	TOPE R3 (Y)	ESPESOR UNI	ISÓPACO	ANP

4.1.4 Modelo Sedimentológico

4.1.4.1 Descripción macroscópica de los núcleos

Se efectuó una breve descripción macroscópica de los núcleos MFC0026 y MFB0627, entre los intervalos de 3395'- 3479'(MFC0026) y (3358'-3370'), se observó y corroboró con las facies descritas en los informes oficiales de PDVSA-EI Chaure. La ubicación de los núcleos dentro de los campos se aprecia en la figura N°14.

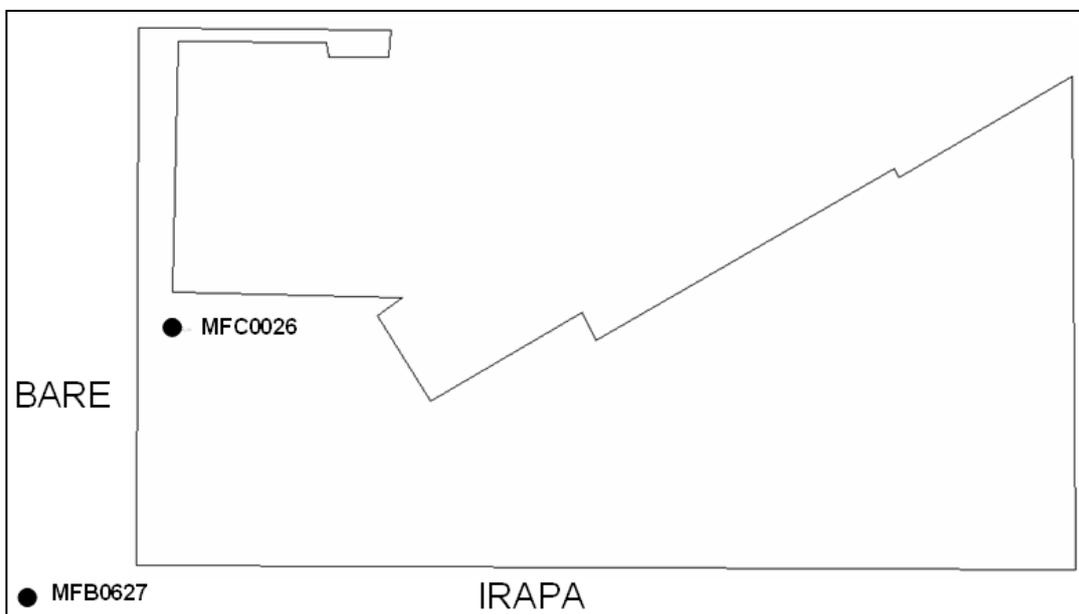


Figura N° 14. Cuadrángulo del Campo Cariña y la ubicación de los núcleos disponibles.

4.1.4.2 Realización de correlaciones.

La correlación litoestratigráfica de los pozos se realizó para definir e identificar los horizontes estratigráficos y estructurales. Con la finalidad de ilustrar y solventar problemas estratigráficos y estructurales.

Para realizar la correlación se utilizaron los registros de inducción, Gamma Ray (GR), Potencial Espontaneo (SP), Resistividad (IL) y Conductividad (CRD) de los pozos en TVD a escala 1:500. Se trazaron secciones en sentido S-N, SO-NE, E-O, con el fin de abarcar todo el campo. Las secciones realizadas se muestran figura N°15.

Partiendo de la calibración del core-gamma de los núcleos, se pudo identificar los topes y visualizar las respuestas de las curvas a dichas profundidades. Estas respuestas fueron comparadas con los otros pozos vecinos, con la finalidad de extrapolar el tope y base del intervalo R3.

Una vez hecha la correlación con los registros en físico, se procedió a cargar los datos de pozo en Petrel 2007, y de esta manera hacer las correlaciones de manera digital.

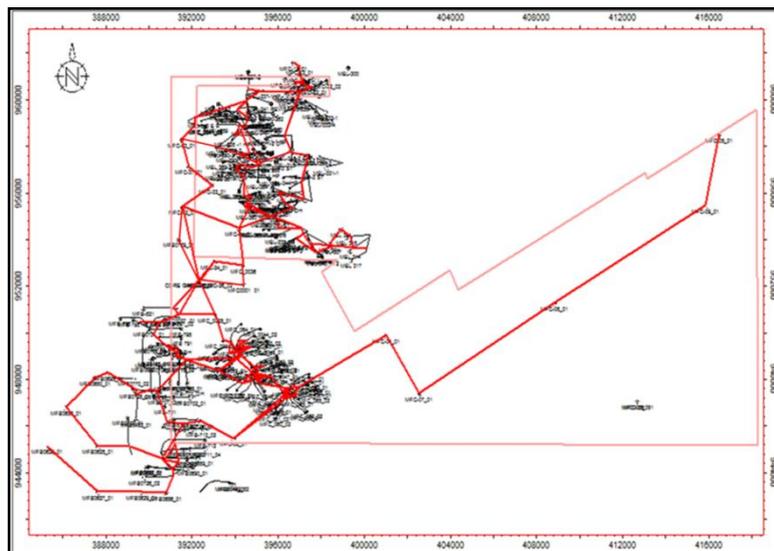


Figura N°15. Mallado de Correlación

4.1.4.3 Realizaciones de secciones estratigráficas.

Una vez identificado el intervalo “R3”, se procedió a elaborar siete secciones estratigráficas, las cuales se realizaron con el fin de observar la continuidad lateral de la arena, conocer las relaciones laterales y verticales, distinguir las variaciones de espesor de la misma, coalescencias de las arenas, sentido de sedimentación, y observar los cambios de facies.

Se proponen cuatro secciones en el sentido de depositación y tres secciones perpendiculares, con la idea de tener una mejor representación de las variaciones internas del intervalo, y así poder inferir mejor el paleoambiente.

Para generar las secciones estratigráficas fue necesaria la determinación de un “Datum estratigráfico”, el cual es un marcador lútfico de gran extensión, que aparece en todos los registros, que no presente variaciones laterales considerables y muestre propiedades anómalas vistas en las curvas, tales como (resistividades muy altas o muy bajas).

Estas superficies representan paleo-llanuras de inundación, y para el estudio del intervalo de producción “R3”, el Datum se sitúa en el tope del intervalo, en el cual se encuentra un límite de secuencia (SB), que corresponde al final de un sistema transgresivo (TST).

Posterior a la determinación del Datum, se procedió a fijar el Datum estratigráfico en Petrel, con la finalidad de fijarlo y establecer una línea isocrónica, que representó, como fueron los eventos depositacionales del intervalo “R3”.

4.1.4.4 Análisis de electroformas.

Terminada las correlaciones y las secciones estratigráficas, el siguiente paso es determinar el paleomambiente para poder ubicar el intervalo R3 en un sistema depositacional determinado.

Basados en la tabla de clasificación de Walter y James. (1992) (Figura N°16), se agruparon las electroformas por los patrones, y se pudo identificar las diferentes facies que prevalecían en el momento de la depositación del intervalo "R3".

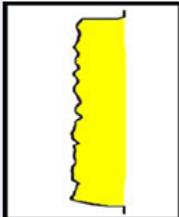
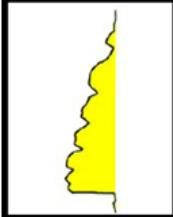
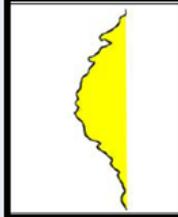
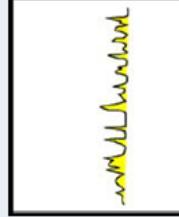
CILINDRICO	EMBUDO	CAMPANA	SIMÉTRICA	IRREGULAR
Limpia sin tendencia	Tope abrupto. Engrosamiento hacia el tope	Base abrupta. Afinamiento hacia el tope	Tope y Base graduales.	Mezcla de arenisca y lutita sin tendencia
				
Eólico, Fluvial, entrelazado, Plataforma carbonática, Cañon Submarino.	Abanico de rotura, Barra de desembocadura, Isla de barrera, Marino somero. Banco de carbonatos. Lóbulo de Abanico submarino	Barra de meandro fluvial, Barra de meandro tilda, canal de abanico submarino, arenas transgresivas.	Barras costa fuera, Arenas transgresivas, Apilamiento de barras o canales.	Llanura de inundación, Talud carbonatico o clástico, Relleno de cañon submarino.

Figura N°16. Tabla de identificación de facies por patrones de potencial espontaneo (SP) y de Rayos Gamma (GR), propuesta por Douglas J, Cant. 1992. (Tomado y modificado González y Vásquez 2005).

4.1.4.5 Mapa Isópaco.

Según Bishop (1960), un mapa isópaco, es un mapa que muestra por medio de líneas de contorno la distribución y el espesor de una unidad de arena específica.

El mapa del intervalo "R3" fue realizado a mano, comenzando con la elaboración previa de un mapa base en el cual se plasmaron, las coordenadas de superficie, coordenadas de fondo de los pozos y los topes del Intervalo "R3" en (SSTVD). Basándonos en los espesores de arena vistos en las correlaciones se plasman en el mapa, y es entonces cuando se procede a contornear líneas que igual valor de espesor de arena.

Estas curvas representan un valor de igual espesor, y son ideales para determinar las zonas donde hay mayor acumulación de arena. Además las curvas isópacas son utilizadas para analizar; ambientes de depositación, distribución de facies, relaciones de arena lutita, historias de avulsiones de canales, determinación de fallas y, por último, son fundamentales para el cálculo de Volúmenes de roca.

Una vez hecho el mapa isópaco a mano, se procedió a escanearlo y digitalizarlo bajo la aplicación de SIGEMAP V3.

4.1.4.6 Mapa de paleoambiente

Finalizado el mapa isópaco, se procede mediante los análisis de electroformas, las secciones estratigráficas y los reportes de los núcleos a realizar un mapa que represente, el ambiente de depositación en la cual estuvo inmerso el intervalo "R3", sus facies y los distintos sub-ambientes. El mapa de paleoambiente fue digitalizado bajo la aplicación SIGEMAP V3.

4.1.5 Modelo Estructural

4.1.5.1 Secciones estructurales

Con el fin de definir la arquitectura y el buzamiento de la estructura del campo en estudio, se realizaron cuatro secciones estructurales. En ellas se pudo evidenciar las principales fallas, sus geometrías y desplazamiento. Las secciones fueron trazadas, con la finalidad de abarcar toda el área de estudio, y poder resolver los problemas estructurales presentes en el campo.

Para generar las secciones estructurales, y para maximizar el grado de certidumbre fue necesario;

- Seleccionar los pozos a la misma escala vertical.
- Se enfatizo el uso de pozos verticales, para minimizar el margen de error, ya que los pozos horizontales y desviados, mientras más horizontalizados son, mayor margen de incertidumbre.
- Los datos de los registros fuesen fácilmente legibles.

Desplegados los registros, se procedió a definir un "Datum" estructural, el cual debió estar en la misma profundidad (SSTVD). Después se fijo en Petrel, y se pudo visualizar la arquitectura y geometría del intervalo R3.

4.1.5.2 Validación de las fallas

Una vez determinado el Datum estructural y fijado en los registros a la profundidad (SSTVD) determinada, se procede a verificar los saltos que hay entre el mismo intervalo, y de esa manera concluir, dependiendo del diferencial en profundidad, la existencia de una falla. El sistema de fallas

que gobiernan en el cual se encuentra, son de tipo normal de bajo ángulo, debido al sistema distensivo de la cuenca oriental venezolana.

Habiendo revisado las secciones estructurales, se dispuso evaluar junto a los mapas oficiales de las arenas infrayacentes, la existencia y extensión de las fallas así como también los contornos estructurales. Esto produjo la elaboración de un mapa hecho a mano, que posteriormente fue escaneado y digitalizado en SIGEMAP V3.

4.1.5.3. Mapa Isópaco-Estructural

Una vez realizados los mapas Estructurales e Isópacos de manera digital, se procedió, en el software SIGEMAP, a solapar ambos mapas, para de esta manera delimitar el yacimiento R3-MFC 29, debido a que se conocían los límites estructurales y estratigráficos.

4.1.6 Modelo Petrofísico:

4.1.6.1. Determinación de la resistividad del agua.

La resistividad del agua de formación es un parámetro petrofísico eléctrico, la metodología utilizada para su determinación se basó en el cálculo por medio de la ecuación de Archie.

Para su determinación se debió comparar las resistividades leídas del intervalo "R3", con un intervalo cuya arena, tuviese un valor menor en la lectura de (GR), es decir que fuese más limpia y que a su vez, se encuentre dentro de la misma formación.

4.1.6.2. Determinación de parámetros Petrofísicos.

Con la finalidad de poder caracterizar las propiedades de la roca contenida en el yacimiento R3-MFC 29, se verificaron las bibliografías recomendadas, estudios petrofísicos previos del Campo Cariña e informes de los núcleos. Así mismo se verificaron los valores petrofísicos del intervalo "R3" en el Campo Bare, para poder tener un criterio comparación.

