

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



**REINTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LA ARENA U1,3  
YACIMIENTO MFB-53, FORMACIÓN MERECURÉ  
PERTENECIENTE AL CAMPO BARE-ESTE. FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHAVEZ FRÍAS.  
DIVISIÓN AYACUCHO, DISTRITO SAN TOMÉ**

**TRABAJO FINAL DE  
GRADO PRESENTADO POR  
LA BACHILLER IRENE  
MACHADO PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE GEÓLOGO**

**CIUDAD BOLÍVAR, ENERO 2025**



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

ACTA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, titulado: **REINTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LA ARENA UI,3 YACIMIENTO MFB-53, FORMACIÓN MERECURÉ PERTENECIENTE AL CAMPO BARE-ESTE. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHAVEZ FRÍAS. DIVISIÓN AYACUCHO, DISTRITO SAN TOMÉ.** Presentado por la bachiller, **IRENE MACHADO.**, cédula de identidad N° **26.499.370**, como requisito parcial para optar al título de **GEÓLOGO** ha sido **APROBADO** por el jurado integrado por los profesores de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente.

Nombre y Apellido:

Firma:

Prof. Berenice Sandoval

*Berenice Sandoval*

(Asesor)

Prof. José González

*José González*

(Jurado)

Prof. María García

*María García*

(Jurado)

*Rosario Rivadulla*

Prof. Rosario Rivadulla  
Jefe del Departamento de Geología



Prof. Francisco Monteverde  
Director de Escuela



En Ciudad Bolívar, a los 12 días del mes de marzo de 2025

## DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso, por protegerme y brindarme en la vida oportunidades maravillosas, ya que él es mi amigo del alma inseparable con quien comparto cada una de mis dichas y mis tristezas, con quien consulto y me apoya en cada paso que doy por los senderos de la vida.

A mi Tía Malbelia Machado, gracias Dios por haberme dado la dicha de tenerte como tía, eres y serás mi motivo principal en la vida, gracias por ser mi guía, un pilar fundamental e incondicional en todo momento, eres mi mayor orgullo

A mi madre, Rosa Machado, por darme la vida, por todo su cariño, apoyo incondicional, fiel ejemplo de que cuando hay problemas podemos solucionarlos con fe y fuerza. Te admiro no solo por lo que has logrado “Cosa que me enorgullece magistralmente”, sino por ser una persona indispensable para que mis sueños se conviertan en realidad.

A mis hermanos, Mariangel y Miguel, por siempre sacarme una sonrisa y siempre estar incondicionalmente para mí gracias por su apoyo y cariño.

Me llena de orgullo tenerlos como familia, los amo profundamente. A mi abuela Irma Freire por haber estado siempre a mi lado brindándome apoyo incondicional te amo abuela. A esa persona que hoy no está a mi lado, pero sé que desde el cielo se encuentran celebrando este logro, sé que me guían y me cuidan siempre, mi abuelo José Evangelista Machado.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primeramente a Dios, por la oportunidad y la dicha de realizar mis prácticas profesionales.

A mi Tía Malbelia Machado, gracias por tu apoyo ¡lo logramos!, por estar allí y ofrecerme tu tiempo, atención, amor y por aquellos valores que me has infundado y por siempre, eres lo más grande y bonito que tengo en la vida.

A la Universidad de Oriente Núcleo Bolívar, por ser cuna de mis estudios, brindándome los conocimientos necesarios para poder lograr uno de los objetivos más importantes de mi vida, ser un profesional. Gracias a mi tutora académica, Prof. Berenice Sandoval, por ayudarme en todo lo referente al trabajo de grado y brindarme su apoyo en todo momento.

A mis amigos, y compañeros por el apoyo que me dan y por las fuerzas que nos dimos mutuamente para seguir día con día para alcanzar nuestras metas Andrés Ñaño, Michell ChErubin. Pero en especial a mi amiga y compañera, Anaycer Perales, contigo he vivido y compartido momentos que pretendo recordar por siempre como uno de los momentos importantes en mi vida. Gracias a ti y a toda tu familia “Que considero como la mía también”. ¡Te quiero mucho y a tu Familia también...!

A la Gerencia de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH), por haberme dado la oportunidad para poder culminar con el último semestre y poder obtener mi título universitario “Geología”.

A la Ing. Yackelyn Raffolyon y al Geol. Ángel Hernández (tutores industriales), por brindarme apoyo en la tutoría durante la práctica profesional.

## RESUMEN

El Campo Bare, se encuentra ubicado en el sector Nor-Occidental del bloque Ayacucho. Limita al Norte con los campos Miga (MG-) y Yopales (YS-), al Sur con el Bloque Huyapari (MFH), al Este con los campos Cariña (MFC) y Melones (MS-); cuenta con una longitud aproximada de 28 Km y un ancho que llega a alcanzar los 20 Km aproximadamente. El objetivo principal de este trabajo de grado fue reinterpretar el modelo geológico de la arena U1,3 perteneciente al yacimiento MFB-53 del Campo Bare-Este en la parte Este. Para cumplir con este objetivo se realizó la correlación litoestratigráfica de 180 pozos, determinándose el tope y base de la arena U1,3, espesor de AN y ANP, luego se generaron los distintos modelos estratigráfico, estructural y sedimentológico a partir de los cuales se validó la continuidad lateral del intervalo, también se logró determinar mediante el análisis de secciones estructurales que la estructura predominante es un homoclinal con buzamiento de 2° a 3° hacia el Noreste presentando un entrapamiento de tipo combinado; limitado por 3 fallas normales: F1 y F2 Noroeste, F3 Este y Oeste, y un contacto agua petróleo a -3250' de profundidad al Norte del campo. El análisis de las electroformas e información de los núcleos definen que el ambiente de sedimentación está enmarcado dentro de un sistema deltaico con influencia fluvial, dominado por canales distributarios apilados con espesores que van desde 5' hasta 145' formando arenas coalescentes y barras de desembocaduras, con propiedades petrofísicas que señalan excelentes horizontes prospectivos hacia los depocentros de los canales. Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas fueron permeabilidad 3987 mD, porosidad 27%, saturación de agua 12% y un volumen de arcilla del 9%. El POES estimado fue de 3.024 MMB, obtenido a través del método volumétrico, se obtuvieron unas reservas recuperables de 575 MMB.

## CONTENIDO

	Página
<b>ACTA DE APROBACIÓN.....</b>	<b>ii</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>ii</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>iv</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>v</b>
<b>CONTENIDO.....</b>	<b>vi</b>
<b>LISTAS DE FIGURAS.....</b>	<b>x</b>
<b>LISTAS DE TABLAS.....</b>	<b>xi</b>
<b>LISTAS DE APÉNDICES.....</b>	<b>xii</b>
<b>LISTA DE ANEXOS.....</b>	<b>xiii</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>SITUACIÓN A INVESTIGAR.....</b>	<b>3</b>
1.1 Situación objeto de estudio.....	3
1.2 Objetivo de la investigación.....	5
1.2.1 objetivo general.....	5
1.2.2 objetivos específicos.....	5
1.3 Justificación de la investigación.....	6
1.4 Alcance de la investigación.....	7
1.5 Limitaciones de la investigación.....	7
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>8</b>
<b>GENERALIDADES.....</b>	<b>8</b>
2.2 Acceso al área de estudio.....	9
2.3 Características físico y naturales del área de estudio.....	9
2.3.1 Geomorfología.....	9
2.3.2 Vegetación.....	9
2.3.3 Clima.....	10
2.3.4 Drenaje.....	10
2.4 Geología regional.....	11
2.4.1 Cuenca oriental de Venezuela.....	11
2.4.2 Geología de la cuenca oriental de Venezuela.....	13
2.4.3 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	14
2.4.4 Evolución estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	18
2.4.5 Principales estructuras de la cuenca Oriental de Venezuela.....	23
2.5 Geología local.....	27
2.5.1 Ambiente sedimentario.....	27
2.5.2 Estratigrafía del Campo Bare.....	28
2.5.3 Tectónica y entrapamiento.....	29

<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>31</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>31</b>
3.2 Fundamentos teóricos.....	33
3.2.1 Modelo estático.....	33
3.2.2 Modelo estratigráfico.....	34
3.2.3 Modelo estructural .....	34
3.2.4 Modelo sedimentológico.....	34
3.2.5 Modelo petrofísico.....	35
3.2.6 Secciones geológicas .....	36
3.2.7 secciones estratigráficas.....	37
3.2.8 secciones estructurales.....	37
3.2.9 ambiente sedimentario .....	38
3.2.10 Evaluación petrofísica.....	49
3.2.11 Reservas .....	55
3.2.12 Cálculo de reserva.....	56
3.2.13 Método volumétrico.....	57
3.2.14 Petróleo original en sitio (POES).....	57
3.2.15 Geographix Discovery .....	57
 <b>CAPÍTULO IV</b> .....	 <b>59</b>
<b>METODOLOGÍA DE TRABAJO</b> .....	<b>59</b>
4.2 Diseño de la investigación.....	59
4.2.1 Investigación documental .....	60
4.2.2 Investigación de campo .....	60
4.3 Etapas de la investigación .....	60
4.3.1 Recopilación y actualización de la información de la información.....	62
4.3.2 Evaluación de la continuidad lateral de la arena U1,3, mediante la correlación de los pozos del área y usando una base de datos actualizada en este proyecto con la información básica de los registros eléctricos de los pozos del área.....	65
4.3.3 Definición del modelo sedimentológico del área, analizando las respuestas electrográficas de los pozos del área de estudio en la Arena U1,3, del Campo Bare Este.....	67
4.3.4 Identificación de las estructuras del área en estudio; a partir de la elaboración de secciones estructurales. ....	69
4.3.5 Determinación de las propiedades petrofísicas de la arena de interés para el establecimiento de las áreas prospectivas desde el punto de vista petrofísico .....	71
4.3.6 Elaboración del mapa isópaco-estructural, mediante los espesores obtenidos y rasgos estructurales más resaltantes .....	77
4.3.7 Estimación de las reservas de hidrocarburos del área este del yacimiento U 1,3 MFB-53 a través del método volumétrico, utilizando el mapa isópaco-estructural .....	78

4.4 Población de la investigación .....	81
4.5 Muestra de la investigación .....	82
4.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	82
4.6.1 Observación directa .....	82
4.6.2 Entrevista informal .....	83
4.6.3 Revisión bibliográfica.....	84
4.6.4 Instrumentos de recolección de datos .....	84
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>85</b>
<b>ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>85</b>
5.1 Base de datos .....	85
5.2 Evaluación de la continuidad lateral de la arena U 1,3 MFB-53 mediante la correlación de los pozos del área y usando una base de datos actualizada en este proyecto con la información básica de los registros eléctricos de los pozos del área .....	86
5.2.1 Secciones estratigráfica A-A' .....	86
5.2.2 Sección estratigráfica B-B' .....	87
5.2.3 Sección estratigráfica C-C' .....	87
5.2.4 Sección estratigráfica D-D' .....	88
5.3 Definición del modelo sedimentológico del área, analizando las respuestas electrográficas de los pozos del área de estudio en la Arena U 1,3 MFB-53 del Campo Bare-Este.....	88
5.3.1 Elaboración del mapa de facies .....	88
5.4 Identificación de las estructuras del área en estudio; a partir de la elaboración de secciones estructurales .....	90
5.4.1 Sección estructural A-A' .....	90
5.4.2 Sección estructural B-B' .....	90
5.4.3 Sección estructural C-C' .....	91
5.4.4 Sección estructural D-D' .....	91
5.4.5 Sección estructural E-E' .....	92
5.5 Determinación de las propiedades petrofísicas de la arena de interés para el establecimiento de las áreas prospectivas desde el punto de vista petrofísico .....	93
5.5.1 Determinación del volumen de arcilla (Vsh).....	94
5.5.2 Determinación de la porosidad ( $\phi$ ) .....	94
5.5.3 Determinación de permeabilidad (K) .....	94
5.5.4 Mapa de isopropiedades.....	95
5.6 Elaboración del mapa isópaco-estructural, mediante los espesores obtenidos y rasgos estructurales más resaltantes.....	96
5.6.1 Revisión de los contactos originales de los fluidos .....	96
5.6.2 Mapa isópaco estructural .....	97