Haciendo lectura del cabezal del registro físico y de la base de datos, se agregó y valido al sumario petrofísico, los espesores de arena, tipo de lodo de perforación, temperatura de superficie y de fondo, profundidad total registrada. Esto para poder determinar el gradiente geotérmico y la temperatura de formación.

Luego, la selección de los pozos para la determinación de la petrofísica fue el segundo paso. Ya que los pozos para considerarse prospectivos debían registrar una resistividad mayor o igual a 10ohm/mts, no debían estar cerca de un CAPO o GAPO y debían ser verticales.

Para la determinación del índice de arcillosidad, se debió hacer lectura de la curva de (GR) en cada uno de los pozos a evaluar la petrofísica, en donde se relacionan varias lecturas de la misma curva de la siguiente manera;

$$I_{sh} = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}}$$

...(1.0)

Donde:

GR: es el perfil de rayos gamma ray.

GRcl: indica la lectura del GR en la lutita más representativa de la formación.

GRsh: es la lectura del perfil en la arena más limpia.

La corrección de los valores de arcillosidad fue calculado por la ecuación de Larionov (Ecuación 1.1), ya que es la que mejor se adapta al Campo Cariña, según estudios previos en intervalo infrayacentes, y además también se adapta para el intervalo "R3" en el Campo Bare.

$$\text{Larionov } V_{sh} = 0,0833 * [(2^{(3,7 * I_{sh})})] - 1 \quad \dots(1.1)$$

Para el cálculo de la porosidad, se utilizaron los registros de densidad (DPHI) y neutron (NPHI), se corroboraron si ambas curvas estuviesen compensadas. El cálculo de la porosidad por las curvas de densidad y neutrón, se obtuvieron por la ecuación de Gaymard, para eliminar el efecto de arcillosidad sobre la porosidad.

$$\Phi_{\text{efectiva}} = \Phi_{\text{total}} - (V_{sh} - \Phi V_{sh}) \quad \dots(1.2)$$

Donde:

Φ_{total} = lectura de la curva de (DPHI) ó (NPHI), en el intervalo de interés.

V_{sh} = Volumen de arcillosidad.

ΦV_{sh} = lectura de la curva (DPHI) ó (NPHI), en la lutita más representativa de la formación.

Una vez corregida las porosidades, se procedió a determinar la porosidad efectiva bajo la siguiente ecuación.

$$\Phi_{\text{efectiva}} = \frac{\Phi_D + \Phi_N}{2}$$

...(1.3)

Donde:

Φ_D : Porosidad por curva densidad

Φ_N : Porosidad por curva neutrón

Para el cálculo de la resistividad del agua, se partió de los datos de cada registro, tomando las temperaturas de fondo y cabezal, para calcular un gradiente térmico del yacimiento. Los valores de coeficiente de tortuosidad (a), exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n), fueron suministrados por la Gerencia de Estudios Integridad (EEII), Pto La Cruz, los cuales fueron determinados previamente para todo el Campo Cariña.

El cálculo de la resistividad del agua, se calculo con la ecuación de Archie;

$$R_W = \frac{(\Phi e^m) \cdot R_t}{a}$$

...(1.4)

Donde:

R_W = Resistividad del agua de formación

R_t = Resistividad en una arena 100% saturada de agua

Φe = Porosidad efectiva de la formación

a= exponente de cementación

Para el cálculo de la saturación de Agua, se utilizaron las ecuaciones de Simandux modificado e Indonesia, con el fin de ver cual de

las dos se adaptaba más a los cálculos ya establecidos para el Campo Cariña.

Las ecuaciones utilizadas fueron;

Simandux

$$S_w = \left\{ \frac{aR_w}{\Phi_e^m R_t (1-V_{sh})} + \left(\frac{aR_w V_{sh}}{2\Phi_e^m R_{sh}} \right)^2 \right\}^{1/2} + \frac{aR_w V_{sh}}{2\Phi_e^m R_{sh}} \quad \dots(1.5)$$

Donde:

a= exponente de cementación

Φ_e =porosidad efectiva

R_t =resistividad de la formación

V_{sh} = volumen de arcilla

R_w = resistividad del agua de formación

R_{sh} = resistividad de arcilla adyacente

Indonesia

$$S_w = \frac{1}{R_t^{1/2}} \left(\frac{V_{sh}^d}{R_{sh}^{1/2}} + \frac{\Phi_e^{m/2}}{aR_w^{1/2}} \right) \quad \dots(1.6)$$

Donde:

a= exponente de cementación

m= exponente de saturación

Φ_e =porosidad efectiva

R_t =resistividad de la formación

V_{sh} = volumen de arcilla

Rw= resistividad del agua de formación

Rsh= resistividad de arcilla adyacente

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

En cuanto a la determinación de la permeabilidad, para su estimación se hizo a través de la ecuación Timur Modificada, ecuación que desarrollo el proyecto Magna Reserva (2010), para la cuantificación y calificación de los hidrocarburos de la faja.

$$K=\frac{10500 * \Phi e^6}{(\Phi e * Swirr+0.25 * Vsh)^2}$$

...(1.7)

4.1.6.3. Mapa de isopropiedades.

A partir del sumario petrofísico generado, se generaron los mapas de isopropiedades en la herramienta OFM, con el fin de visualizar la distribución de las propiedades del intervalo "R3", y poder visualizar las mejores zonas prospectivas.

4.1.7. Calculo de Reservas

Una vez delimitado el yacimiento R3-MFC 29, se debió cuantificar las reservas de hidrocarburo líquido del yacimiento. Para ello se utilizó el método volumétrico.

$$Poes=\frac{7758 * Vb * \Phi * Soi}{Boi}$$

...(1.8)

Donde:

Boi= factor volumétrico del petróleo

Soi=saturación inicial de petróleo

Vb= volumen de roca del yacimiento

Boi= factor volumétrico

El yacimiento R3-MFC 29, al ser prospecto, no figura en el libro de reservas PDVSA-2011, tampoco cuenta con pruebas de producción ni PVT. Por esta razón, los valores del modelo de fluido, presión de burbuja (Pb), razón gas disuelto en petróleo (Rsi) y factor volumétrico (Boi), fueron tomados del yacimiento R3-MFB 457, del Campo Bare, el cual es el yacimiento más cercano, que corresponde al intervalo "R3".

Para poder estrechar el margen de error entre los datos tomados del Campo Bare y adaptarlos al Campo Cariña, los valores oficiales del yacimiento R3-MFB 457, fueron reproducidos en una hoja de cálculo por las ecuaciones de la Total y Laineth Lopéz, para ver si los valores de Pb, Rsi, Boi se asemejaban y poder elegir la ecuación que mejor se adapte.

Entre las ecuaciones de Laineth Lopéz tenemos:

$$Pb=92.8034+6.77638*(Rsi/Grav)+0.688117*Temp-24.0569*API \dots(1.9)$$

Donde:

Pb = Presión de burbujeo.

Rsi = Relación del gas en solución y el petróleo a la presión inicial.

Grav = Gravedad específica del gas.

Temp = Temperatura.

API = Gravedad API del crudo residual.

$$Rs=-35.6135+0.0830159*P-0.052482*Temp+51.479*Grav+1.98597*API \dots(2.0)$$

Donde:

R_s = Relación de solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)

P = Presión del yacimiento.

Temp = Temperatura.

Grav = Gravedad específica del gas liberado.

API = Gravedad API del crudo residual.

$$B_o = 0.93176 + 0.000422061 * T + 0.000372363 * R_s + 0.0545485 * Grav + 0.00159098 * API$$

...(2.1)

Donde:

R_s = Relación del Gas en solución con el petróleo a la presión del yacimiento.

T = Temperatura.

Grav = Gravedad específica del gas.

API = Gravedad API del crudo residual.

Las ecuaciones de Laitneh López, fueron las que mejor reprodujeron los valores del yacimiento R3-MFB 457, y por ende fueron las utilizadas para calcular los valores de producción del yacimiento R3-MFC 29.

La porosidad (Φ), se obtuvo del promedio ponderado de las porosidades de los pozos a los cuales se les realizó análisis petrofísicos.

Partiendo de los tres pozos que se les tomó petrofísica y de sus espesores de arena neta petrolífera, se tiene;

$$\Phi = \frac{\Phi_{e1} \cdot ANP_1 + \Phi_{e2} \cdot ANP_2 + \Phi_{e3} \cdot ANP_3}{\sum_{i=1}^3 ANP_i} \quad \dots(2.2)$$

Donde:

Φ_{en} = porosidad efectiva de cada pozo evaluado

ANP = Arena Neta Petrolífera

Al ser el yacimiento R3-MFC 29, un yacimiento bifásico, solo cuenta con dos fluidos y por lo tanto con dos saturaciones. Partiendo que la sumatoria de ambas saturaciones es el 100% de la saturación del sistema, se tiene;

$$S_{oi} + S_{wi} = 1 \quad \dots(2.3)$$

Donde:

S_{oi} = Saturación inicial de petróleo.

S_{wi} = Saturación inicial de agua.

El volumen total de roca del yacimiento R3-MFC 29, se obtuvo del mapa isópaco que representa los espesores de las arenas netas petrolíferas y de los límites del yacimiento. Y a partir de la aplicación Sigemap V8, se calculó el volumen total de roca.

4.1.8. Ubicación de nuevas localizaciones de pozos:

Para proponer nuevas áreas de perforación se tomaron en cuenta las zonas con mejores características petrofísicas y zonas con mayor espesores de arena neta.

CAPITULO V

5.1 RESULTADOS

5.1.1 Modelo Sedimentológico

5.1.1.1 Descripción macroscópica de los núcleos

El núcleo MFC0026, es el único núcleo de tipo convencional que se encuentra en el Campo Cariña, ubicado al oeste del mismo (figura N°8). En el 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, U2-3, CRETÁCICO. Se definieron 12 facies sedimentarias (tabla N°2), y se reconocieron dos secuencias de bajo orden, delimitadas por límites de secuencias (SB) a las profundidades de; 3670' (Tope de Cretácico) y a 3377' (Tope del intervalo R3).

Tabla N°2. 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.
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.

NOTA: La nomenclatura de facies es suministrada por PDVSA.

Los sedimentos correspondientes al intervalo de estudio R3, constan, exclusivamente, de depósitos marinos, con asociaciones de anteplaya (*shoreface*), y depósitos de mar abierto.

El estudio llevado a cabo por la Gerencia de EEII, propone tres facies para el intervalo R3, las cuales son L, L1 y LS.

El objetivo de la macro-descripción fue en parte, validar las facies descritas anteriormente para el intervalo de estudio "R3".

El intervalo R3, que corresponde a las profundidades 3377'-3406', está contenido desde la caja 6, tubo 7, hasta la caja 7, tubo 5. De las diez cajas que albergan el intervalo R3, solo se disponen de seis cajas para la descripción, las demás presentaban muestras bastante deterioradas.

A continuación se describirá el intervalo "R3", en las profundidades correspondientes a la toma del núcleo;

3377'-3380': Se observan secuencias de lutitas de color negrusco con alto contenido orgánico, asociándose a la facies LS, el cual corresponde a un perfil pedogénico maduro (con raíces y peds de suelo), asociado a un límite de secuencia que se reporta al tope del intervalo R3 por los informes oficiales.

Los perfiles pedogénicos y las capas de carbón evocan regímenes hidráulicos de muy baja energía.

Se observan icnofacies de Cruziana tales como Planolites (P) y Teichichnus (Th) distribuidos en todo el intervalo (Figura N°17).

La impregnación de hidrocarburo se reconoce al tope del intervalo R3, aproximadamente en un intervalo no mayor a 2'.

A 3379.5', se observa un desarrollo de capas de sideritas. (Figura N°18).

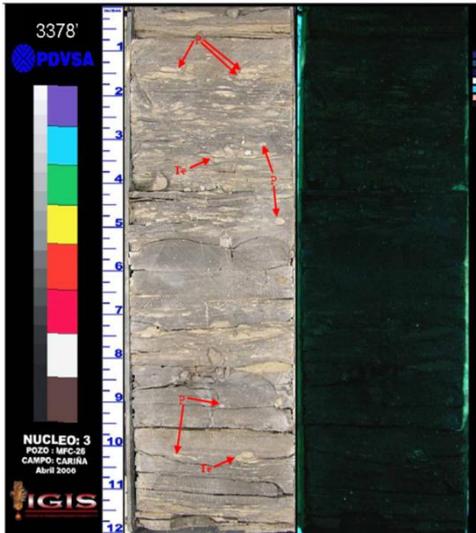


Figura N°17. Apariciones de Planolites y Teichichnus, intervalo 3377'-3380'



Figura N°18. Núcleo MFC0026, Intervalo 3377'-3380'

3386'-3389': las lutitas son friables de color grisáceo, se reconocen texturas tipo lenticular, localmente hay rastros de siderita.

El color de las lutitas se aclara de tope a base. Se observan madrigueras de ophiomorphas localmente. (Figura N°19)

Todas las características de este intervalo, corresponden a la facies L. (Figura N°20).

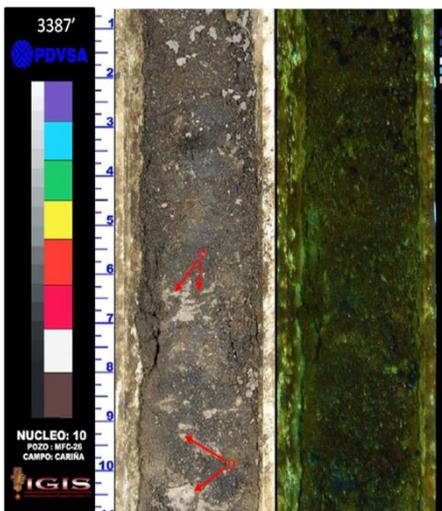


Figura N°19. Madrigueras de Ophiomorphas



Figura N°20. Núcleo MFC0026, Intervalo 3386'-3389'

3389'-3390': solo se reconoce lutitas masivas de color gris, con capas de arenas, evidenciando pequeños cambios en el régimen hidráulico. No se reconocen bioturbaciones, solo pequeños rastros de siderita. Corresponde a facies L . (Figura N°21).



Figura N°21. Núcleo MFC0026, Intervalo 3389'-3390'

3390'-3393': intervalo prácticamente estéril, no presenta bioturbaciones. Se presentan intercalaciones de lutitas gris clara y gris oscura, con esporádicas capas de arenas. Se asocia a la facies L. (Figura N°22).



Figura N°22. Núcleo MFC0026, Intervalo 3390'-3393'

3396'-3399': lutitas con alto contenido de arenas de diferentes tamaños, con tendencia grano creciente al tope, no existe un contacto predominante entre las arenas y las lutitas. Se aprecia alto contenido de nódulos de pirita, y siderita en los niveles lutíticos. Evocando a condiciones de cambios transicionales en el flujo de energía. La presencia de bioturbaciones es evidente hacia la base, reconociéndose madrigueras de ophiomorphas (O). Facies L1. (Figuras N°23 y N°24).

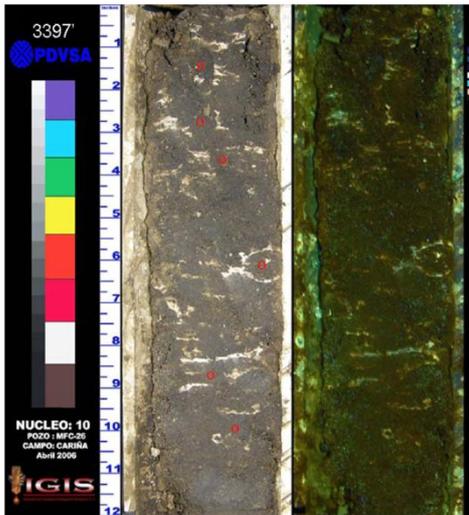


Figura N°23. Madrigueras de
Ophiomorphas



Figura N°24. Núcleo MFC0026,
Intervalo 3396'-3399'

3400'-3403': se aprecian nódulos de pirita, indicativos de condiciones anóxicas durante la sedimentación (Figura N°25). La litología presente son lutitas de color gris claro; no se observó rastros de bioturbaciones (intervalo estéril). Las condiciones anóxicas se infieren por la presencia de nódulos de pirita.

El tamaño de los granos se hacía más grueso hacia el tope, correspondiendo a un sistema barra de desembocadura. Facies L1. (Figura N°26).

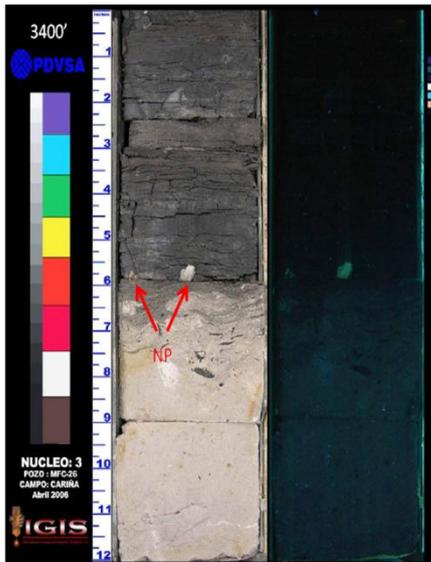


Figura N°25. Nódulos de Pirita,
Núcleo MFC0026. IGIS-PDVSA.



Figura N°26. Núcleo MFC0026,
Intervalo 3400'-3403'

Teniendo en cuenta la descripción previa del núcleo, se procedió a validarla tomando en cuenta, las características, litológicas, texturales y biológicas apreciables al momento de la descripción.

Del pozo MFB0627, se recuperaron 740' núcleo entre las profundidades de 2380' a 3120' y se analizaron 547,89' de núcleo, en las cuales se establecieron 28 unidades sedimentarias, que incluyen en secuencia vertical los intervalos; I2, I3, I4-5, I6, J1-2, J3, K, L0, L1, L2, L3, L4, M1-3, O1-2, P1-2, P3, R0, R1, R2, **R3**, S1-2, S3-4, S-5, TL, U1, U2-3. Correspondiente a las Formación Oficina y Formación Merecure.

Debido a actualizaciones en los inventarios de la nucleoteca PDVSA El-Chaure, el núcleo MFB0627, no pudo ser desplegado para su descripción.

5.1.1.2. Calibración núcleo-perfil

La calibración núcleo-perfil de los núcleos MFC0026 y MFB0627, 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 de los núcleos (Tablas N° 3 y 4).

Tabla N°3 Calibración MFC0026

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

TablaN°4 Calibración MFC0627

Núcleo MFB0627			
Formación	Prof. Registro	Prof. Núcleo	Desfase Promedio
Oficina	2380'-3050'	2378'-3047'	2'-4'
Merecure	3050'-3120'	3048'-3119	1'-3'

5.1.1.3. Correlación estratigráfica

La técnica empleada fue correlacionar en forma de mallado partiendo de los pozos con núcleos 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 "R3", es un lignito en su base. Correspondiente a un máximo de inundación descrito en el núcleo del pozo MFC-026 y en el informe del núcleo del pozo MFB-627. En el tope del intervalo descrito en el núcleo MFC-026, se observó un límite de secuencia que es correlativo con todos los pozos del área de estudio. Esto permitió identificar lateralmente el intervalo R3, por el análisis de las respuestas de las curvas.

Otro marcador usado fue el contacto entre la Formación Oficina (zona de shoreface) y Formación Freites (inicio de transgresión). En esta última, solo se desarrollan lutita friable, de espesores de 335m a 610m, debido a su ambiente de depositación marino somero. (De Sisto, 1961).

Se extrapolaron los topes entre los 86 hoyos del Campo Cariña, 53 del Campo Bare Este y 41 del Campo Melones Sur. Figura N°9.

5.1.1.4. Interpretación de las secciones estratigráficas

Se efectuaron siete secciones estratigráficas con el fin de demostrar la continuidad lateral de facies, geometría, y distribución areal, de los depósitos correspondientes al intervalo R3.

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA A-A':

Comprende los pozos, MFC0031, MFC0030, MFC0046, MFC0010, MFC0069 y MFC0004, abarca una longitud de aproximadamente 10 km, con una dirección SO-NE, ubicado al suroeste del Campo Cariña. Desarrolla máximos espesores de aproximadamente 35' hacia el oeste, correspondiente al desarrollo de facies de canal. Hacia el este se

desarrolla una llanura de inundación que es cortada por un pequeño paleocanal de aproximadamente 10' de arena. (Figura N°27) y (Anexo #7)

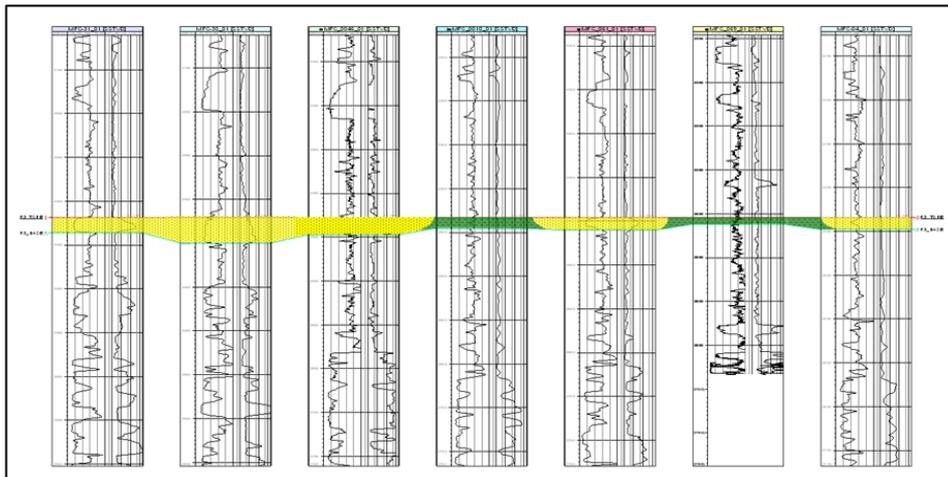


Figura N°27. Sección Estratigráfica A-A'.

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA B-B':

Abarca los pozos, MFB0797_1, MFC0028, MFC0029, MFC0051, MFC0054, MFC0010, MFC0061_1, se extiende 5.7 km, con una dirección E-O, abarca facies de canal y de llanuras de inundación, existe un contacto transicional entre dichas facies.

Dentro de las facies de canal, se observa un espesor promedio de 20', y se engrosa considerablemente hacia el oeste hasta alcanzar los 35'.

Las llanuras de inundación, vistas en los pozos, MFC0010 y MFC0051_HP, evidencian el estrecho margen en el cual se desarrollaban los canales principales, pero los pozos MFC0054_HP y MFC0061_HP, representan el avance de nuevos canales, que se generaron por la alta tasa de sedimentación que no pudo ser canalizado por los canales principales, generando así, nuevos canales y provocando la extensión lateral de las facies de canal. (Figura N°28) y (Anexo #8)

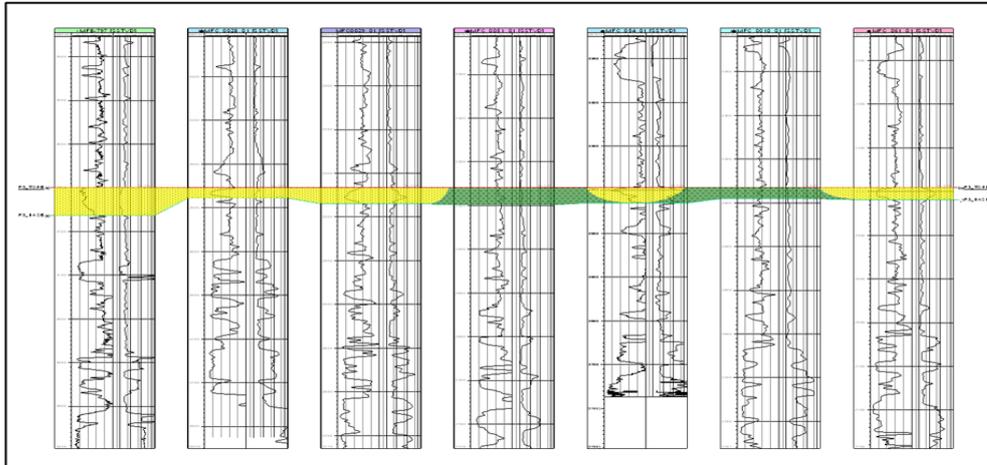


Figura N°28. Sección Estratigráfica B-B'.

SECCION ESTRATIGRÁFICA C-C':

Conformada por los pozos, MFC0026_1, MFC0024, MFC0036, MEL0233_1 y MEL0317, con una dirección preferencial E-O, ubicada entre los Campos Cariña y Melones, abarca una longitud de 6.8 km. El pozo MFC0024, representa electroformas características de borde de canal. En esta sección se evidencia el no desarrollo de arenas dentro del intervalo R3, hacia el Campo Melones.

El desarrollo de las facies arenosas dentro de la sección, abarca una extensión lateral de 1.8 km aproximadamente. (Figura N°29) y (Anexo #9)

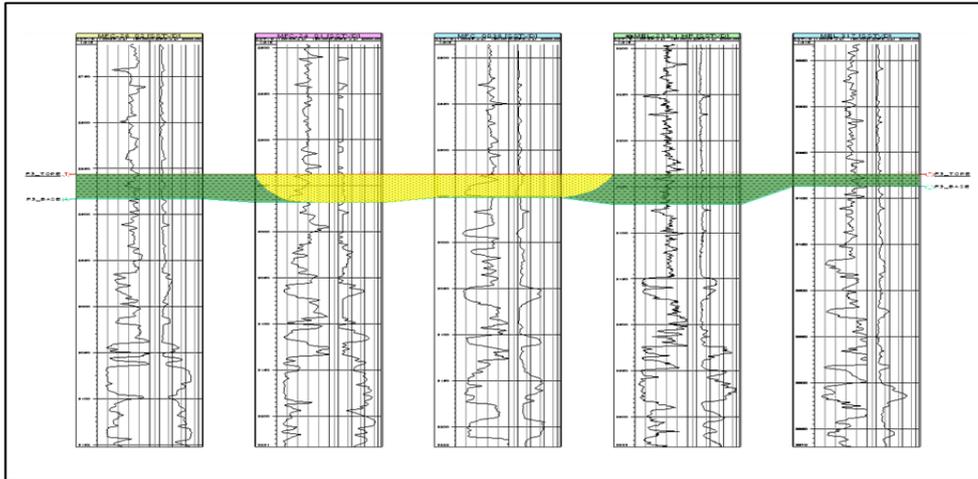


Figura N°29. Sección Estratigráfica C-C'.