5.7 Estimación de las reservas de hidrocarburos del área este del yacimiento U 1,3 MFB-53 a través del método volumétrico, utilizando el mapa isópaco-estructural.....	98
5.7.1 Cálculo de POES .....	99
5.7.2 Cálculo de reservas .....	99
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>101</b>
Conclusiones .....	101
Recomendaciones .....	102
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>104</b>
<b>APÉNDICES.....</b>	<b>109</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>144</b>

## LISTAS DE FIGURAS

	Pagina
2.1 Ubicación relativa del Campo Bare .....	8
2.2 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA, 1997).....	11
2.3 Evolución geodinámica de la C.O.V. Relación de la litoestratigráfica evolutivas de la cuenca (Bosset-Chirinos, 2006).....	23
2.4 Principales elementos estructurales de la C.O.V. (Herdberg, 1950) .....	24
2.5 Corrimiento de Anaco (Funkhouser, 1948).....	25
2.6 Columna Estratigráfica del Campo Bare. (Schlumberger, 1998).....	29
3.1 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios. (Schlumberger, 2001).....	39
3.2 Tipos de canales de los sistemas fluviales (Serra, 1986).....	40
3.3 Sistema de canales entrelazados (PDVSA-CIED, 1997).....	41
3.4 Sistema de canales meandriformes (PDVSA-CIED, 1997).....	42
3.5 Ejemplos de Deltas. (PDVSA-CIED, 1997).....	44
3.6 Principales componentes de un delta (Alfonsi, P 1999).....	45
3.7 Asociación de facies en un modelo deltaico. (Coleman & Prior.1.992).....	48
3.8 Arreglo de las partículas (Miranda J, 2004).....	54
3.9 Ventana de Inicio de Geographix.....	58
4.1 Flujograma de actividades.....	61
4.2 Pantalla de inicio de Sigemap 3.0.....	63
4.3 Ubicación geográfica de las secciones estratigráficas en el mapa.....	66
4.4 Pantalla de inicio GeoAtlas.....	68
4.5 Criterio para la interpretación de facies. (Alfonsí, 1983).....	69
4.6 Ubicación geográfica de la secciones estructurales en el mapa.....	71
4.7 Ventana de Sigemap 3.0 para el cálculo de volumen.....	79
5.1 Mapa de isópaco estructural de la arenaU1,3 MFB-53 (2017-2025).....	98

## LISTAS DE TABLAS

	Pagina
5.1 Fallas validadas del yacimiento MFB-53.....	93
5.2 Variables para el cálculo de POES.....	99
5.3 Variable para el cálculo de reservas.....	100
5.4 Comparación del POES entre el área E-O del yacimiento MFB-53.....	100

## LISTAS DE APÉNDICES

	Página
A. BASE DE DATOS DEL YACIMIENTO MFB-53.....	109
A.1 Datos generados de los pozos presentes en el yacimiento estudiado MFB-53 para la arena U1,3.....	110
B. SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS.....	112
B.1 Sección estratigráfica A-A'.....	113
B.2 Sección estratigráfica B-B'.....	114
B.3 Sección estratigráfica C-C'.....	115
B.4 Sección estratigráfica D-D'.....	116
C. MAPA ELECTROFACIES.....	117
C.1 Mapa electrofacies del yacimiento MFB-53 arena U1,3.....	118
D. SECCIONES ESTRUCTURALES.....	119
D.1 Sección estructural A-A'.....	120
D.2 Sección estructural B-B'.....	121
D.3 Sección estructural C-C'.....	122
D.4 Sección estructural D-D'.....	123
D.5 Sección estructural E-E'.....	124
E. Sumario petrofísico.....	125
E.1 Sumario.....	126
F. MAPA ISOPROPIEDADES.....	130
F.1 Mapa de isoarcillosidad del yacimiento MFB-53 arena U1,3.....	131
F.2 Mapa de isoporosidad del yacimiento MFB-53 arena U1,3.....	132
F.3 Mapa de isopermeabilidad del yacimiento MFB-53 arena U1,3.....	133
F.4 Mapa de burbuja del yacimiento MFB-53 arena U1,3.....	134
G. PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE LA ARENA U1,3 YACIMIENTO MFB-53.....	135
G.1 Producción de los pozos presentes en yacimiento en estudio.....	136

## **LISTA DE ANEXOS**

1. MAPA DE ISÓPACO ESTRUCTURAL DE LA ARENAU1,3 MFB-53

## INTRODUCCIÓN

La Faja petrolífera del Orinoco (FPO) fue dividida en cuatro (4) bloques que son de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, el crudo en estas áreas presenta una gravedad promedio de 9 °API. El bloque en donde se desarrolló este trabajo fue el bloque Ayacucho, ya que en este se encuentra el Campo Bare.

El bloque Ayacucho posee un área de 87.000 Km<sup>2</sup> subdividida en 25 cuadrángulos, lo cual representa un 27 % del área de explotación actual, limita al Sur con el río Orinoco, al Este con el bloque Carabobo, al Oeste con el bloque Junín y al Norte con las áreas de explotación tradicionales de crudos pesados. En la gerencia de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH), se estudia uno de los más importantes campos de crudo extrapesado (< 10°API), el cual es el Campo Bare, limita al Norte con los campos Yopales y Miga, al Sur con el campo Huyapari, al Este con los campos Cariña y Melones y al Oeste con el Campo Arecuna. Cubre un área de 48.700 hectáreas, está localizado a unos 40 Km al Sur de la ciudad de El Tigre.

La importancia de este estudio radica en reinterpretar un modelo geológico de la arena U1,3 yacimiento MFB-53 se pretende aumentar los volúmenes de petróleo que puedan ser económicamente explotado con la tecnología actualmente disponible mediante el escogimiento de nuevas áreas óptimas para el establecimiento de localizaciones.

Este informe ha sido estructurado por capítulos para lograr una mejor visión, de la información

En capítulo I, se presenta la situación a investigar, la justificación y los objetivos que se esperan lograr con la realización de este proyecto.

El capítulo II, describe todo lo referente a la ubicación, características físicas y naturales, accesibilidad e información correspondiente a la geología, estratigrafía y sedimentología que se presenta de manera local.

El capítulo III, establece las bases teóricas en las que se fundamenta la investigación.

El capítulo IV, explica la metodología usada para el cumplimiento de cada objetivo.

EL capítulo V, se analiza y discuten los resultados obtenidos mediante este estudio.

Seguidamente se presentan las conclusiones y recomendaciones que pudiesen mejorar los resultados obtenidos, además de las secciones, mapas elaborados e interpretados que le dan soporte a las conclusiones. Finalmente se realizan las referencias bibliográficas, las cuales fueron de gran ayuda porque de ellas se obtuvo información teórica que sirvió de apoyo a la realización de este proyecto.

# CAPÍTULO I

## SITUACIÓN A INVESTIGAR

### 1.1 Situación objeto de estudio

La Faja Petrolífera del Orinoco está localizada en el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela abarcando un área aproximada de 54.000 Km<sup>2</sup> y constituye la mayor acumulación de crudo pesado y extrapesado del mundo. Con la exploración de la Faja Petrolífera del Orinoco, se descubrieron cuatro acumulaciones gigantescas que yacen en arenas no consolidadas de origen deltaico, cuya edad es Mioceno Inferior. Una de estas cuatro acumulaciones está representada por el área de (Ayacucho), la cual está dividida en 25 bloques, uno de los cuales lo constituye el Campo Bare donde se centraliza este estudio.

La estructura de esta zona la representa un homoclinal cuyo buzamiento es menor de 3° hacia el Norte y donde la mayoría de las fallas son de origen tensional. La secuencia estratigráfica del Campo Bare, está conformada por las formaciones: Mesa; Las Piedras; Freites, Oficina; Merecure y Basamento. Las acumulaciones petrolíferas en esta área ocurren básicamente en la Formación Merecure y en la sección media y basal de la Formación Oficina en arenas con permeabilidades ubicadas entre 1 y 2 Darcies. Además, el crudo es extra pesado con una gravedad promedio de 9° API. Considerando los planes de desarrollo de la faja petrolífera del Orinoco debido al gran número de reserva probadas de crudos extra pesados que esta posee, nace la necesidad de ampliar su crecimiento, para alcanzar esa meta se

Necesita la inversión de recursos en exploración, perforación, explotación y producción de petróleo.

Las operaciones petroleras están a cargo de la empresa Petróleos de Venezuela (PDVSA), es una empresa estatal venezolana que se dedica a la explotación, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano. Fue creada el 30 de Agosto de 1975 por decreto gubernamental para ejercer tales actividades luego de la nacionalización de la industria petrolera, dando inicio a sus operaciones el 1 de Enero de 1976; el cual está orientada a optimizar la producción de las reservas de hidrocarburos de manera rentable, mediante la aplicación de técnicas y estrategias, que permitan ampliar las mismas de manera eficiente y dentro de sus filiales se encuentra la División Ayacucho del Distrito San Tomé, la cual considera el Yacimiento MFB-53 de la Arena U1,3 pertenecientes al Campo Bare-Este para la implementación de un nuevo esquema de explotación a través de pozos verticales y direccionales, sin embargo no se cuenta con un estudio reciente que permita deducir las incertidumbres geológicas y validar las dimensiones de los yacimientos.

Para la evaluación del yacimiento MFB-53 de la arena U1,3 del Campo Bare-Este, es necesario realizar la caracterización geológica dirigida a ese yacimiento que permitirá tener una visión más amplificada del yacimiento en los niveles estructurales, sedimentológicas, estratigráfica, esto ayudará a definir la zona de interés.

Debido a las condiciones cambiantes del yacimiento a lo largo de su vida productiva y al descubrimiento de información de nueva por la perforación de pozos es necesario realizar de manera periódica actualizaciones, tanto del modelo estático,

como dinámico de yacimientos. El propósito de un modelo geológico consiste en representar de la manera más precisa los límites y estructuras internas del yacimiento, integrando información estructural, estratigráficas, las cuales son representadas mediante secciones, mapas y gráficas que dan una idea del comportamiento del mismo.