SECCION ESTRATIGRÁFICA D-D':

Abarca los pozos MFC0032, MFC0029, MFC0015, MFC0025, MFC0026_1 y MFC0037, se extiende de S-N, ubicada al este del Campo Cariña, alcanza unos 11.87 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 espesores de hasta 40'. (Figura N°30) y (Anexo #10)

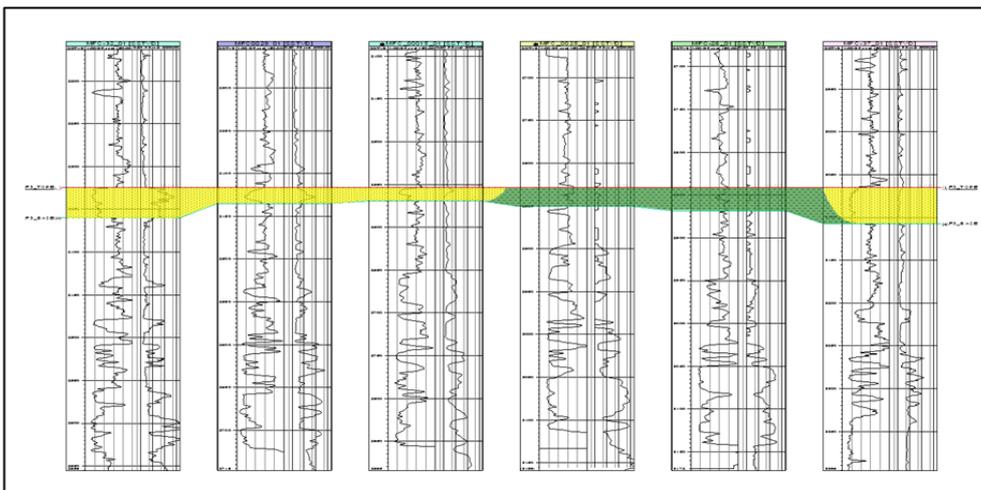


Figura N°30. Sección Estratigráfica D-D'.

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA E-E':

Conformada por los pozos MFB0706, MFB0782, MFB0797, MFB0821, MFC0026 y MFB0729, abarca 5.47 km, posee una orientación preferencial S-N, se observa un cambio de facies, entre las facies de canal y las facies de llanuras de inundación. La sección se desarrolla paralelamente al sentido de depositación. (Figura N°31) y (Anexo #11)

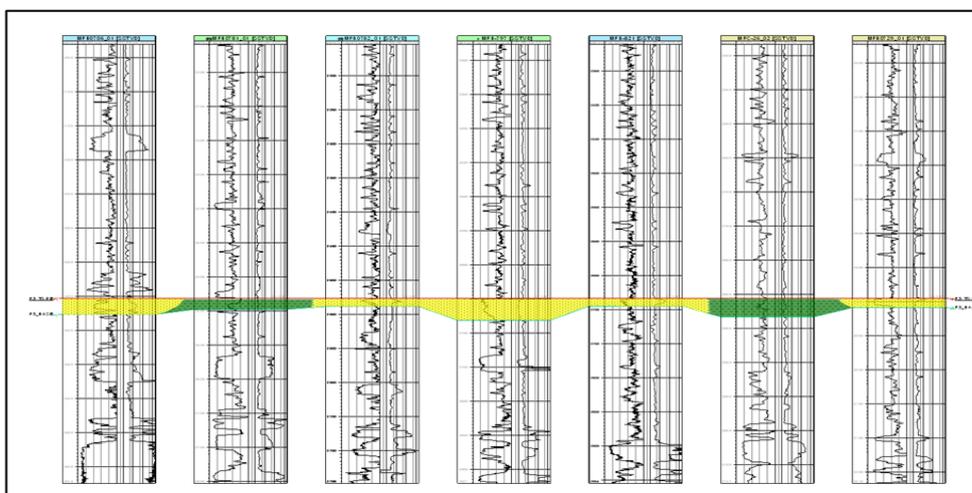


Figura N°31. Sección Estratigráfica E-E'.

5.1.1.5. Análisis paleoambiental

Tal como reseñan los informes de los núcleos MFC0026 y MFB0627, para el intervalo "R3", se evidencian icnofacies de Cruziana, tales como madrigueras de *Chondrites* y *Planolites*, también se evidencian *Thalassinoides* y *Teichichnus* hacia la base arenosa del intervalo. Hacia el tope del intervalo, se empiezan a avistar icnofacies de Skolitos, correspondiendo con sistema transgresivo (TST) descrito previamente para el intervalo "R3".

Esto delimita el intervalo de depositación de la "R3", en un límite entre un ambiente sublitoral y de playa. (Figura N° 31).

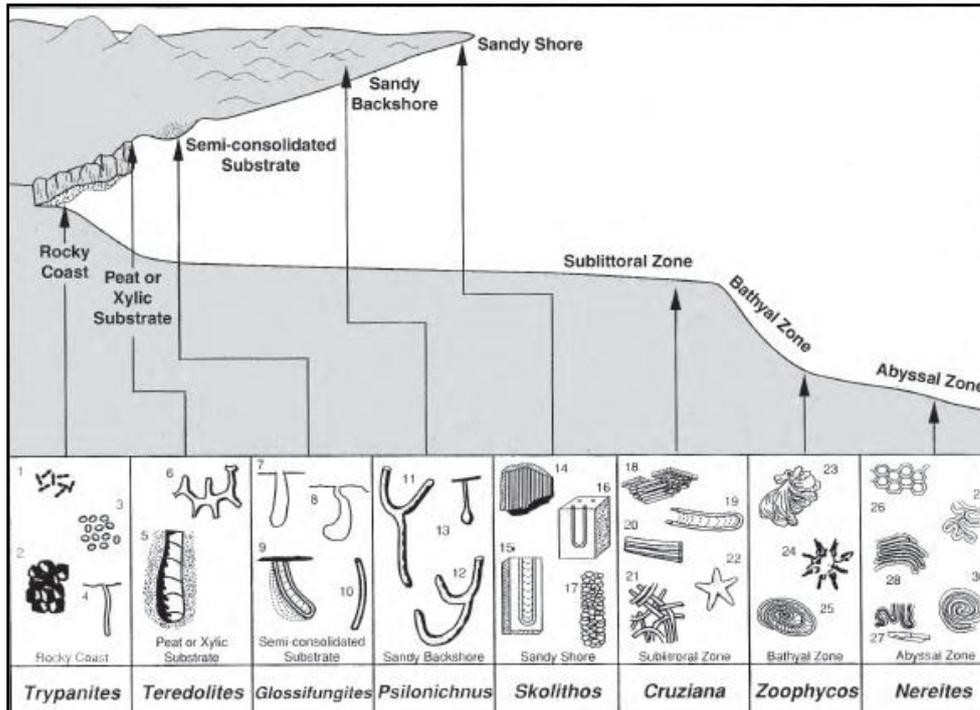


Figura N°32. Distribucion de Icnofacies marinas. (Applied Ichology Short Course. G. Pemberton & J. McEachern. 1985).

Basados en las descripciones palinológicas del núcleo MFC0026, se reportan un conjunto de mioesporas en el intervalo correspondiente a “R3”, que corresponden principalmente a mioesporas de bosques resaltando los palinomorfos (*Euphoria spp.* y *Psilatricolporites spp.*), y con bajas incidencias de (*Bombacacidites brevis* y *Jandufouria seamrogiformis.*). También son muy comunes el polen de palmeras (*Mauritiidites franciscoi*) y esporas de Pteridophytas (principalmente *Laevigatosporites spp* y *Verrucatosporites usmensis.*), otro grupo de polen descritos son los de manglares (*Retitricolporites irregularis* y *Zonocostites ramonae*). (Figuras N°19, N°21 y N°23).

El microplacton incluye comunes ocurrencias de quistes de dinoflagelados (principalmente son comunes las ocurrencias de *Spiniferites spp.* con raras ocurrencias de *Cannosphaeropsis sp.*, *Cleistosphaeridium spp.*, *Multispinula quanta* y *Polysphaeridium zoharyi*). La abundancia de mioesporas de vegetación correspondientes a Bosques costeros y manglares (figura N°33), evidencian un ambiente salobre, en el

cual incluso se reportan dinoflagelados. Esto ubica ambientalmente al intervalo "R3", en una zona de planicie deltaica con influencia de zonas mariales.

Esto concluye que las distribuciones y relaciones de electroformas para el intervalo "R3" y la mezcla empobrecida de las icnofacies, corresponden a un ambiente de valle estuarino (Buatois & Mángano 2000), con mayor influencia de depósitos siliciclásticos al sur y hacia el norte mayor influencia marina. Los grandes espesores de arena están representados por las facies de canales, mientras que los sedimentos finos son muy abundantes y están reflejados por borde de canal y llanuras de inundación.

El sistema de depositación para el intervalo "R3", 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.

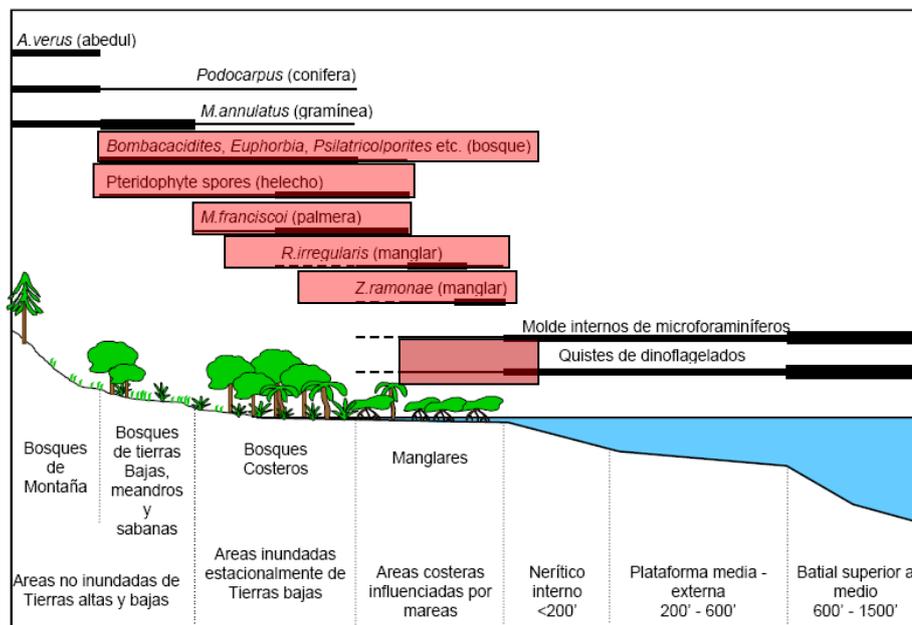


Figura Nº 33. Relación de Palinomorfos con vegetaciones y apariciones de quistes de dinoflagelados. (Tomado de IGIS Laboratories International).

Haciendo una analogía del ambiente de depositación del intervalo “R3”, con un ambiente de depositación actual, tenemos el delta de río Amazonas. (Figura N°34)



Figura N° 34. (Delta del río Amazonas)

5.1.2 Modelo Estructural

5.1.2.1 Generación del Modelo Estructural

El modelo estructural permitió definir, la orientación, arquitectura y geometría de los elementos estructurales del Campo Cariña, que junto con el modelo sedimentológico se pudo delimitar el YAC R3-MFC 29.

Para poder obtener los resultados se utilizaron los registros de 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 "R3", se interpreta como un homoclinal fallado con buzamiento de 2° a 3° hacia el noreste. El marco tectónico en la cual está inmerso el Campo Cariña, es de tipo distensivo (Di Croce 1999), generando así, un sistema de fallamiento normal de bajo ángulo. Esto permitió esclarecer y facilitar la existencia de fallas en el Campo.

5.1.2.2. Interpretación de las 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 se verificó el entrapamiento debido al fallamiento tipo normal.

SECCIÓN ESTRUCTURAL A-A:

Fue construida en dirección S-N, a través de los pozos MFC0032, MFC0061, MFC0049, MFC0049, MFC0045, MFC0015, MFC0025, MFC0024, MFC0033 y MFC0037. Se extiende por 15 km. En ella se evidencia un buzamiento promedio de 6° hacia el norte. También se validan dos fallas de gran extensión regional que tienen saltos verticales de 35' y 180' 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. (Figura N°35) y (Anexo #14).

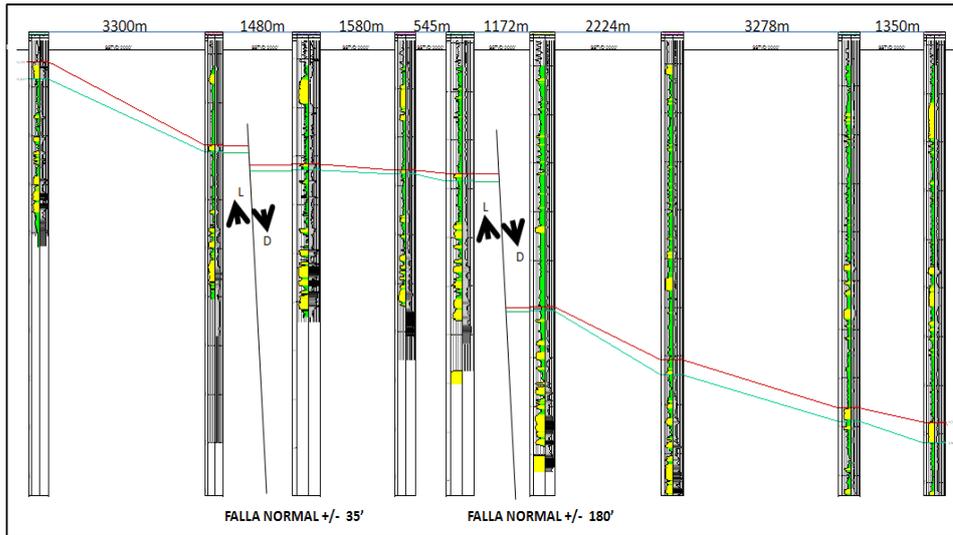


Figura N°35. Sección Estructural A-A'.

SECCION ESTRUCTURAL B-B'

Está compuesta por los pozos, MFC0010, MFC0004 y MFC0007. Posee una extensión de 8.5 km. Se aprecian dos fallas de gran extensión regional, ambas normales, correspondiente a los esfuerzos extensionales de la cuenca. La falla ubicada hacia el oeste es la divisoria entre el Campo Cariña oeste y Campo Cariña este, posee un salto vertical de 60' con un ángulo aproximado de 3° buzamiento sur. La falla hacia el este, tiene un mayor salto vertical de aproximadamente 80'. (Figura N°36) y (Anexo #15).

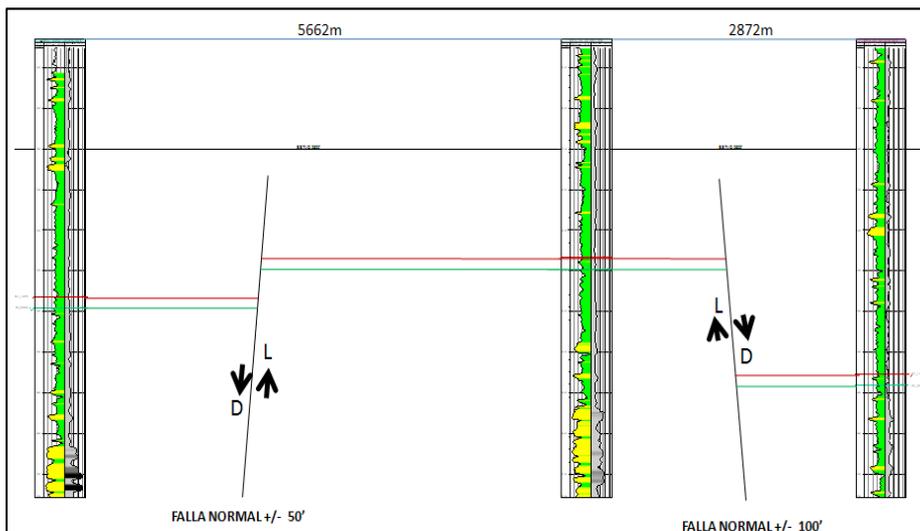


Figura N°36. Sección Estructural B-B'.

SECCION ESTRUCTURAL C-C'

Esta sección está compuesta por los pozos MFC0025, MFC0001, MFC0036, MEL0233 y MEL0345. Se extiende por 5.9 km con una dirección preferencial SO-NE, Abarca los Campo Cariña y Melones, en la sección se aprecia la fallas de casi 200', que divide a ambos Campos. Con un ángulo de aproximadamente 2°. (Figura N°37) y (Anexo #16).

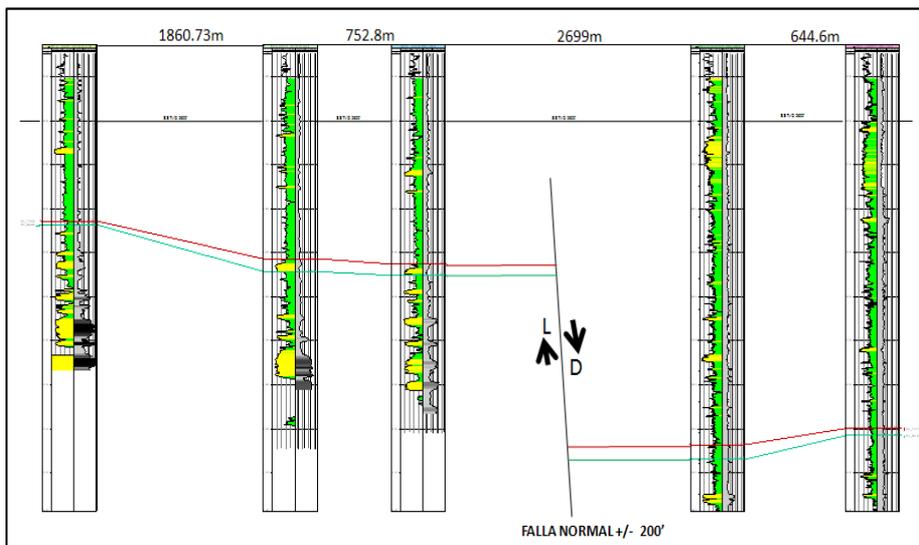


Figura N°37. Sección Estructural C-C'.

SECCION ESTRUCTURAL D-D'

Se extiende por 3.2 km, en una dirección E-O, se compone de los pozos MFC0028, MFC0029 y MFC0051. Se evidencian dos fallas principales, la ubicada hacia el oeste, divide al Campo Bare del Campo Cariña, y a su vez delimita al yacimiento R3-MFC 29. La falla hacia el este, con un salto vertical de 100'. Esta falla se encuentra dentro del yacimiento de estudio. La falla hacia el oeste de 70', se dispone dentro del yacimiento de estudio. (Figura N°38) y (Anexo #17)

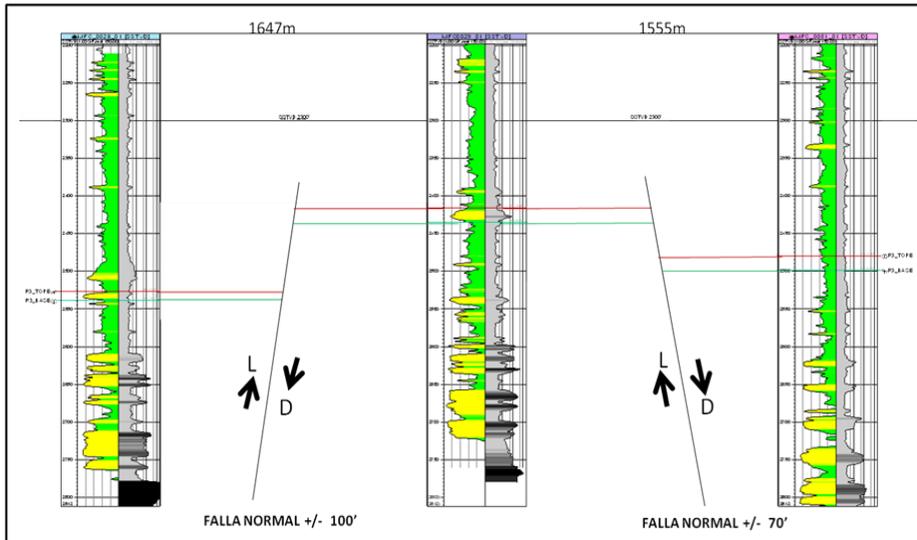


Figura N°38. Sección Estructural D-D'.

La superficie del intervalo "R3", se puede apreciar en la figura N° 39, donde se observa la disposición de los principales trenes de fallas que gobiernan el Campo Cariña.

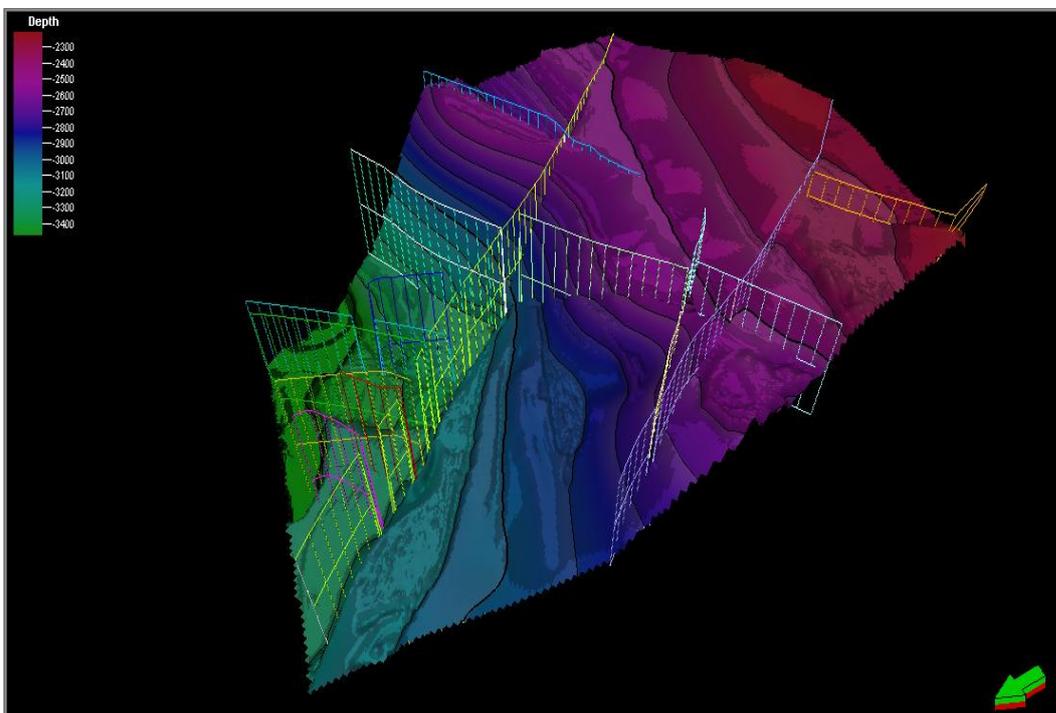


Figura N°39. Superficie del intervalo "R3".

5.1.3 Modelo Petrofísico.

5.1.3.1. Determinación de la resistividad del agua de formación (Rw).

Los reportes del núcleo, no muestran parámetros petrofísicos correspondientes al intervalo "R3", consecuente al no desarrollo de facies arenosas en dicho intervalo. Basados en los estudios de exploración del Campo Cariña, se establecieron los valores de coeficiente de tortuosidad ($a=0.87$), exponente de cementación ($m=1.89$) y exponente de saturación ($n=1.84$), los cuales fueron los utilizados para la determinación de la resistividad de agua de formación.

La tabla N°5, muestra las resistividades calculadas por el método de Archie (Ecu 1.4).

Tabla N°5. Valores de Resistividad del Agua

POZOS	RW (ohmm)
MFC0029	0,261
MFC0061	0,261
MFC0032	0,398
	0,307

5.1.3.2. Determinación de la arcillosidad

Basados en estudios previos de los campos norte del Bloque Ayacucho, la ecuación 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. Los valores de arcillosidad se muestran en la tabla (Anexo #6). (Tabla N°6).

La tabla N° 7, muestra los de Sw, calculados por Simandux y por Indonesia, en la cual la variación no es mayor a 2%. La Sw, resultante por el método de Indonesia, es la que mejor refleja los valores adaptados al Campo. En los estudios petrofísicos de los yacimientos de la arena R3 en el Campo vecino Bare Este, los valores de Sw, son ajustados por la ecuación de Indonesia.

El mapa de saturación de agua, está influenciado de manera muy notable por el contacto agua petróleo (CAPO), ubicado al norte del yacimiento de estudio, al este del yacimiento también se reflejan altos valores de saturación de agua alcanzado valores de 30%, debido a las llanuras de inundación. Hacia el suroeste del yacimiento, donde se desarrollan los mayores paquetes de arenas, los valores de saturación de agua reducen significativamente alcanzando valores promedios de 12% aproximadamente. (Figura N°42) y (Anexo #5).