## **1.2 Objetivo de la investigación**

### **1.2.1 objetivo general**

Reinterpretar el modelo geológico de la arena U1,3, yacimiento MFB-53, de la Formación Merecuré, perteneciente al Campo Bare-Este, Faja Petrolífera del Orinoco, Hugo Chávez Frías. División Ayacucho, Distrito San Tomé.

### **1.2.2 objetivos específicos**

1. Evaluar la continuidad lateral de la arena U1,3 MFB-53 mediante la correlación de los pozos del área y usando una base de datos actualizada en este proyecto con la información básica de los registros eléctricos de los pozos del área.

2. Definir el modelo sedimentológico del área, analizando las respuestas electrográficas de los pozos del área de estudio en la Arena U1,3 MFB-53 del Campo Bare-Este.

3. Identificar las estructuras del área en estudio; a partir de la elaboración de secciones estructurales.

4. Determinar las propiedades petrofísicas de la arena de interés para el establecimiento de las áreas prospectivas desde el punto de vista petrofísico.

5. Elaborar un mapa isópaco-estructural, mediante los espesores obtenidos y rasgos estructurales más resaltantes.

6. Estimar las reservas de hidrocarburos de la arena U1,3 de área este del yacimiento MFB-53 a través del método volumétrico.

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

En el área Este del Campo Bare, se encuentra una gran cantidad de reservas remanentes de crudo extra pesado. La arena U 1,3 yacimiento MFB-53, posee un POES de 5,935 MMBN y unas reservas remanentes de 678,10 MMBN y por lo tanto representa una zona prospectiva para evaluación y reactivación de pozos. En la actualidad, posee una presión de 804 Lpc (Calculada) y un corte del agua (30%), ofreciendo excelentes condiciones para aplicar procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos como: inyección continua de vapor en pozos horizontales (ICVH), inyección alternada de vapor (IAV) y drenaje por gravedad asistido con vapor (*steam assisted gravity drainage*),(SAGD) y tecnologías no térmicas, entre otras, para así poder drenar las reservas remanentes, ayudando así alcanzar el crecimiento económico del país. por tales razones, se requiere la actualización del modelo estático de este yacimiento a fin de apalancar nuevos esquemas de explotación.

La reinterpretación geológica de la Arena U 1,3 se da con la finalidad de conocer de forma precisa las características del yacimiento existentes para este nivel, debido a que el mismo se ha estado aplicando una explotación técnica o recuperación

mejorada de hidrocarburo (RMH). Para ellos es necesario validar y actualizar el modelo estático que servirá como base para realizar un modelo dinámico con el fin de disminuir las incertidumbres geológicas sobre las reservas recuperables del mismo y de esta manera evaluar la factibilidad de continuación de seguir explotando bajo los esquemas de RMH.

#### **1.4 Alcance de la investigación**

Con el desarrollo de esta investigación se pretende reinterpretar el modelo geológico del nivel estratigráfico del yacimiento MFB-53 en la arena U 1,3 del Campo Bare-Este, a través de las interpretaciones estratigráficas, estructurales y sedimentológicas, de igual manera se efectuarán los cálculos de reservas, lo cual permitirá conocer el volumen de petróleo dentro de los yacimientos. Todo esto con el fin de actualizar el modelo existente, mediante la Correlación litoestratigráfica de registros eléctricos, asociación de facies sedimentarias de los pozos existentes en el área de estudio, obtención de espesores de las arenas, construcción de mapa isópaco-estructural, secciones estructurales, estratigráficas, la propuesta de localizaciones en las mejores zonas, con el fin de optimizar la producción de crudo en el Campo Bare-Este.

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

Este estudio cuenta con 71 pozos que se encuentran con información de un total de 180 pozos, aparte cuenta con la siguiente limitación:

La Falta de información de núcleos que permita contrastar la información petrofísica extraída de los registros de la totalidad de los pozos.

## CAPÍTULO II

### GENERALIDADES

#### 2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

El cuadrángulo Bare, se encuentra ubicado geográficamente en el Estado Anzoátegui, a unos 40 Km. al sur de la ciudad de El Tigre, y a unos 70 Km. al norte del río Orinoco, abarca una superficie de unos 487 Km<sup>2</sup> con una longitud de 27 km y un ancho de 18 Km aproximadamente. Se encuentra en el sector Nor-Occidental del área Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco, presentando un rumbo Este-Oeste. Limita al Norte con los campos Miga (MG-) y Yopales Sur (YS-), al Sur con el Bloque Huyaparí (MFH-), al Este con los campos Cariña (MFC-) y Melones (MS-) y al Oeste con el Campo Arecuna (MFA-) (Figura 2.1).



Figura 2.1 Ubicación relativa del Campo Bare (Villaroel, R 2010).

## **2.2 Acceso al área de estudio**

Se utiliza como vía principal la carretera que comunica Ciudad Bolívar (Estado Bolívar) El Tigre (Estado Anzoátegui), esta vía de comunicación se clasifica como carretera nacional tipo C; y para tener acceso al campo, se puede utilizar la carretera que va hacia el Centro Operacional Bare (COB) (Villaroel, R 2010).

## **2.3 Características físico y naturales del área de estudio**

### **2.3.1 Geomorfología**

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

### **2.3.2 Vegetación**

La vegetación predominante en la zona es típica de sabana tropical dominada por el clima y el tipo de suelo imperante en la región. La vegetación herbácea y relativamente abundante, encontrando también arbustos de poca altura; los Morichales y Mereyales, van a venir a constituir una vegetación más diferenciada del resto de las existentes en el área.

La gran mayoría de los paisajes están constituidos en su totalidad por los pastizajes, especies regularmente conocidas con el nombre de: Paja Peluda (*Axonopus Canescens*); Paja Estrella (*Cyperus Incompetus*); Chaparro (*Curatella American*); y Manteco (*Byrsonimia Crassifolia*) (Villaroel, R 2010).

### **2.3.3 Clima**

El clima predominante es del tipo tropical seco, con una temperatura media anual que oscila entre los 26 y 28 °C, la humedad relativa media anual en la región es del 3%, con una precipitación media anual entre los 1200 y 1400 mm., y una evaporación media anual entre los 1900 y 2000 mm (Villaroel, R 2010).

En el área se observa un régimen pluviométrico caracterizado por dos temporadas claramente definidas: a) Una temporada de sequía (desde enero hasta abril). b) Una temporada de lluvia (desde mayo hasta diciembre).

### **2.3.4 Drenaje**

El drenaje superficial es escaso y está pobremente desarrollado. Estudios anteriores realizados en la región han comprobado que los ríos del área tienen su origen en los manantiales formados en los escarpes de las mesas, a estos ríos se le considera en realidad como el sistema de drenaje de los acuíferos confinados del área a la cual pertenecen, que permite clasificar el drenaje como dendrítico y caracterizado por presentar un área de captación radial (Villaroel, R 2010).

## 2.4 Geología regional

### 2.4.1 Cuenca oriental de Venezuela

Está localizada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural, se constituye como la segunda cuenca más importante del país, tiene una longitud aproximada de 800 Km de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km<sup>2</sup>. El flanco sur contiene yacimientos múltiples en las formaciones Oficina y Merecure, del Oligoceno-Medio, encontrándose domos cortados por fallas inversas, cierre contra fallas y posibles asociaciones con remanente erosional hacia el extremo Sur de la cuenca en la llamada “Faja Petrolífera del Orinoco” (González de Juana, 1980) (Figura 2.2).



Figura 2.2 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela (PDVSA, 1997).

### **2.4.1.1 Subcuenca de Guárico**

Comprende los campos del estado Guárico y parte Norte del estado Anzoátegui. Su Flanco Norte, se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo, hacia el Sur la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales y grábenes, tales como el graben de Espino, en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con un acuñamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección (Schlumberger, 1997).

Sus principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos. La roca madre principal (Grupos Guayuta y Temblador) se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del norte de Guárico, los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades del yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales). Presenta un marco complejo en lo referente a sus sistemas petroleros. Se reconocen cuatro sistemas: (1) Querecual–Oficina; (2) Temblador–La Pascua; (3) Querecual–Chaguaramas y (4) Oficina. Dicroce, C (1999).

### **2.4.1.2 Subcuenca Maturín**

Constituye la principal unidad petrolífera de la cuenca Oriental, hacia el Sur de la subcuenca encontramos los campos del Área Mayor de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos más importantes se encuentran en las formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas

dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente constituye un sello regional de gran importancia (Schlumberger, 1997). Los principales campos petrolíferos, de Oeste a Este y en el Norte de Monagas son: los del área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocuál, Boquerón, Quiriquire, y Pedernales. En su límite Sur, la subcuenca también incluye la Faja Petrolífera del Orinoco, con yacimientos Neógenos y roca madre Cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico-Neógeno y basamento Neógeno (Schlumberger, 1997).

#### **2.4.2 Geología de la cuenca oriental de Venezuela**

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

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

La Formación Oficina, es producto de una sedimentación fluvial, deltaica y paludal, resultando de un extenso delta que avanza hacia el Este en la misma forma que avanza hoy el delta del Orinoco. Los sedimentos de la formación representan depósitos torrenciales y aluviales, contemporáneos con un levantamiento de la Serranía Interior (González de Juana, 1980).

### **2.4.3 Evolución tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela**

El proceso evolutivo de la Cuenca Oriental de Venezuela se sitúa desde el Devónico-Carbonífero. Se reconocen ciclos sedimentarios separados: el primero, corresponde al Paleozoico Medio y Superior, el segundo comienza durante el Cretáceo Medio y se hace regresivo durante el Terciario Inferior, y el tercero se desarrolló durante el Terciario Superior y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. Ellos tienen lugar entre períodos principales de orogénesis y después de largos períodos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente peniplanadas (González de Juana, C. 1980).

A continuación, se presenta un resumen esquemático del proceso evolutivo tectónico y sedimentario de la Cuenca Petrolífera de Venezuela. Según González de Juana, C. (1980).

#### **2.4.3.1 Devónico-Carbonífero (350-250 M.a)**

La sedimentación de la Formación Carrizal y Hato Viejo en una depresión pericratónica situada en el borde septentrional del Cratón de Guayana, ambas formaciones se consideran transicionales.

Posible sedimentación en planicies costeras mal conocidas y procesos deltaicos conectados entre sí; no se encuentra sedimentada en la parte Sur-Este de la cuenca, se ha perforado en posición discordante sobre el basamento ígneo-metamórfico del Precámbrico en el borde Sur-Oeste, se desconoce su base en varias zonas de la región Centro-Oeste

#### **2.4.3.2 Orogénesis Herciniana o Evento Tecto-Termal Permo-Triásico (250-200 M.a)**

Levantamiento vertical del borde cratónico y retirada general de los mares hacia el Norte. Comienzo de un largo periodo de erosión. No se conoce actividad tectónica compresiva en la C.O.V., propiamente dicha

#### **2.4.3.3 Triásico-Jurásico (220-160 M.a)**

Actividad volcánica en el Macizo del Baúl, limite occidental de la cuenca. Periodo de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca.

#### **2.4.3.4 Barremiense–Aptiense -Albiense (120-115 M.a)**

Inicio de la transgresión Cretácea dirigida de Norte a Sur y desarrollada sobre la penillanura, Pre-cretácica. La transgresión es típicamente oscilante y alcanzan gran amplitud, pero en todo caso se conservan ambientes más marinos hacia el Norte y más continentales hacia el Sur. Las calizas y arenas de estos periodos constituyen legítimos prospectos para petróleo.

#### **2.4.3.5 Cenomaniense-Conianense (100-85 M.a)**

Máxima cobertura marina y desarrollo de ambientes euxínicos en el Norte (Formación Querecual). Hacia el Sur se extienden ambientes marinos costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo Sur; más al Norte y Noroeste se encuentra la Formación el Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante.)

#### **2.4.3.6 Santoniense-Maestrichtiense (85-65 M.a)**

Sedimentación de lutitas marinas, algunas arenas finas e intervalos de silíceas al Norte (Formación San Antonio). En la región Sureste comienza la regresión marcada por areniscas masivas de la Formación San Juan, básicamente Maestrichtiense probablemente extendida al Paleoceno. La formación San Juan probó petróleo en el Campo de Orocuá, y produjo pequeñas cantidades de petróleo en los campos de Quiriquire, La Ceiba, Santa Rosa y Anaco.

#### **2.4.3.7 Paleoceno-Eoceno Medio (65-45 M.a)**

El levantamiento de las masas metamórficas delimitó hacia el Sur una extensa cuenca donde se depositaron sedimentos del ciclo Terciario Inferior. Dicha cuenca se extendía de Sur a Norte desde una línea de playa situada aproximadamente al Sur de los campos de petróleo de Mulata- Santa Bárbara hasta no menos de 175 kilómetros hacia el Norte, en regiones del Mar Caribe actual.

#### **2.4.3.8 Eoceno Superior - Oligoceno (45-25 M.a)**

Hiatus Post-Eoceno Medio y levantamiento de la parte Norte de la Cuenca, sedimentación transgresiva en Guárico de la Formación La Pascua, de aguas someras procedentes de la Cuenca de Barinas, seguida de un cuerpo lutítico de aguas marinas someras y tranquilas (Formación Roblecito).

La transgresión progresa hacia el Este y en la región de Barcelona, el Hiatus y transgresión mencionados se encuentran sobre la Formación Caratas y por debajo de

la Formación Los Jabillos del Oligoceno Medio. Entre las grandes productoras de petróleo se encuentran las formaciones La Pascua y Merecure en el flanco Sur de la Cuenca.

#### **2.4.3.9 Mioceno (20 M.a)**

Se producen cambios en la forma de la Cuenca y en la distribución de los sedimentos. Durante este período el tectonismo adquiere especial importancia y se manifiesta con mayor intensidad en el flanco Norte de la Cuenca. La Serranía del Interior fue intensamente plegada y fallada por movimientos compresivos Norte-Sur, indicados por largos pliegues, asimetría, fuertes volcamientos hacia el Sur y numerosas fallas de corrimientos. El reflejo de esta tectónica compresiva en el flanco Norte de la Cuenca es de grandes corrimientos como el de Pirital, lo cual refleja primordialmente los efectos tensionales, indicados por fallas normales con desplazamientos algunas veces hacia el Cratón y otras hacia la Cuenca, continúa el levantamiento de la parte Nor-oriental de la Cuenca que sigue inclinándose hacia el Este.

#### **2.4.3.10 Mioceno (15 M.a)**

Continúa el levantamiento de la parte Nor-oriental de la cuenca que sigue inclinándose hacia el Este. En el flanco Sur se sedimenta la Formación Freites de ambiente marino somero en el borde Norte. Los mares transgreden ligeramente sobre la superficie erosionada de Carapita depositándose la sedimentación marina marginal de la Formación La Pica; cerca de la línea de playa septentrional se sedimenta una secuencia arenosa, excelentemente productora de petróleo en el área de Santa

Bárbara, Mulata, Jusepín, etc. Sobre la zona de bisagra del flanco Sur se acentúa el fallamiento tensional.

#### **2.4.3.11 Plioceno (5 M.a)**

Mientras los ambientes marinos continuaron retrocedieron hacia el este, extensos ambientes fluvio-deltáicos se establecieron sobre una gran parte de la cuenca, en ellos se sedimentó la Formación Las Piedras. Equivalente lateral de esta formación las Piedras es la sedimentación marginal conglomerática de Quiquire, productora en el Campo de petróleo del mismo nombre. El episodio final de esta evolución está representado por la Formación Mesa, de ambiente continental.

#### **2.4.3.12 Pleistoceno**

Se retiran los mares y la mayoría de la sedimentación es continental formándose depósitos conglomeráticos de capas horizontales conocidos como la Formación Mesa. En los Andes forma terrazas, morrenas y depósitos fluviales y marino en el Delta del Orinoco.

### **2.4.4 Evolución estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela**

La evolución geodinámica y estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede ser dividida en 4 eventos, en los cuales se describe cada una de las megasecuencias que se originaron desde el Paleoceno hasta el Cuaternario (Parnaud, F. 1995).

#### **2.4.4.1 Megasecuencia de *prerift***

Esta megasecuencia tuvo lugar en el Paleozoico Temprano en donde los continentes aún permanecían unidos en un solo supercontinente La Pangea, La Cuenca formaba parte de una extensa Cuenca pericratónica que incluye a las actuales cuencas Barinas-Apure y de los llanos Orientales de Colombia. En este episodio la Cuenca oriental está constituida por cobertura sedimentaria paleozoica por encima del basamento ígneo-metamórfico del precámbrico, ocurriendo la sedimentación de las formaciones Hato Viejo y Carrizal de edad Cámbrico. Estas formaciones cubren la Subcuenca de Guárico (estados Guárico y Anzoátegui) las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos. Las secuencias encontradas por perforaciones están compuestas por areniscas de grano fino, ligeramente calcáreas con intercalaciones de conglomerados y lutitas verdes. La formación Hato viejo representa un ambiente transicional característico de arcosas que pasan a areniscas cuarcíferas de colores grises y tiene un espesor entre 3000 y 5000 m (Parnaud, F. 1995).

González de Juana et al; (1980) describe la Formación Carrizal, como arcillitas homogéneas de color negro a verde oscuro, en donde se observan intercalaciones locales de areniscas y algunos conglomerados de grano fino de la Formación Hato Viejo.

#### **2.4.4.2 Megasecuencia de *rift***

La mega secuencia de *rift*, tuvo origen durante el Jurásico Tardío y el Cretáceo temprano. Está caracterizada por el levantamiento vertical del borde Cratónico, actividad volcánica en el Macizo de El Baúl, así como por un largo periodo de erosión sobre la mayor parte de la Cuenca Oriental. La transgresión está bien

representada por la sedimentación de clásticos y calizas marinas de la Formación Barranquín y la depositación hacia el Sur del Grupo Temblador con la Formación Canoa de ambiente continental. Las Calizas y arenas de estos periodos constituyen legítimos prospectos para el petróleo.

#### **2.4.4.3 Megasecuencia de margen pasivo**

Cubre el Cretáceo-Paleoceno y está caracterizado por tres fases principales transgresivas observadas de Norte a Sur y que culminan durante el Turoniano, paleoceno temprano-Eoceno, y Oligoceno respectivamente. Aunque esta mega secuencia se observa claramente en las secciones sísmicas, la base de la misma no ha podido ser reconocida ni por muestras de pozos ni de afloramientos (Parnaud, F. 1995).

La fase inicial transgresiva comenzó con la depositación de las arenas basales de la Formación Barranquín. El máximo avance transgresivo de esta fase está marcado por la depositación de carbonatos de plataforma que son diacrónicos en dirección norte-sur en la Cuenca Oriental, y claramente observados en las líneas sísmicas. Esta transgresión está definida como una secuencia de edad Cretáceo Medio. La principal roca madre fue depositada en esta fase transgresiva. Estas rocas son ricas en material orgánico de origen marino depositadas en un ambiente batial entre el Alto de Pirital y la falla del Pilar. Esta roca madre corresponde a las formaciones Querequal y San Antonio de edad Cenomaniense- Campaniense y están cubiertas por carbonatos de plataforma en la región Sur (Parnaud, F. 1995).

La siguiente transgresión tuvo lugar durante la edad del Paleoceno- Eoceno seguida por la regresión del Maastrichtiense y está representada por fenómenos tectotermales que afectaron las rocas mesozoicas al norte de las actuales regiones de

Venezuela Central y Oriental, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas. Durante el Paleoceno- Eoceno, finaliza la retirada de los mares iniciada en el Campaniense por lo que aguas invaden nuevamente la cuenca a nivel de la parte central de Guárico posteriormente las zonas meridionales de los estados Anzoátegui, Monagas, y Sucre. El levantamiento ocurrido a finales del Cretácico determino una extensión, zona donde se sedimentaron las primeras unidades “antepais” del Aleoceno-Eoceno (González de Juana, C. 1980).

La fase final de transgresión ocurrida durante el Oligoceno comenzó con la depositación de las arenas basales de la Formación Merecure, las cuales son las principales rocas yacimientos del área del Furrrial. La Formación Merecure depositada bajo un ambiente continental en la parte Sur de la Cuenca y hacia el Norte fue depositada bajo un ambiente marino somero. Está compuesta de alteraciones de arena y lutita de grano fino, y la fuente de los sedimentos proviene del Escudo de Guayana ubicado al Sur de la Cuenca (González de Juana, C. 1980).

#### **2.4.4.4 Megasecuencia de la colisión oblicua**

Finalizó durante el Oligoceno con el final de la colisión de la placa del Caribe con la placa Suramericana. Este choque entre placas genera un cambio en la cuenca formando una cuenca antepáis (“*Foreland*”). La creación de la cuenca antepais ocurre durante el Oligoceno-Mioceno, la misma se puede dividir en tres áreas (Di Croce, 1999):

1. Un área al Sur que corresponde a una zona plataformal.
2. Una zona Central correspondiente a la antefosa (“*Foredeep*”).
3. Un área Norte correspondiente al área de corrimiento.

Parnaud, et al; (1995) señalan que el Oriente de Venezuela, no se ha reconocido actividad tectónica antes del Eoceno Tardío. Sin embargo, la migración de la antefosa (“*Foredeep*”) se llevó a cabo de Norte a Sur, lo cual fue relacionado con las unidades alóctonas originadas por colisión oblicua de las placas.

Durante el periodo Mioceno se producen cambios fundamentales en la forma de la cuenca, la cual va adquiriendo su geometría actual, a su vez la distribución de los sedimentos también cambia, pasando a ambientes más continentales hacia el Oeste.

En el “*Foredeep*” se encuentran los depósitos de la Formación Oficina y Freites de edad Mioceno. La Formación Oficina ésta representada por lutitas y areniscas alternantes, esta unidad se explicará con detalle posteriormente. Los depósitos de la Formación Oficina se extienden considerablemente hacia el Sur y Sureste hasta una línea cercana al curso actual del Río Orinoco, Hacia el Este se profundiza la cuenca representado por la Formación Oficina.