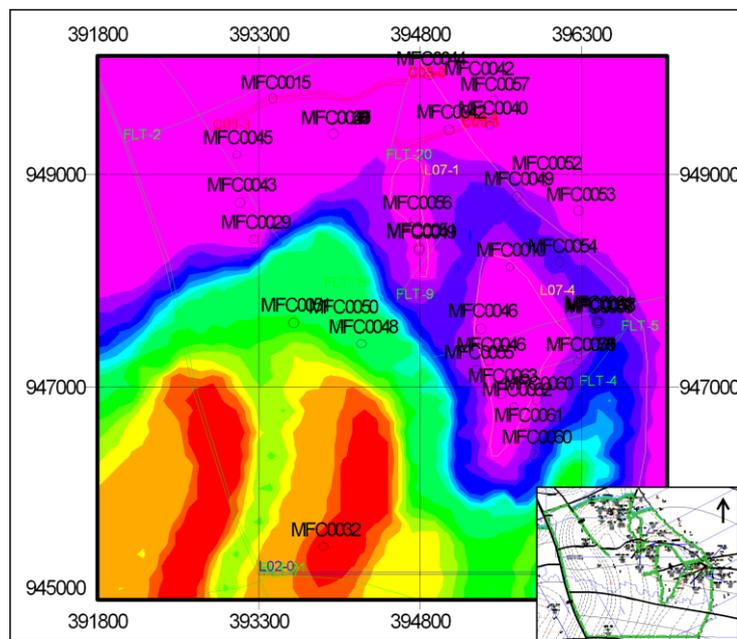


Figura N°42. Mapa de Saturación de Agua del Yacimiento R3-MFC 29

Tabla N° 7. Valores de Saturación de agua por métodos de

Simandux e Indonesia

Pozo	Arena	SIMANDUX		INDONESIA	
		Sw	Sw%	Sw	Sw%
MFC0029	R3	0,29	29,8	0,31	31,7
MFC0061	R3	0,25	25,8	0,27	27,3
MFC0032	R3	0,11	11,5	0,12	12,3
		0,2	22,4	0,2	23,8

5.1.3.5. Determinación de la Permeabilidad

Después de ensayar con varias ecuaciones, 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 2593.85 mD, concordando con la permeabilidad prevista en estudios de EEII. (Anexo #4). (Tabla N°8).

Tabla N°8. Valores de Permeabilidades

TIMUR (mD)	
MFC0029	2127,6
MFC0061	2587,75
MFC0032	3066,19
	2593,85

Dentro del yacimiento R3-MFC 29, los altos valores de permeabilidad, corresponden al igual que los de porosidad a los centros de canales, con valores aproximado de 3300 mD y disminuyen hacia el este, donde se encuentran alto porcentaje de volumen de arcilla. En las

Boi= Factor Volumétrico

5.1.4.1. 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 N° 9, muestra los cálculos respectivos del Campo Cariña, bajo las líneas isópacas del intervalo R3.

Tabla N°9. Volumen y área del Yacimiento R3-MFC 29

Area Total (Mts2):	16.272.716,826
Area Total (Acres):	4.020,988
Vol. Total (Mts3):	105.392.407,409
Vol. Total (AcresPies):	85.441,157

5.1.4.2.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 ecuación (2.5).

$$1= S_{oi}+S_{wi} \quad \dots(2.5)$$

$$S_{oi}=0.77$$

5.1.4.3. Factor Volumétrico.

A partir de los valores de reserva del yacimiento R3-MFB0457, ubicado al este del Campo Bare, se recalcularon, los parámetros de reservas, para ver cual formula reproducía los valores más cercanos. La de Laineth López es que mejor reprodujo los valores.

$$P_b = 904 \text{ lpc}$$

$$P_y = 1130 \text{ lpc}$$

$$R_{si} = 93 \text{ pcn/bn}$$

$$B_{oi} = 1.0724 \text{ By/bn}$$

Tabla N°10. Calculo de reservas.

	MBN	BN
POES del Yac-R3 MFC 29	123.904,71	123.904.710,30
Reservas recuperables del Yac R3-MFC 29	12.390,47	12.390.471,03

5.1.5. Localizaciones

Ubicado en la plataforma del pozo estratigráfico MFC0032 con coordenadas se superficie X=393911.1, Y=945488, se proponen tres pozos horizontales en dirección este franco con dos hoyos pilotos en direcciones E y O, respectivamente. Entre espesores promedios de 25' que atraviesan una sección horizontal de 300' con el objetivo de drenar parte de las reservas del yacimiento R3 MFC 29.

Igualmente, desde la plataforma existente del pozo estratigráfico MFC0030 con coordenadas X=392389, Y=946210, se proponen tres pozos horizontales hacia el este franco, con un hoyo piloto hacia el

noreste, con secciones horizontales de 3000' que faciliten el drenaje del yacimiento R3-MFC 29.

La arena objetivo presenta en ambas localizaciones parámetros petrofísicos similares, ponderando permeabilidades cercanas a los 3300mD, porosidades aproximadamente de 33%, saturaciones de agua por debajo de 12% y un volumen de arcilla cercano a 1%, dichas condiciones son favorables y únicas en todo el yacimiento R3-MFC 29, por lo cual se consideró la zona para las localizaciones.

En la tabla N° 11, se aprecian las coordenadas de superficie, tope y fondo de las trayectorias de los pozos a proponer.

Hacia el norte del Campo, no se proponen localizaciones debido a la cercanía del contacto agua-petróleo (CAPO), ya que los pozos horizontales causan mayor diferencial de presión, por lo tanto un acelerado movimiento del CAPO.

Tabla N°11. Coordenadas de futuras localizaciones.

LOCALIZACIONES		COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE TOPE		COORDENADAS DE FONDO	
		X	Y	X	Y	X	Y
MACOLLA 1 (MFC0032)	LOC R3-1	393911	945496	394411	945904	395411	945904
	LOC R3-2	393911	945504	394411	945504	395411	945504
MACOLLA 2 (MFC0030)	LOC R3-1	392389	9462218	392889	946605	393937	946598
	LOC R3-2	392389	9462226	392829	946219	393931	946212
	LOC R3-3	392389	9462234	393056	945893	394046	945907

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

-Se realizó un modelo geológico del intervalo de producción "R3", perteneciente a la Formación Oficina, en el Campo Cariña del distrito de San Tomé, Faja Petrolífera del Orinoco.

-De acuerdo con las descripciones del núcleo MFC0026, los sedimentos del intervalo R3, corresponden a las facies L, L1 y LS.

-Se demostró la variación lateral de facies mediante correlaciones estratigráficas partiendo de los núcleos MFC0026 y MFB0627, evidenciando que los mayores espesores se encuentran hacia el centro de los canales. El cambio de facies es transicional y no existe coalescencia con otros intervalos.

-Se validaron que los principales trenes de fallas corresponden a una orientación SE-NE y a otra SE-NO, evidenciando que el fallamiento normal corresponde al sistema distensivo del sur de la cuenca oriental de Venezuela.

-Las secciones estructurales corroboran la existencia de un homoclinal fallado con una inclinación de 2° a 3° con buzamiento al noreste.

-La interpretación estructural del Campo Cariña, se realizó solo a través de secciones estructurales, y no se pudo ser constatado con líneas sísmicas debido al procesamiento de la misma.

-Se registro un contacto CAPO, a una profundidad SSTVD de -2555'.

-Los grandes espesores se encuentran hacia el suroeste del yacimiento R3-MFC 29, promediando espesores de aproximadamente 25'.

-El modelo sedimentológico del intervalo "R3", corresponde a un ambiente de valle estuarino con mayor influencia de canales entrelazados al sur y con un extenso desarrollo de zonas mariales hacia el norte.

-Los parámetros petrofísicos para el yacimiento R3-MFC 29, son; Volumen de arcilla 9,2%, Porosidad efectiva 26,4%, Resistividad del agua 0,307ohmm y Permeabilidad de 2.5985 D.

-El POES, para el yacimiento R3-MFC 29, es de 123.904.710,30 BN con unas reservas recuperables de 12.390.471,03 BN.

Recomendaciones

- Oficializar los mapas isópacos-estructurales propuestos en este modelo.
- Oficializar ante el MENPET, las reservas calculadas del yacimiento R3-MFC 29.
- Retomar la perforación de pozos estratigráficos al este del Campo Cariña, donde existe una gran incertidumbre geológica. Se propone la perforación de tres pozos estratigráficos (tabla N°12), tomando núcleo convencional en el pozo MFK-2, que permitan realizar análisis sedimentológicos y bioestratigráficos detallados, así como también pruebas de PVT, en intervalos prospectivos.

Tabla N°12. Coordenadas de
pozos estratigráficos.

POZOS	COORDENADAS	
	X	Y
MFK-1	397712	946290
MFK-2	400095	946966
MFK-3	402070	946080

- Se propones seis nuevas localizaciones (tabla N°9), que permitirán el desarrollo del yacimiento R3-MFC 29. Las cuales se plantean en áreas de gran espesor de arena, con lejanía del CAPO.

-Realizar estudios palinológicos a los futuros núcleos del Campo y validar las ocurrencias con el núcleo MFC0026, con el fin de tener una mejor definición del paleoambiente.

-Actualizar el modelo previsto en este trabajo, a medida que incrementen las perforaciones en el Campo Cariña, debido a la alta variabilidad lateral de facies sedimentarias previstas en la Faja petrolífera del Orinoco.

REFERENCIAS

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

Alfonsi, 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.

Arnstein, R; E. Cabrera; F. Russomano; H. Sánche. (1985). **REVISIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. VI. Cong. Geol. Venezuela., Caracas 1985, S.V.G., pp 41-69.

Boggs, Sam. (1995). **PRINCIPLES OF SEDIMENTOLOGY AND STRATIGRAPHY**. Second Edition Prentice Hall, New York, Pp 774.

Bishop, M.S., (1960). **SUBSURFACE MAPPING**, John Waley & Sons, New York. NY.

Buatois, L & M.G, Mángano (2000). **APLICACIONES DE LA IGNOLOGÍA EN PROSPECCIÓN DE HIDROCARBUROS Y CARACTERIZACIÓN DE RESERVAS**. Boletín de informaciones Petroleras. INSUGEO, San Miguel de Tucumán. Argentina, pp 64-75.

Cepet. (1989). **LA INDUSTRIA VENEZOLANA DE LOS HIDROCARBUROS**. PDVSA-Centro de formación y Adiestramiento, Tomo I, pp 122-142.

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

Dalrymple , R. Boyd, R. & Zaitlin , B.A. (1994)., **INSISED VALLEY SYSTEMS: ORIGIN AND SEDIMENTARY SEQUENCES**. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication 51. pp 48-115

Dalrymple , R.W., Zaitlin , B.A. & Boyd, R., (1992)., **ESTUARINE FACIES MODELS: CONCEPTUAL BASIS AND STRATIGRAPHIC IMPLICATIONS**. Journal of Sedimentary Petrology. pp 874-1130

Di Croce, J. et al (1999). **SEQUENCE STRATIGRAPHY OF THE EASTERN VENEZUELA BASIN**. Amsterdam pp 419-176.

Dusenbury, Jr (1960). **THE STRATIGRAPHY OF THE CRETACEOUS TEMBLADOR GROUP OF THE EASTERN VENEZUELA BASIN**. Asoc. Ven., Min. y Petról., Bol. Inform., 3(9), pp 246-257.

Feo-Codecido, G; Smith, F; D, Jr, Abound & Di Giacomo, E. (1984). **BASAMENT AND PALEOZOIC ROCKS OF THE VENEZUELAN LLANOS BASIN**. Geol. Soc. Amer. Pp 162, 175-187

Francisco Yoris & Marino Ostos (1997). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA. WEC. SLB 1997.**, Capitulo 1, pp 32-37.

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

Gómez, José (1.999). **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**, CIED-PDVSA, pp30

González de Juana; Iturralde, C; Picard, X. (1.980) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Tomo I y II. Ediciones Foninves, Caracas Venezuela. pp 615-920.

Hedberg, H. et al (1947) **OIL FIELDS OF THE GREATER OFICINA AREA, CENTRAL ANZOATEGUI, VENEZUELA**. Bulletin American of Petroleum Geologist, V.31 N°12: pp1089-2169

Lorente, M (1986). **PALYNOLOGY AND PALYNOFACIES OF THE TERTIARY IN VENEZUELA**. Venezuela, pp 111-115.

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

Ministerio de Energía y Petróleo (2.005), **DEFINICIONES Y NORMAS DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS**. División General de Explotación, Reserva y Tierra, pp 5-26.

Parnaud, F. et al (1995). **PETROLEUM GEOLOGY OF THE CENTRAL PART OF THE EASTERN VENEZUELA BASIN**. American association of Petroleum Geologist, Memoir 62, Tulsa, Oklahoma, U.SA., pp 714-756.

Petróleos de Venezuela PDVSA-CIED, (1.997) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**. Segunda edición pp 2-30.

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>).

Pindell, J. (1990) **MESOZOIC-CENOZOIC TECTONIC AND STRATIGRAPHIC DEVELOPMENT OF THE EASTERN CARINNEAN AND NORTHERN SOUTH AMERICA: IMPLICATION FOR EASTERN VENEZUELA AND TRINIDAD**. Darmouth College. Pp 17, 19, 23.

Rivadulla, Rosario (2004). **MAPAS GEOLÓGICOS (SUPERFICIE Y SUBSUELO)**. Universidad de Oriente, Fundageominas, Ciudad Bolívar, Venezuela; pp 70.

Schlumberger (2.002). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. Schlumberger Surencó, pp 220.

Schlumberger (2.001). **AMBIENTES SEDIMENTARIOS A PARTIR DE PERFILES DE POZOS**. Schlumberger Surencó, pp 145.

Serra, O. (1.986) **SEDIMENTARY ENVIROMENTS FROM WIRELINE LOGS**. Schlumberger, Pp 73-76, 89-93 y 99-102.