Durante el Mioceno el tectonismo adquiere gran importancia debido a que se acentúa el plegamiento de la Serranía del interior, produciendo algunas fallas inversas y bloques volcados en la misma dirección de empuje. Hacia el Sur de la cuenca se producen numerosos corrimientos como el de Anaco y Pirital, estos esfuerzos dieron origen a las fallas transcurrentes, Uríca, San Francisco, El Soldado y Los Bajos Durante el Mioceno Tardío-Plioceno en el “*Foredeep*” se depositan los sedimentos de las formaciones La Pica y Las Piedras. En el plioceno mientras los ambientes marinos continuaron retrocediendo hacia el Este, extensos ambientes fluvio-deltaicos se establecieron sobre una gran parte de la cuenca; representadas por la Formación las Piedras (González de Juana, C. 1980).

Los últimos depósitos de la Cuenca Oriental de Venezuela están representados por la Formación La Mesa característico de un ambiente Continental, definido como

una superficie en proceso de erosión. El máximo espesor de esta megasecuencia es de unos 6000.m (Figura 2.3).

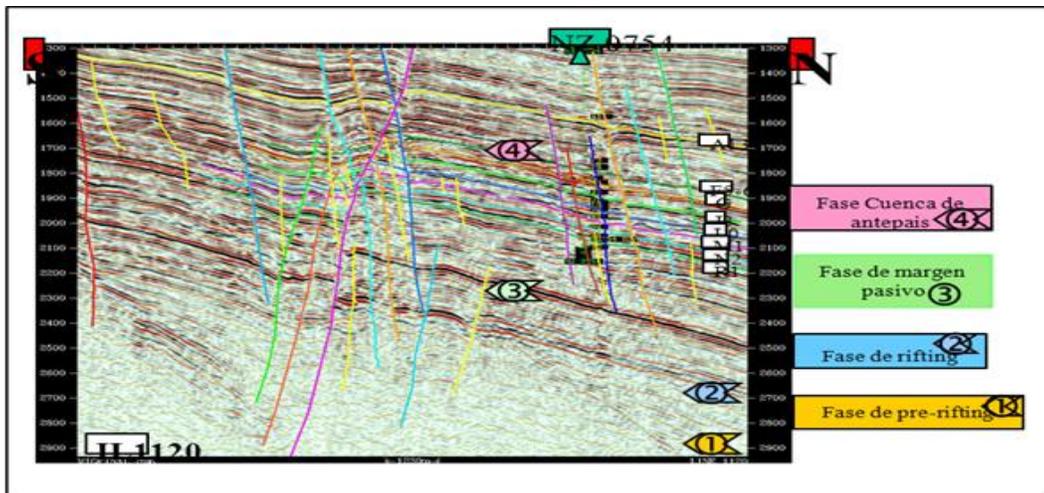


Figura 2.3 Evolución Geodinámica de la C.O.V. Relación de la litoestratigrafía con las fases evolutivas de la cuenca (Bosset-Chirinos, 2006).

#### 2.4.5 Principales estructuras de la cuenca Oriental de Venezuela

Entre los principales elementos estructurales que presenta la Cuenca Oriental de Venezuela se pueden mencionar (Figura 2.4):

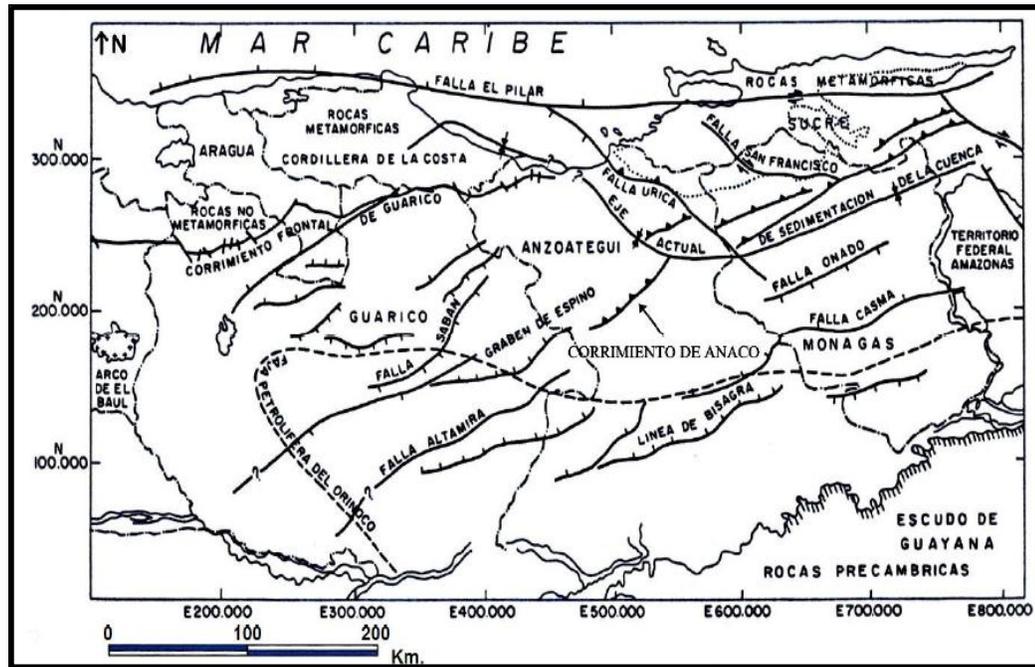


Figura 2.4 Principales elementos estructurales de la C.O.V. (Herdberg, 1950).

#### 2.4.5.1 Corrimiento de Anaco

Se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui con una longitud de 85 Km., desde el Sur del Campo Toco hasta el Este del Campo de la Ceiba, Se caracteriza por una línea de corrimiento de buzamiento promedio  $45^\circ$  al NE, en cuyo lado Norte se encuentran cuatro campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumeradas de Suroeste a Noreste son: el Campo del Toco, desarrollado sobre el domo del mismo nombre; el Campo de Santa Ana, que se desarrolla sobre un domo alargado sobre el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores, el Campo de San Joaquín con tres culminaciones y un pronunciado declive hacia el Noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo de Guárico, más al Noreste se emplaza el Domo de Santa Rosa, en el cual se localiza en el campo del mismo nombre. Tales domos son simples pliegues de arrastre ocasionados por el movimiento hacia el Sur de las masas que constituyen el flanco Norte. El

Levantamiento de Anaco, que comprende las culminaciones dómicas enumeradas, es en su conjunto asimétrico con buzamientos que alcanzan  $25^{\circ}$ - $27^{\circ}$  en el flanco Sur, en contraste con solo  $2^{\circ}$ - $5^{\circ}$  en el flanco Norte, Es en el campo el Roble donde se llega a observar una verdadera terraza tectónica (Funkhouser, 1948) (Figura 2.5).

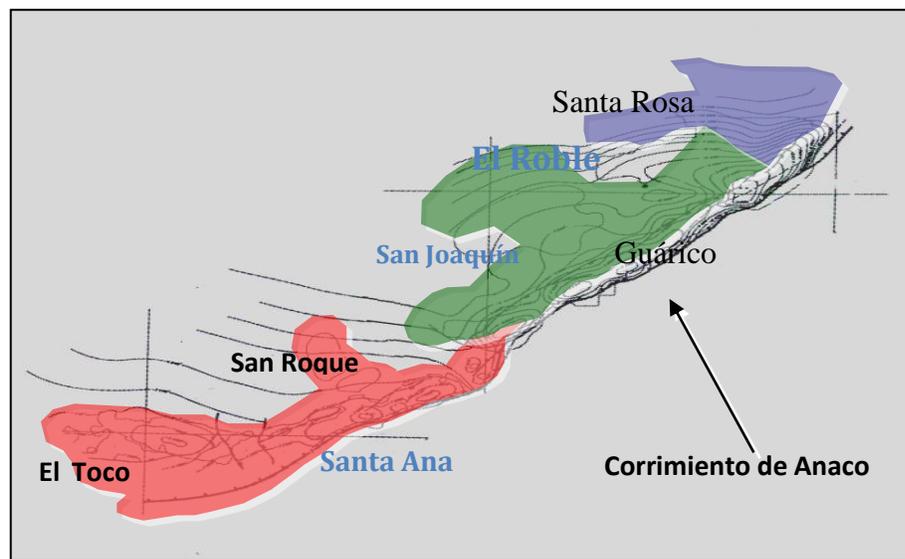


Figura 2.5 Corrimiento de Anaco (Funkhouser, 1948).

#### 2.4.5.2 Sistema de corrimientos al Sur de la Serranía Interior Oriental

Este sistema de corrimientos se detecta en el subsuelo de la planicie al Sur de la de la Serranía del Interior, principalmente mediante estudios sismográficos y en algunos lugares por medio de perforaciones.

Hacia el Este a partir de la Falla de Uríca, el sistema de corrimientos continúa hasta alcanzar la falla de San Francisco y desde allí hasta la falla de Los Bajos en el Golfo de Paría, alcanzando aproximadamente 200 Km en extensión (González de Juana, C. 1980).

### **2.4.5.3 Corrimiento de Pirital**

Se considera como un sector de corrimiento frontal, se identifica por una distancia de 200 km entre la falla de Uríca en Anzoátegui hasta la falla de los bajos en el golfo de paria. Se estima que el fallamiento ocurrió entre el mioceno medio y mioceno superior en el tiempo post-Carapita, cuando el área marginal pasiva del Cretáceo y Terciario Superior fue sobrecorrida por bloques alóctonos provenientes del noroeste que ocasionaron extensas líneas de sobrecorrimiento hacia el Sur. Este corrimiento desde un punto de vista estructural y sedimentológico subdivide el norte de Monagas en dos áreas. El área al norte ubicada entre la Serranía y el Corrimiento de Pirital se caracteriza por la ausencia de la Formación La Pica; mientras que en el área al sur ubicada entre dicho corrimiento y el Alto de Tonoro, donde se presenta la sedimentación de la Formación La Pica (González de Juana, C. 1980).

### **2.4.5.4 Corrimiento Frontal de Guárico**

Se encuentra en el piedemonte de Cojedes, Guárico y la parte Noroccidental de Anzoátegui, con una longitud aproximada de 400 Ms. Entre el meridiano de San Juan al Oeste, hasta la costa cerca de Pirital Este, formando el límite Norte de la parte Occidental de la cuenca en sentido petrolífero, constituye una faja de anchura que puede alcanzar hasta 7 Km, en la cual se desarrolla una serie de corrimientos segmentados por fallas oblicuas de dirección Noroeste- Sureste, con movimiento transcurrente dextral (González de Juana, C. 1980).

#### **2.4.5.5 Flanco meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela**

La característica más destacada del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es un sistema de fallas normales de rumbo Este-Oeste y buzamiento hacia el Sur y a veces hacia el eje de la cuenca, prácticamente todas las acumulaciones de petróleo asociadas con estas fallas se encuentran en su labio Norte, tales fallas han sido consideradas fracturas de gravedad con crecimiento sedimentario, originadas por el propio peso de los sedimentos y sin relación directa con ninguna fuerza orogénica externa (González de Juana, C. 1980).

Las tensiones ocasionadas en la masa de sedimentos por las fracturas antes mencionadas, son relevadas por otro sistema de fallas normales, las más importantes de estas son: las fallas principales de Tucupita, Pilón, Jobo y Temblador; además en el Área Mayor de Oficina encontramos las fallas Merey-Oritupano, Guara-Leona, Laysme, Mapiri-Zorro, Sotos-Zapatos y otras (González de Juana, C. 1980).