Sierra, O (1.998). **ANÁLISIS DE AMBIENTES SEDIMENTARIOS MEDIANTE PERFILES DE POZOS**. Schlumberger, Caracas, Venezuela, pp 131-135.

Tearpock, D. et al (1990). **APPLIED SUBSURFE GEOLOGICAL MAPPING**. Prentice Hall. New Jersey. Pp 648.

Walter, Roger G. & James, Noel P. (1992). **FACIES MODELS**. L'Association géologique du Canada. Pp 37-45

(ANEXOS)

APENDICE I
(BASE DE DATOS)

CAMPO CARIÑA

Name	Surface X	Surface Y	KB	TD (SSTVD)	Max inc	TOPE R3 (TVD)	BASE R3 (TVD)	TOPE R3 (X)	TOPE R3 (Y)	ESPESOR UNIDAD	ISÓPACO
MFC-01	394395.35	952079.86	561.21	3346	0.00	3475	3504	394395,35	9520798	31	0+19
MFC-02_01	391579.00	955424.00	534.00	3766	0.00	3556,13	3565,34	391579	955424	9	4
MFC-03_01	391537.00	958301.00	522.00	3646	0.00	3631,2	3642,5	391537	958301	11	11
MFC-04_01	401031.00	949900.00	623.00	3083	0.00	2999,75	3021,27	401031	949900	22	0
MFC-05_01	416459.00	958514.00	595.00	3613	0.00	3844	3854,7	416459	958514	4	0
MFC-06_01	396999.00	961084.00	629.00	3790	0.00	3944,97	3977,2	396999	961084	32,23	0
MFC-07_01	402536.65	947406.79	424.00	2918	0.00	3004,18	3017,4	402536	947406	14	0
MFC-08_01	408845.00	951285.00	606.00	3010	0.00	3339,22	3359,77	408845	951285	21	0
MFC-09_01	415854.00	955463.00	606.00	3250	0.00	3585,56	3596,85	415854	955463	11	0
MFC-10_01	395641.97	948116.15	394.00	3072	0.00	2876,38	2894,47	395641,97	948.116	18	0
MFC-11_01	396702.00	960775.00	607.00	3812	0.00	3899,85	3934,83	396702	960775	35	0
MFC-12_01	397003.00	961415.00	669.00	3750	0.00	4003,07	4029	397003	961415	26	0
MFC-13_01	396726.00	961598.00	640.00	3790	0.00	3990,46	4019,17	396726	961598	29	0
MFC-14_01	397129.00	960735.00	641.00	3721	0.00	3936,47	3973,47	397129	960735	37	0
MFC-15_01	393445.00	949690.00	415.00	2960	0.00	2969,1	2984,07	393445	949690	15	8
MFC-16_01	397128.00	960695.00	642.00	3542	68.00	3938	3960,89	397225,36	960.734	23	0
MFC-16_02	397128.00	960695.00	642.00	3562	91.00	3938,83	3974,51	397225,28	960.734	36	0
MFC-19_01	397273.00	960469.00	678.00	3512	93.00	3972	3998,63	397049,85	960.349,14	27	0
MFC-19_02	397273.00	960469.00	678.00	3510	91.00	3944,28	3952,18	397054,07	960.351,34	8	0
MFC-21_01	397277.00	960444.00	680.00	3529	91.00	3943,93	3954,73	397030,24	960.338,26	11	0
MFC-22_01	397270.00	960440.00	683.00	3453	76.00	3981,58	3997,37	397572,61	960.537,50	16	0

MFC-22_02	397270.00	960440.00	683.00	3539	92.00	3958,54	4011,88	397574,22	960.539	53	0
MFC-23_01	391400.00	944438.00	599.00	2626	1.00	2911	2919,59	391400	944438	8,59	9
MFC-24_01	393032.00	953050.00	571.00	3300	0.00	3507,9	3538,95	393032	953050	31	13
MFC-25_01	393079.00	950799.00	468.00	3156	1.00	3296,31	3304,19	393079	950799	8	0
MFC-26_01	392324.00	952281.00	514.00	3207	12.00	3356	3397	392389,15	952.282	12	0
MFC-26_02	392324.00	952281.00	514.00	3186	0.00	3370	3397	392324	952281	9	0
MFC-27_01	391411.03	950800.00	419.72	3090	0.00	3071	3084	391411,03	950.800,00	13	10
MFC-28_01	391714.00	948841.00	357.00	2813	1.00	2885	2896	391714,72	948840,31	11	11
MFC-29_01	393268.01	948375.01	365.28	2761	1.36	2775	2800	393267,85	948373,65	25	16
MFC-30_01	392389.00	946211.00	375.00	2773	1.00	2695	2724,86	392389,11	946210,32	30	30
MFC-31_01	391621.00	946089.00	422.00	2705	0.00	2740,88	2753,16	391621	946089	12	12
MFC-32_01	393915.00	945488.00	424.00	2682	0.00	2748,44	2784	393915	945488	35	35
MFC-33_01	392935.00	956319.00	626.00	3529	0.00	3661,37	3689,22	392935	956319	28	28
MFC-34_01	394180.00	954513.00	626.00	3464	0.00	3627,45	3661,12	394180	954513	34	34
MFC-36	394401.84	952894.98	642.32	3310	1.00	3567,13	3593,73	394401,84	952.895	27	16
MFC-37_01	391875.00	957139.00	511.00	3585	0.00	3576	3618	391875	957139	42	42
MFC-38	391835.00	959087.00	562.00	3453	93.00	3820,75	3826,97	392103,74	959.232,68	6	0
MFC-39_01	394007.02	949318.02	417.36	2753	89.48	2957,94	2989,94	393999,93	948.913	32	32
MFC-39_02	394007.02	949318.02	417.36	2836	93.30	2958,08	2990,95	393999,93	948.913	33	30
MFC-39_03	394007.02	949318.02	417.36	2769	95.14	2955,78	2990,67	394000,04	948.914,60	35	35
MFC-40_01	394007.02	949326.02	418.21	2797	92.70	2959,93	2979,48	394324,4	949194,17	20	16
MFC-41_01	391835.01	959042.02	0.00	3934	96.00	3809,46	3814,73	392151,24	958931,42	5,27	0
MFC-41_02	391835.01	959042.02	562.00	3496	87.00	3809,09	3815,33	392150,74	958931,6	6	0
MFC-41_03	391835.01	959042.02	562.00	3434	90.00	3807	3814,86	392149,39	958932,06	8	0
MFC-42_01	394007.02	949334.02	418.90	2869	76.61	2978	2991	394729,59	949381,79	13	10

MFC-42_02	394007.02	949334.02	418.90	2792	92.44	2975	2984,36	394279,27	949442,95	20	17
MFC-43_01	394007.02	949342.02	419.50	2783	93.04	2967,09	2979,15	393748,37	949114	12	0
MFC-43_02	394007.02	949342.02	419.50	2798	93.04	2963,42	2983,15	393750,28	949115,68	20	0
MFC-44_01	394007.02	949350.02	420.20	2877	76.24	2968,49	2988,43	394570,1	949706,1	20	0+12
MFC-44_02	394007.02	949350.02	420.20	2835	90.26	2974,26	2998,78	394129,79	949666,54	25	14
MFC-45_01	394007.02	949358.02	420.80	2937	0.00	2546,77	2555	394007.02	949358.02	8	8
MFC-45_02	394007.02	949358.02	420.80	2817	91.44	2963,44	2973,41	393708,4	949.395	10	0
MFC-45_03	394007.02	949358.02	420.80	2756	94.95	2963,58	2955,46	393708,37	949.395	8	0
MFC-46_01	394796.00	948255.00	380.00	2799	76.16	2854,33	2877,19	395149,7	947822,08	20	8+5
MFC-46_02	394796.00	948255.00	380.00	2722	93.82	2880,68	2890,49	394930,3	948039,53	10	6
MFC-47_01	394796.00	948263.00	381.00	2784	92.00	2876,19	2892,82	395075,27	948147	17	15
MFC-48_01	394796.00	948271.00	381.00	2676	96.20	2879,56	2904,08	394755,05	947956,39	25	20
MFC-49_01	394796.00	948279.00	382.00	2860	76.51	2916,4	2928,88	395383,29	948598,71	12	6
MFC-49_02	394796.00	948279.00	382.00	2805	91.69	2886,1	2896,08	395019,5	948348,46	10	0
MFC-50_01	394796.00	948287.00	383.00	2791	76.67	2854,55	2895,75	394342,09	947832,43	41	38
MFC-50_02	394796.00	948287.00	383.10	2798	93.45	2904,38	2913,53	394923,17	948520,82	9	0
MFC-51_01	394796.00	948295.00	383.00	2929	0.00	2865,3	2869,87	394796	948295	5	0
MFC-51_02	394796.00	948295.00	383.00	2628	95.80	2859,98	2891,16	394609,14	948168,08	31	31
MFC-52_01	394796.06	948335.94	381.60	2799	91.87	2894,48	2907,36	395023,32	948541,83	13	8
MFC-53_01	394796.06	948327.94	381.56	2777	92.67	2888,56	2894,19	395081,25	948344,23	6	6
MFC-54_01	394796.06	948319.94	381.60	2730	91.55	2878,82	2896,7	395162,02	948117,52	18	5
MFC-55_01	394796.06	948311.94	381.56	2630	95.32	2886,53	2898,82	394839,47	948055,83	8	0
MFC-56_01	394007.02	949248.02	416.90	2865	88.16	2951,59	2975,69	394305,09	949005,29	24	17
MFC-56_02	394007.02	949248.02	416.90	2729	94.66	2952,81	2976,48	394305,85	949.005	26	26
MFC-56_03	394007.02	949248.02	416.90	2702	94.88	2952,35	29877,36	394305,59	949.005	26	26

MFC-57_01	394007.02	949263.02	420.60	2823	91.92	2961,21	2980,3	394387,51	949312,25	19	19
MFC-58_01	396442.14	947581.71	390.40	2716	93.16	2883	2900,16	396549,22	947206,42	16	16
MFC-59_01	396442.14	947589.71	391.10	2842	78.64	2895	2903	397019,61	947700,83	15	0
MFC-59_02	396442.14	947589.71	391.10	2689	92.15	2888,72	2898,29	396622,39	947281,58	10	7
MFC-60_01	396442.14	947597.71	391.90	2829	76.45	2862,37	2881,05	396129,46	947180,86	19	17
MFC-60_02	396442.14	947597.71	391.90	2684	92.18	2876,91	2893,13	396435,57	947236,92	17	14
MFC-61_01	396442.14	947605.71	392.50	3108	0.00	2888	2901,82	396442.14	947605.71	13	13
MFC-61_02	396442.14	947605.71	392.50	2705	94.02	2860,72	2875,69	396353,58	947312,59	15	13
MFC-62_01	396442.14	947613.71	393.10	2693	92.00	2867,93	2881,25	396278,75	947420,42	13	11
MFC-63_01	396442.14	947621.71	393.90	2725	92.56	2879,87	2888,17	396220,2	947500,72	8	4
MFC-64_01	394007.02	949278.02	422.50	2829	90.83	2965,01	2977,07	393813,12	949626,34	12	12

CAMPO BARE

Name	Surface X	Surface Y	KB	TD (SSTVD)	Max inc	TOPE R3 (TVD)	BASE R3 (TVD)	TOPE R3 (X)	TOPE R3 (Y)	ESPESOR UNIDAD	ISÓPACO
MFB-821	391360,03	951029	387	2764	63	3070,28	3081,57	391131,47	951066,21	12	0
MFB-780	391397	949194	349	2763	79	2854	2882	391626,5	948945,48	28	0+26
MFB0729_01	391397,96	954043,46	484	3454	0	3428,51	3439,2	391401,34	954046,87	11	11
MFB0686_01	390805,99	943139,05	619	2633	0,77	2908,57	2921,15	390807,54	943138,88	13	12
MFB0689_01	390540,07	944851,93	580	2577	91,32	2845,26	2856,5	390840,52	944698,24	11	11
MFB0690_01	390540,07	944831,94	580	2580	91,38	2839,76	2854,38	390704,29	944541,34	15	15
MFB0692_01	391436	944123	611	2570	93,21	2910,66	2926,12	391084,7	944147,82	15	15
MFB0701_01	390186	947226	361	2571	87,76	2747,21	2765,68	390451,39	947003,08	18	5+2+9
MFB0706_01	390186	947266	362	2708	90,69	2764,84	2783,25	390393,08	947500,31	23	16+4
MFB0707_01	390186	947266	361	2827	89,51	2777,07	2797,97	390112,85	947562,55	21	9+11
MFB0709_01	389213,93	944787,97	638	2609	91,48	2897,19	2913,28	389099,64	945115,71	16	16
MFB0714_01	390607,04	945947,55	483,3	2612,22	91,72	2813,03	282789	390837,75	946168,8	15	11+3
MFB0711_04	390540	944880	579	2579	93,64	2881,94	2889,82	390896,98	944989,75	18	18
MFB0726_02	391411	944083	610	2603	91,52	2911,94	2925,64	391149,33	943905,44	14	14
MFB0728_02	389179,41	947648	390	2662	93,33	2789,41	2811,92	389461,95	947554,67	23	19
MFB0729_01	391397,96	954043,46	484	3426,85	1,02	3429	3442	391401,34	954046,87	13	13
MFB0732_01	389179,41	947603,01	393	2610	91,89	2791	2814,35	389363,83	947361,41	23,35	18
MFB0770_02	388402	948061	397	2576	96,8	2882,75	2907,34	388811,14	948058,48	25	18
MFB 797	390005	950194	397	2922	93,64	3032,5	3045,23	390199,79	950487,58	17	12
MFB798 HP	390005	950202	398	2980	73,54	2643,17	2670,69	389515,9	950457,07	28	24
MFB 798	390005	950202	398	3003	91,6	3054,91	3075,65	389768,56	950537,5	21	18