### **2.5 Geología local**

#### **2.5.1 Ambiente sedimentario**

En el Campo Bare, los yacimientos principales son canales de arenas no consolidadas de las formaciones Oficina y Merecure, una sección de gran espesor de sedimentos fluvio-deltaico de edad Terciaria. Sobre la base de datos disponibles en informes técnicos de INTEVEP, se define que la secuencia de arenas basales puede dividirse en dos unidades: Unidad U2,3 (unidad inferior), se asocia a un relleno de valle, el cual esta litológicamente representado por areniscas de tamaño medio a fino, bien escogidos, poco consolidados, cuarzosas con intercalaciones de lutitas. Según

análisis palinológicos se determinó que la unidad U2, 3 se depositó en un ambiente fluvial denominado “ríos de corrientes entrelazadas”. Unidad U1 (unidad superior), esta litológicamente representado por areniscas de grano fino, cuarzosas, poco consolidadas las cuales representan intercalaciones de lutitas, limonitas y carbones. El análisis palinológico indica la presencia de dinoflagelados enmarcados dentro del ambiente costero con influencia marina.

### **2.5.2 Estratigrafía del Campo Bare**

La secuencia sedimentaria presente en el área inicia con las arenas de la formación Merecure depositadas discordantemente sobre el basamento ígneometamórfico del Escudo de Guayana estas arenas constituyen una secuencia de canales apilados depositados sobre una planicie deltaica superior. Suprayacente a la formación Merecure se depositó unas secuencias alternantes de areniscas no consolidadas, lutitas, limonitas y lignitos pertenecientes a la formación Oficina, depositadas en ambientes deltaicos a marinos someros.

Por encima de esta sección se encuentra la formación Freites, constituidas por lutitas y limonitas transgresivas, de ambiente marino poco profundo. La parte superior está compuesta por arenas y arcillas de la formación Las Piedras de origen continental fluvial y la formación Las Mesas de origen fluvial. Las formaciones productoras son Oficina y Merecure (Figura 2.6).

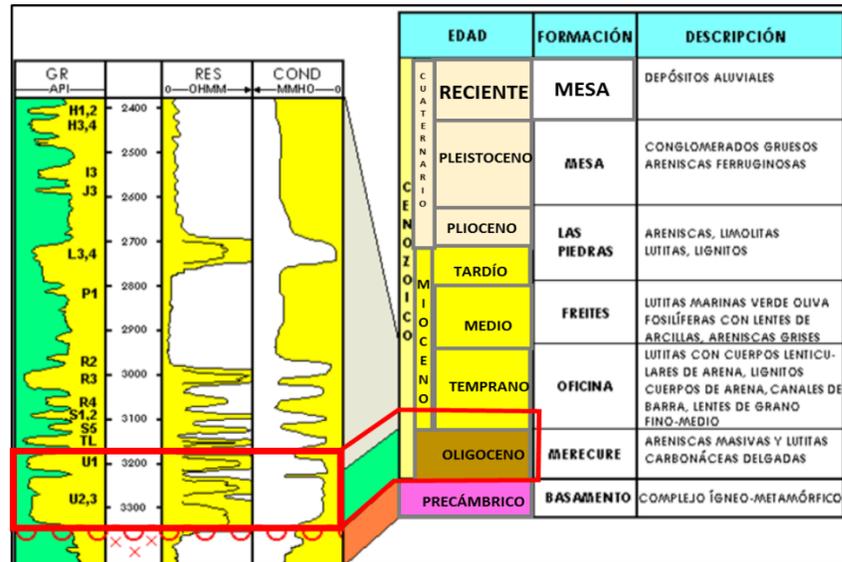


Figura 2.6 Columna Estratigráfica del Campo Bare (Schlumberger, 1998).

### 2.5.3 Tectónica y entrapamiento

El entrapamiento del cuadrángulo Bare, se presenta de tipo combinado, es decir de fallas y controles litológicos laterales. La estructura representa un homoclinal cuyo buzamiento es de aproximadamente 2° hacia el Norte. La mayoría de las fallas son de origen tensional y están asociadas al hundimiento de sedimentos hacia el centro de la cuenca y por el levantamiento diferencial del Este-Oeste y NO-SE. Las arenas más prospectivas del Campo Bare lo constituyen las arenas basales de la formación Oficina (R, S, T, U1) y las arenas U2 y U3 de la formación Merecure; confinadas en las trampas: MFB-5, MFB-8, MFB-14, MFB15, MFB-16, MFB-24, MFB-31 y MFB-32, las cuales son de tipo estructural-estratigráfica.



## CAPÍTULO III

### MARCO TEÓRICO

#### 3.1 Antecedentes de la investigación

En el Campo Bare, específicamente en la arena U 1,3 MFB-53 se han implementado varias tecnologías como: la inyección alternada de vapor (IAV) desde el año 2002 y el proyecto piloto de inyección continua de vapor (ICV) para el 2010.

Bottaro, I. (2003), elaboró un modelo geológico actualizado del yacimiento MFB-15 arena TL, aplicando nuevas herramientas, para definir la extensión lateral del mismo, como resultado de la perforación de pozos horizontales y multilaterales, y así evaluar la posibilidad de proponer nuevos pozos. Donde se determinó que la arena TL, está conformado por dos lentes estratigráficos denominados lentes 1 de profundidad y espesores promedio de 2550 pies (n.m.m) y 14 pies respectivamente y lente 2 de profundidad y espesor promedio de 2565 pies (n.m.m) y 12 pies respectivamente; los cuales tienen características individuales bien definidas que hicieron posibles tal división. La arena TL está constituida litológicamente por arena de grano medio, de color gris poco consolidado; y pertenece a la Formación Oficina de edad Mioceno inferior.

López, L. (2005), generó correlaciones mediante técnicas de regresión matemática para estimar las propiedades PVT de los fluidos de los yacimientos pertenecientes al Campo Bare de la faja petrolífera del Orinoco división Ayacucho, a partir de parámetros de fácil medición, tales como: presión, volumen y temperatura del yacimiento, API del petróleo y gravedad específica del gas.

Núñez, A. y Primera, L. (2011). Realizaron una evaluación del proceso de inyección continua de vapor (ICV), en el yacimiento MFB-53 arena U1,3 del Campo Bare, mediante simulación numérica. A través del modelo de simulación se logró comprobar la consistencia del mismo, debido a que el POES obtenido por el método volumétrico 790,15MMBN y el obtenido por simulación numérica 765,20 MMBN arrojó una diferencia menor al 5%.

González, N. (2011), desarrolló un diseño de la infraestructura de superficie necesaria para garantizar el manejo de la producción del Campo Bare (Este), se plantearon dos opciones con el objeto de seleccionar el esquema de producción más eficiente y rentable desde el punto de vista técnico y económico. De acuerdo a la matriz de evaluación técnica la opción de manejo de producción mediante el esquema multifásico fue un 32% mayor que la opción de estación de flujo convencional tomando en cuenta los criterios evaluados y de acuerdo a la evaluación económica realizada de las opciones establecidas, los indicadores económicos de la opción 2 (Estaciones multifásicas) resultaron ser de un 2% mayor que la opción 1 para el caso del VPN y un 1% para el caso de la TIR.

Castro H. Dionar J. (2011), realizó un estudio en las áreas de la Sección de Yacimiento Extrapesado del Distrito San Tomé Estado Anzoátegui, evaluando el área Este del yacimiento U1,3 MFB-53. El objetivo principal de este estudio fue caracterizar petrofísicamente la arena U1,3 Lente U2,3; para ello se validó y actualizó el modelo geológico existente para luego calcular las propiedades físicas de este lente de arena y así poder conocer las reservas existentes, proponiendo un plan óptimo de explotación en áreas no coalescentes, para el aprovechamiento de áreas no desarrolladas. A través de las secciones estratigráficas se demostró la continuidad lateral y vertical del lente U2,3, sin presentar cambios de facies. A partir de las secciones estructurales realizadas en el yacimiento se validaron las fallas existentes,

presentando un entrapamiento de tipo combinado limitado por 3 fallas normales al Noroeste, Este y Oeste.

Meneses, L. (2013), determinó la tasa crítica de producción de arena a través de análisis estadísticos y de producción en el yacimiento U1,3 MFB-53 Campo Bare, Distrito San Tome, División Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco.” La tasa crítica de arenamiento para los pozos del área este del yacimiento U 1, 3 MFB-53, según el modelo estadístico, lo cuales posee el método de levantamiento artificial B.C.P y una sección horizontal de 3229’ es de 712 BPD, y según el comportamiento de producción la tasa crítica para los pozos del área oeste, los cuales poseen un método de levantamiento artificial de bombeo mecánico y bombeo electrosumergible y una sección horizontal de 3335’ - 4265’ es de 203 BPD.

### **3.2 Fundamentos teóricos**

Según Arias (2006), las bases teóricas “comprenden un conjunto de conceptos y proposiciones que constituyen un punto de vista o enfoque determinado, dirigido a explicar el fenómeno o problema planteado”.

#### **3.2.1 Modelo estático**

El modelo estático constituye unas de las fases más importantes de un estudio integrado de yacimiento y representa una caracterización o análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, donde se integran aspectos estructurales, estratigráfico, sedimentológicos, petrofísicos de fluidos y geomecánicos (TECNOSINERGIA, 2001).

### **3.2.2 Modelo estratigráfico**

Provee un marco estratigráfico mediante correlación de reflectores intrayacimientos de los lentes que la conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo, análisis crono o bioestratigráfico y análisis de estratigrafía secuencial. Permite identificar límites de secuencias de superficies de máxima inundación, secuencias y para-secuencias (TECNOSINERGIA, 2001).

### **3.2.3 Modelo estructural**

La sísmica es la base de un modelo estructural, la cual es usada para:

- Proveer un marco estructural mediante identificación del reflector del tope del yacimiento, y de los lentes que conforman, donde la resolución sísmica lo permita.
- Definir orientación geometría de los elementos estructurales.
- Delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación.

Abarca la revisión tanto del marco regional como del marco global, para determinar generar planos de falla, mapas estructurales mapas de compartimiento. . (TECNOSINERGIA, 2001).

### **3.2.4 Modelo sedimentológico**

El análisis de la facies, permite definir ambientes e identificar unidades sedimentarias, además de la geometría de los cuerpos la calidad de los depósitos facilita la caracterización de las unidades de flujo delimita intervalos de producción.

El modelo sedimentológico complementa calibra los modelos estratigráficos y estructural, además de las propiedades de las rocas para la caracterización petrofísica final (CIED, 1997).

### **3.2.5 Modelo petrofísico**

Estudio que permite caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de rocas y sus fluidos e historias de producción. En la evaluación de formaciones cuantificar las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia, ya que con ellos se puede estimar cuan prospectiva es una unidad sedimentaria (CORPOVEN, 1991).

Para evaluar un reservorio se requiere conocer los siguientes parámetros: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor permeable de la capa y su permeabilidad, los cuales pueden ser deducidos de perfiles eléctricos, nucleares y acústicos (CORPOVEN, 1991).

#### **3.2.5.1 Mapas de isopropiedades**

Estos mapas permiten tener una mejor visualización de la distribución de las características de la roca y del almacenamiento de los fluidos en todo el yacimiento. A continuación se presentan los tipos de mapas de isopropiedad que se realizan después de una evaluación petrofísica (Rivadulla R. 2004).

- Mapa de isoporosidad ( $\Phi$ ): la importancia de porosidad radica en que esta propiedad puede indicar el espacio disponible de la roca para almacenar

fluidos. Esta propiedad dependerá de las condiciones de deposición de la roca y por lo tanto del medio estratigráfico establecido. Estos se realizan utilizando isolíneas que unen puntos de igual valor de porosidad en porcentaje o fracción (Rivadulla R. 2004).

- 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 milidarcy (Rivadulla, R. 2004).
- Mapa de isoarcillocidad (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 acumula 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 (Rivadulla, R. 2004).
- Mapa de isosaturación de agua (Sw): nos indica la distribución del agua en el yacimiento, y los valores de esta propiedad se obtiene de la evaluación petrofísica.

### **3.2.6 Secciones geológicas**

Las secciones geológicas se hacen con el objetivo de determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos.

Son una forma de presentar información geológica útil, mediante el uso de secciones transversales, estas pueden ser estratigráficas o estructurales de acuerdo al tipo de información que se requiera (CIED, 1997).

### **3.2.7 secciones estratigráficas**

Las secciones estratigráficas se elaboran con el fin de observar el sistema de sedimentación, la continuidad lateral y vertical de los estratos, discordancia, barrera de permeabilidad y cambios de facies. Para realizar una sección, se traza una línea con respecto a la dirección preferencial de sedimentación se cuelgan todos los registros de pozo a un mismo marcador, el cual ha sido identificado previamente (CIED, 1997).

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

### **3.2.8 secciones estructurales**

Las secciones estructurales, se realizan con el objetivo de establecer la estructura geológica, discordancia cambios de buzamiento y la distribución de los fluidos dentro del marco estructural, para ellos, las secciones realizadas deben ser perpendiculares a la estructura predominante. La elaboración de la sección se efectúa tomando como nivel de referencia una profundidad común para todos los registros de pozos (CIED, 1997).

### **3.2.9 ambiente sedimentario**

Es una parte de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas bajo las cuales se acumulan los sedimentos. Tal conjunto de condiciones incluye la geología, la geomorfología, el clima, la flora, 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. 1999).

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

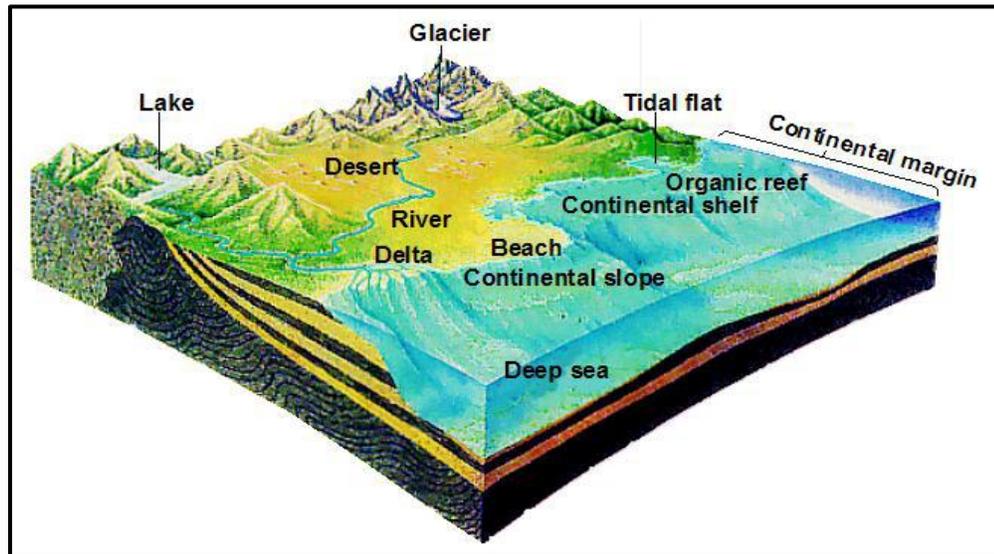


Figura 3.1 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Schlumberger, 2001).

### 3.2.9.1 Ambiente 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: sistema de ríos rectilíneos, sistemas de ríos entrelazados, sistema de ríos meandriformes y sistemas de ríos anastomosados (Allen, G. 1989) (Figura 3.2).

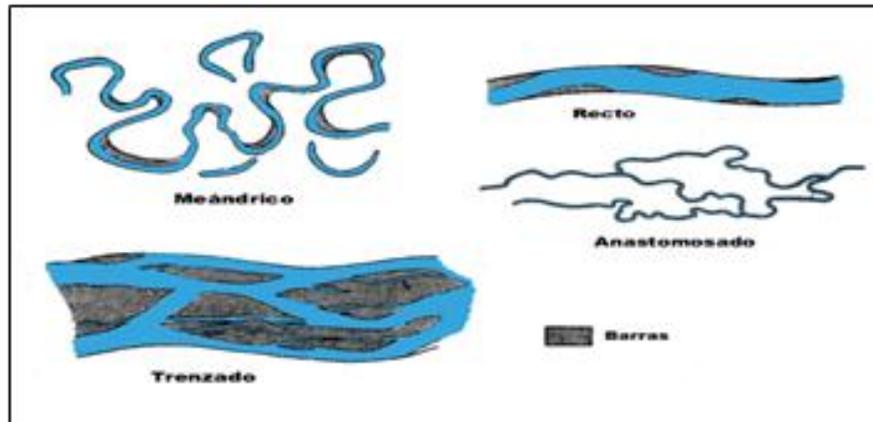


Figura 3.2 Tipos de canales de los sistemas fluviales (Serra, 1986).

- Sistema de ríos rectilíneos: estos canales son raros y su profanidad puede ser muy variable, por lo cual la línea de máxima profanidad del canal se mueve continuamente por todo el cauce de una orilla a otra. En la zona opuesta al punto de mayor profanidad hay acumulación de material formándose barras, estas barras alternan de una ribera a otra como en el caso de las corrientes meandriformes. Los canales deltáicos tienen tendencia al desarrollo de canales rectilíneos (Allen, G. 1989).
- Sistema de ríos entrelazados: los ríos entrelazados forman canales de sinuosidad baja con barras internas y abundantes canales secundarios. Los canales entrelazados se forman en zonas de alta pendiente, arenosas y donde los ríos transportan grandes cantidades de arena y grava. Las barras son alargadas y paralelas al eje del canal, están constituidos por algo de grava, de menor tamaño que los canales, generalmente de arena media a gruesa (Allen, G. 1989). (Figura 3.3).



Figura 3.3 Sistema de canales entrelazados (PDVSA-CIED, 1997).

Los canales de caracterizan por poseer arena gruesa a grava. Estos generalmente exhiben estratificación cruzada festoneada, así como rizaduras hacia el tope. Los ríos de canales entrelazados tienden a migrar lateralmente a través de la llanura de inundación y formar extensos mantos constituidos por arenas y conglomerados. Estos mantos forman complejas unidades granodecrecientes apilados. La relación ancho espesor de estos ríos es mayor que en los ríos meandriformes y rectilíneos, pueden ser continuos por centenares o hasta miles de kilómetros cuadrados debido a los numerosos canales que lo conforman.

Sistema de ríos meandriformes: los ríos meandriformes se caracterizan por canales de sinuosidad alta y son más estables que los entrelazados. Se forman en zonas de baja pendiente y donde los ríos transportan grandes cantidades de arcilla y limos. El rasgo sedimentológico principal de estos ríos es la acumulación de arena bajo la forma de barras en el lado convexo de los meandros. Los depósitos principales son: barra de meandro, dique natural, abanicos de rotura y llanura de inundación (Allen, G. 1989). (Figura 3.4).



Figura 3.4 Sistema de canales meandriiformes (PDVSA-CIED, 1997).

Barras de meandro: están formadas por la migración lateral de los canales meandriiformes, y son depósitos de crecimiento lateral importante, constituidos de aren con poca grava. Tienen mejor escogimiento y menor tamaño de grano que los canales entrelazados, su espesor será equivalente a la profundidad del río. Forman secuencia grano decreciente. La base es erosiva, recubierta por guijarro o clastos de arcilla, sobre la cual se encuentra arena media a gruesa con estratificación cruzada, esta se hace más fina hacia el tope donde presenta rizaduras y laminación paralela con arcilla.

Diques naturales: Son altos topográficos adyacentes a los canales que lo bordean. Están constituidos por arena fina, limo y arcilla, con una marcada laminación paralelas depósitos junto con la lutita de la llanura de inundación estabilizan el curso de los canales.

Abanicos de rotura: se produce cuando el río aumenta su velocidad y rompe el dique (inundación), depositando lóbulos de arena sobre la llanura de inundación. Están compuestos de arena fina a media, con estratificación paralela y rizaduras. Tiene mejor escogimiento que los entrelazados, pero mayor cantidad de arcilla que el dique y la llanura de inundación.

Llanura de inundación: está constituida por lodos con hojas y raíces con delgadas laminaciones de arena fina, producto de las inundaciones periódicas de los ríos, así como de carbón.

### **3.2.9.2 Ambiente deltaico**

Los deltas se forman en la desembocadura o el límite de una cuenca hidrográfica. Es decir, una cuenca que recoge el agua, sedimentos y aportes químicos, los transporta y los vierte en una cuenca receptora al borde de un mar o de un lago.

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 sedimentos. En general la forma del depósito deltáico depende de: la relación de densidades entre el agua proveniente del río y la del cuerpo de agua en el cual el río desemboca (Galloway & Hodbay, 1996) (Figura 3.5).

Existen además de los factores ya mencionados, otros que pueden influir en la morfología de los depósitos deltáico 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 & Hodbay, 1996).

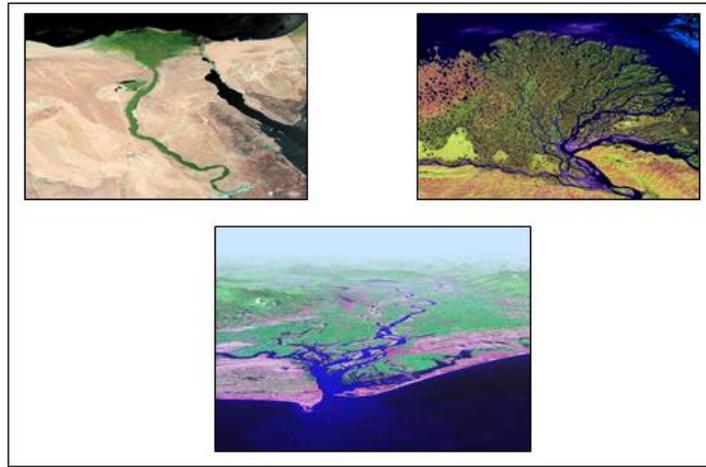


Figura 3.5 Ejemplos de Deltas (PDVSA-CIED, 1997).

Un delta se produce por la competencia entre la depositación debido a procesos constructivos del sistema fluvial y el retrabado 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 gradación de la planicie deltáica. Como procesos destructivos se puede mencionar la redistribución de los sedimentos causada por el oleaje, corrientes, mareas, la compactación y los transportes gravitacionales de masa (Galloway & Hodbay, 1996).