MFB 791	390005	950154	397	2876	96	3019,36	3041,45	390224,18	949930,01	20	9+10
MFB 793	390005	950162	397	2863	93,95	3020,39	3034,72	389822,14	949940,52	14	9
MFB0795	390005	950170	397	2901,53	91,17	3030,3	3050,77	390309,02	950182,54	20	16
MFB 797 HP	390005	950194	397	2997	72,18	3045,85	3072,53	390490,25	950460,28	27	21
MFB-832	390929	944611	0	3041	92,59	2954,48	2963,5	391214,45	945206,08	9	9
MFB0695_01	388092,47	948287,83	389	2793	0,75	2839,62	2858,05	388091,46	948287,82	18	16
MFB0683_01	386146,01	946808	533	2628	1,19	2893,3	2904,58	386147,89	946806,44	11	8
MFB0680_01	387516,48	948082,07	447	2713	0,86	2897,46	2910,77	387515,1	948080,97	13	9
MFB0626_01	385250,01	945150,01	644	2602	0	2924,09	2938,3	385250,01	945150,01	14	0
MFB0627_01	387649,99	943199,99	635	2549	0	2853,93	2870,69	387649,99	943199,99	17	14
MFB0628_01	387649,99	945150,01	625	2627	0	2862,6	2879,98	387649,99	945150,01	17	14
MFB0629_01	389650,02	943199,99	624	2665	0	2898,49	2915,27	389650,02	943199,99	17	15
MFB0749_02	392363,5	943170,61	630	2531	94,9	2908,82	2926,04	392585,93	943427,52	17	17
MFB0731_01	390005	950178	423	3008	0	3030	3050	390005	950178	20	4+6
MFB0749_01	392393,22	943170,54	630	2488	94,9	2908,12	2925,54	392615,39	943427,13	17	17
MFB0778_02	391540	949193,99	368	2719	93,79	2862,87	2885,82	391454,39	391454,39	23	18
MFB0780_01	391540	949185,99	368	2682	94,62	2882,15	2898,02	391632,31	948929,45	16	16
MFB0781_01	391540	949201,99	368	2860	31,12	2889	2917	391427	948996,87	28	10
MFB0781_02	391540	949201,99	368	2708	97,65	2903	2926	391244,57	949015,19	18	18
MFB0782_01	391540	949209,99	368	2825	91,87	2895,05	2906,33	391319,48	949123,59	11	7
MFB0783_01	391540	949217,99	368	2909	78,38	2912,19	2954,44	390809,76	949423,63	44	22+18
MFB0783_02	391540	949217,99	368	2881	91,18	2911,95	2937,78	391319,47	949362,76	26	9+14
MFB0778_01	391540	949193,99	368	2782	87,5	2888,47	2902,44	391449,03	948962,05	14	14
MFB-843	390240	944770	577	2425	91,61	2841,34	2860,53	390594,59	944644,36	19	19
MFB-702	390186	947234	337	2628	84	2760,1	2781,07	390484,1	947254,91	21	8+11

MFB-703_OH	390186	947242	336	326	0	2780	2799	390407,95	947444,2	16	7+8
MFB-713	390607,05	945939,55	460	450	0	2806	2363,8	390908,1	945897,31	18	18
MFB-821	391360	951029	387,3	3096	92	3070,89	3081,13	391131,47	951066,21	10	0
MFB712	390540	944888	577	2602	93,79	2870,42	2879,38	390.653	945.227	9	9

CAMPO MELONES

Name	Surface X	Surface Y	KB	TD (SSTVD)	Max inc	TOPE R3 (TVD)	BASE R3 (TVD)	TOPE R3 (X)	TOPE R3 (Y)	ESPEJOR UNIDAD	ISÓPACO
MEL 232-1	394440	958786,03	581	3850	0	3222,1	3253,35	394440,04	958786,03	31,00	0,00
MEL 251	394500	957040	654	3747	0	3231,09	3260,73	394500,00	957040,00	30,00	0,00
MEL 265-1 OH	394500	956968	654	3399	94,34	3232,58	3260,64	394402,40	956659,50	28,00	0,00
MEL 267-1 ST	394500	956984	654	3413	92,41	3882,14	3896,93	394203,24	956906,66	15,00	0,00
MEL 268	394500	956882	654	3461	91,18	3229,84	3253,23	394495,76	956989,32	23,00	0,00
MEL 269-1 HP	394500	957010	654	3504	71,77	3221,7	3243,3	394020,70	957061,13	22,00	0,00
MEL-233-1 HP	397335,45	957347,2	637	3687	63,36	3883,8	3906,27	396885,74	954068,15	22,00	0,00
MEL-233-2 OH	397335,45	954374,2	637	3560	93,22	3908,6	3932,4	397178,44	954262,42	24,00	0,00
MEL-235	397335,45	954392,2	637	3576	92,9	3892,8	3916,2	397099,62	954503,54	24,00	0,00
MEL-237-1HP	394502,79	960223,85	612	3900	47	3881,1	3887,8	395152,68	960359,90	7,00	0,00
MEL-238 -1 HP	394440	958793	584	3776	47	3220,2	3248,31	393998,02	958459,26	28,00	0,00
MEL-240-1 OH	394502,77	960191,85	616	3473	91,98	3851,49	3854,01	394534,82	959935,96	0,00	0,00
MEL-241	394502,79	950199,85	615	3469	95,37	3862,34	3872,31	394735,79	960122,47	10,00	0,00
MEL-245	394440,04	958802,03	587	3494	92	3204,34	3235,57	394593,77	958617,62	31,00	0,00
MEL-248-2	394440	958826	589	3509	91	3811,43	3849,34	394152,08	959027,85	38,00	0,00
MEL-258	394439,99	958879	582	3453	94,1	3200,53	3220,8	394577,58	958641,73	20,00	0,00
MEL-262	394439,96	958910,98	582	3529	93,1	3217,66	3239,47	394442,53	958916,89	22,00	0,00
MEL-270	394439,96	959415	586	3535	95,14	3828,82	3855,49	394126,64	959579,81	27,00	0,00
MEL-284-2 OH	394201	955703	638	3352	93,93	3794,29	3821,98	394329,27	955945,60	28,00	0,00
MEL-285-1 OH	395428	957394	672	3486	92,29	3224,7	3240,36	395194,24	957260,14	16,00	0,00
MEL-288	394201	955657	637	3485	94	3219	3246	394510,59	955648,48	27,00	0,00
MEL-289	395428	957439	671	3502	91,92	3226,2	3243,35	395125,93	957460,11	17,00	0,00
MEL-290-1 HP	394959	957643	359	3557	62,8	3820	3834	394160,02	957656,55	14,00	0,00
MEL-290-2 OH	394959	957643	659	3495	92,54	3178,85	3198,9	394690,02	957691,94	20,00	0,00
MEL-294	394622,01	957721,01	644	3514	92,35	3196,28	3320,2	394890,53	957708,03	12,00	0,00

MEL-296	395429,99	957484	671	3517	87,77	3192,48	3231,44	395209,20	957646,12	39,00	0,00
MEL-311-2 OH	396630,01	958461	669	3517	91,54	3899,48	3919,2	396299,64	958432,16	20,00	0,00
MEL-313 E	392420	959135	538	3807	1,27	3796,55	3839,61	392423,70	959135,67	43,00	8,00
MEL-315-1 HP	396630,01	958416	670	3706	61,16	3865,6	3892,89	396630,44	957730,60	27,00	0,00
MEL-315-3 ST	396630,01	958416	670	3497	92,78	3898,1	3923,74	396646,94	958090,04	26,00	0,00
MEL-319-1 HP	396965,27	955749,34	657	3650	66,89	3857,15	3876,87	396013,41	956039,05	20,00	0,00
MEL-319-2 OH	396965,27	955749,34	657	3475	94,1	3926,38	3947,28	396625,97	955887,61	21,00	0,00
MEL-322-1 HP	396965,22	955704,35	656	3699	62,42	3946,09	3970,7	396278,83	955578,24	25,00	0,00
MEL-322-2 OH	396965,22	955704,35	656	3571	87,53	3923,19	3954,9	396278,83	955578,24	23,00	
MEL-323-1 HP	396564,1	957653,94	653	3723	44,67	3881,01	3901,91	397390,45	957568,85	21,00	0,00
MEL-326-1	395614,95	955014,92	658	3714	1,73	3944,3	3975,31	395620,20	955008,57	31,00	0,00
MEL-338-1	394201,01	955613,31	634	3665	43,81	3882,8	3897,07	394709,15	955484,74	14,00	0,00
MEL-338-2	394201,01	955613,31	634	3577	94,2	3884,35	3899,14	394507,21	955570,02	15,00	0,00
MEL-344 HO	397450	956648	652	3265	92	3878,36	3904,2	396448,38	956680,21	26,00	
MEL-345HP	397363	954205	653	3612	61,2	3888,63	3911,02	397769,65	953475,45	22,00	0,00
MEL-345 HO	397363	954205	653	3548	93,27	3895,8	3917,9	397455,67	953850,78	22,00	0,00
MEL-346 HO	397567	955646	660	3317	92,47	3946,73	3970,07	397164,84	955777,20	23,00	0,00
MEL-344HP	397450	956648	652	3584	62,46	3876,83	3890,14	396448,38	956680,21	13,00	0,00
MEL-344HO	397450	956648	652	3265	92	3877,78	3904,46	397065,66	956467,50	27,00	
MEL-351 ST1	396965	955658	669	3567	93,08	3964,1	3993,69	396710,06	955366,50	30,00	0,00
MEL-357HP	394201	955718	625	3626	58,55	3253	3272	394790,31	955922,86	19,00	0,00
MEL-357 HO	394201	955718	625	3465	97,06	3797,56	3819,2	394428,37	955849,37	21,64	0+8
MEL-360 HO	394201	955628	623	3576	82,81	3150	3177	394403,54	955436,68	27,00	0,00
MEL-360 ST1	394201	955628	623	3556	92,97	3144	3177	394389,65	955475,50	33,00	0,00
MEL-363	396339	954719	651	3444	92,54	3859,1	3883,01	396053,12	954850,02	24,00	0,00
MEL-364	394961	957659	657	3395	92,78	3836	3859,4	395024,21	957331,60	23,00	0,00
MEL-365	396339	954675	651	3446	92,87	3875,12	3894,95	396052,93	954487,63	20,00	0,00

APENDICE II
(DATOS PETROFÍSICOS)

Topes y Bases

Pozo	Arena	Tope de arena (pies)	Base de arena (pies)	Espesor de arena (pies)	Espesor de arena neta (pies)	Ts (oF)	Tmax (oF)	Profmax (pies)	GG (oF/pie)	Prof form (pies)	Tform (oF)
MFC0029	R3	2781	2800	19	19	77	140	3150	0,0200	2790,50	132,8100
MFC0061	R3	2888	2902	14	14	80	138	3286	0,0177	2895,00	131,0986
MFC0032	R3	2748	2784	36	36	82	132	3122	0,0160	2766,00	126,2985
									0,0179	2817,17	130,0690

109

Vsh y Porosidad

Pozo	Arena	GR (I) °API	GR (Sh) °API	GR (Cl)	Vsh	ΦN	ΦD	Φe (%)	Φe
MFC0029	R3	29	85	20	0,138	0,334	0,192	26,309	0,263
MFC0061	R3	26	90	20	0,086	0,311	0,215	26,313	0,263
MFC0032	R3	31	105	27	0,051	0,325	0,207	26,607	0,266
					0,092	0,323	0,205	26,41	0,264

ARCHIE

Pozo	Arena	Φ_e	Rt	Rw
MFC0029	RT/R3	0,263	2	0,261
MFC0061	RT/R3	0,263	2	0,261
MFC0032	RT/R3	0,266	3	0,398
		0,264		0,307

RW

$a = 0,87$

$m = 1,89$

$n = 1,84$

SIMANDUX

Pozo	Arena	Rt	Rw	Sw	Sw%
MFC0029	R3	25	0,307	0,2976	29,76
MFC0061	R3	34	0,307	0,2582	25,82
MFC0032	R3	150	0,307	0,1149	11,49
				0,2236	22,36

MODELO DE INDONESIA

Pozo	Arena	Rt	Rw	Φ_e	Vsh	Rsh	Sw	Sw%
MFC0029	R3	25	0,307	0,263	0,138	1,8	0,3167	31,672
MFC0061	R3	34	0,307	0,263	0,086	1,5	0,2735	27,345
MFC0032	R3	150	0,307	0,266	0,051	2	0,1228	12,279
							0,2377	23,766