Un delta se encuentra principalmente constituido por: Llanura deltáica, frente deltáico y prodelta (Figura 3.6).

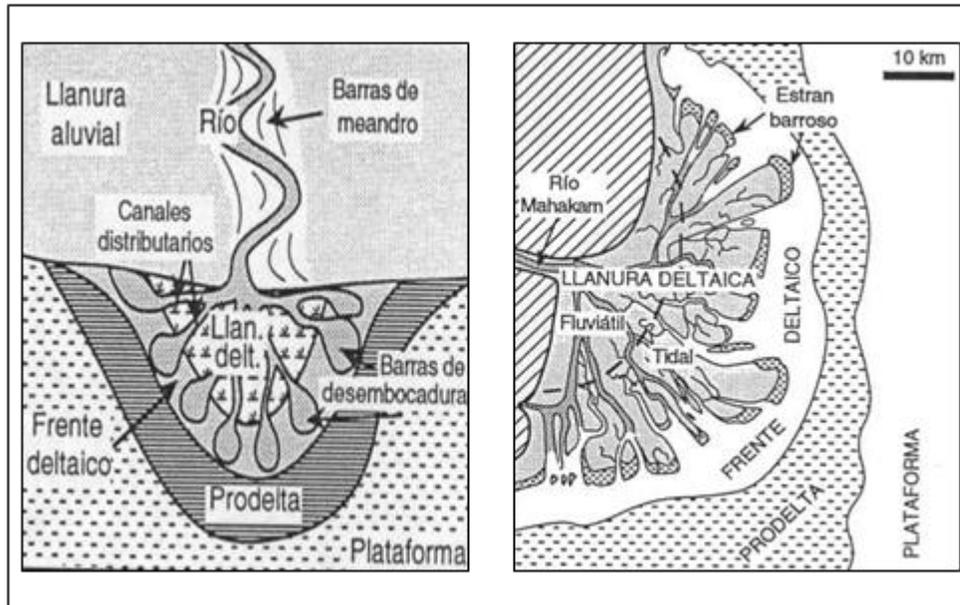


Figura 3.6 Principales componentes de un delta (Alfonsi, P. 1999).

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

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

**Canales distributarios:** son aquellos canales que se encuentran en las llanuras deltáicas que transportan el agua y los sedimentos fluviales hacia la desembocadura del delta y se caracterizan, generalmente, por estar formadas por depósitos arenosos.

Estos canales erosionan los depósitos deltáicos subyacentes y se superponen a los sedimentos más antiguos y más marinos depositados en el frente del delta. (Coleman y Prior, 1992).

Estos canales llevan arena y grava como carga de fondo y limo y arcilla en suspensión. El material arenoso del canal pasa lateralmente, de manera gradual, a la arena fina y limo que constituyen los diques naturales, mientras que el material arcilloso más fino es llevado en suspensión hasta las áreas pantanosas de la llanura deltáica donde se depositan por decantación o hasta el mar donde son depositados en el prodelta. En un perfil de rayos gamma, la expresión de un depósito de canal distributivo muestra una tendencia cilíndrica (Coleman y Prior, 1992).

Zona interdistributaria: es aquella que se encuentra entre los canales donde se sedimentan materiales arcillosos a menudo ricos en materia vegetal. En sectores determinados y particularmente en períodos en que los aportes fluviales son escasos, la acumulación de abundantes restos vegetales puede dar lugar a depósitos de carbón. En climas áridos, por lo contrario, la llanura deltáica situada entre los canales está compuesta por arcillas y evaporitas (Coleman y Prior, 1992).

➤ Frente deltáico: es una franja submarina y poco profunda con pendiente suave hacia el mar, que bordea la llanura deltáica, donde se acumula una buena parte de los aportes sedimentarios, concentrándose en la desembocadura de los distributivos.

Las barras de desembocadura: ubicadas en la zona de desembocadura de los sedimentos arenosos, que progradan por encima de las arcillas más externas del prodelta, las facies y la geometría de estas barras varían con el tipo y la intensidad de

los mecanismos sedimentarios dominantes: caudal fluvial, oleaje o mareas. Entre las zonas de desembocadura de los sedimentos son cada vez más finos y, por lo tanto, los depósitos son limosos y arcillosos (Alfonsi, 1999).

Una barra de desembocadura está constituida por un cuerpo arenoso de textura grano decreciente, desde arena muy fina hasta arena gruesa o grava, el cual se va haciendo cada vez más limpio hacia el tope del depósito. El cuerpo de arena que constituye la barra de desembocadura tiene una forma de manto, y es más gruesa en la desembocadura del canal distributivo y se hace gradualmente más fina hacia los márgenes de la barra.

Estas barra de desembocadura se deposita encima del material arcilloso, grada lateralmente a material fino depositado en las zonas ubicadas entre la desembocadura de los distributivos y pasa hacia el mar, progresivamente, a limo y arcilla de origen fluvial transportada por los distributivos y finalmente a la arcilla marina de la plataforma continental.

➤ Prodelta: forma la parte más externa y profunda del delta. Adentro se depositan sobre todo materiales finos: limo y arcillas con características más o menos marinas. El prodelta forma la base del edificio deltáico y descansa sobre la plataforma continental. Cuando un delta prograda hasta el borde de la plataforma, el prodelta descansa sobre el borde del talud continental; se les considera como rocas madres potenciales generadoras de hidrocarburos (Alfonsi, 1999)

➤ 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, (1996) 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 (Figura 3.7).

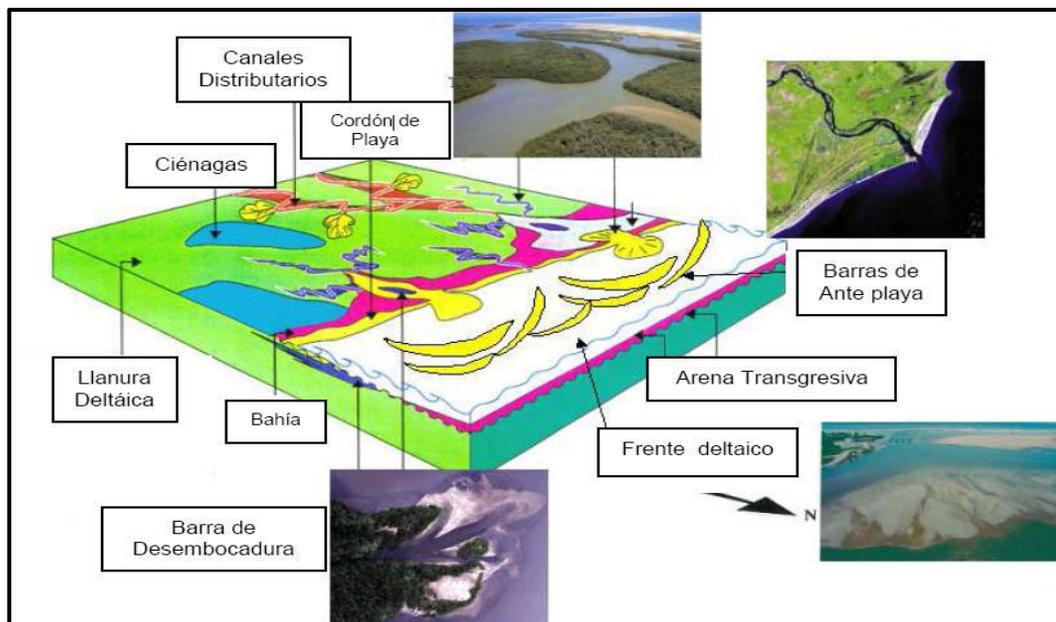


Figura 3.7 Asociación de facies en un modelo deltaico (Coleman & Prior.1.992).

### 3.2.9.3 Ambiente marino

Más hacia el mar con respecto a los ambientes costeros, los sedimentos clásticos y los carbonatos pasan a transformarse en arenas de grano fino, limos, lodos y carbonatos de mar profundo. Algunos de los limos y arenas de grano fino se acumulan en barras costa fuera, mientras que otros se dispersan sobre grandes zonas

de la plataforma como arenas laminadas, y otros vuelven a ser trabajados y transportados de nuevo a la costa, como arenas transgresivas que se superponen a depósitos transicionales (Alfonsi, P. 1999).

### **3.2.10 Evaluación petrofísica**

Una evaluación petrofísica consiste en estudiar las propiedades físicas de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático; algunas de las propiedades físicas y texturales de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio analizando sus núcleos. Una interpretación petrofísica de las arenas basadas en la aplicación de un método adecuado, dependiendo del tipo de formación y empleando ecuaciones que relacionan las características de la formación con algunos factores obtenidos de registros de pozos, puede obtener ciertas informaciones como arcillosidad, porosidad efectiva, intervalos permeables, espesor de arena neta, profundidades de los intervalos de interés, localización de fluidos en contacto.

La cantidad de hidrocarburos contenida en un volumen unitario de roca, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. Además de la porosidad y la saturación de hidrocarburos, para determinar si la acumulación puede ser considerada comercial, es necesario conocer el volumen de roca porosa, para lo cual hay que conocer el espesor promedio y el área del yacimiento. Para evaluar la productividad, es necesario tener una idea de la facilidad con la cual un flujo puede viajar a través del sistema poroso, esta propiedad intrínseca es la permeabilidad. Los principales parámetros físicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis Petrofísico son: saturación de agua e hidrocarburos, porosidad, permeabilidad y espesor de la capa permeable (Miranda, J. 2004).

### 3.2.10.1 Interpretación petrofísica cuantitativa

La interpretación petrofísica se basa en la determinación de los valores de ciertas propiedades físicas de la roca almacén, tales como resistividad de la formación, resistividad del agua de formación, temperatura de formación, saturación de agua, porosidad y permeabilidad.

Resistividad de la formación ( $R_t$ ): constituye una propiedad muy importante para indicar litología y contenido de fluido (Miranda, J. 2004).

De parámetros obtenidos directamente en los perfiles, la resistividad de la formación recibe particular importancia, ya que está relacionada directamente con el tipo y cantidad de fluido presente (Miranda, J. 2004).

La habilidad para impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de ella. La unidad de medida usada en el perfilaje es el Ohm-m. (Miranda, J. 2004).

Toda la roca porosa conduce electricidad en menor grado, debido a que sus poros están parcialmente llenos con fluidos conductores (agua de formación, agua intersticial), que contienen trazas de minerales conductores tales como pirita, magnetita, glauconita, etc. Pero la influencia de estos minerales es casi despreciable (Miranda, J. 2004).

La resistividad de la formación se puede obtener directamente de la curva de inducción de los perfiles de inducción o resistividad (Miranda, J. 2004).

➤ Resistividad del agua de formación ( $R_w$ ): es la resistividad de agua intersticial que se encuentra en los poros de los estratos penetrados. Puede variar

considerablemente de acuerdo a la localización geográfica, a la profundidad y a la edad geológica (Miranda, J. 2004).

Las aguas superficiales por lo general son dulces y de resistividad comparativamente alta, a medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones se hace más salada. Sin embargo, cabe destacar que este fenómeno no tiene nada de uniforme o regular (Miranda, J. 2004).

➤ Temperatura de formación: es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico (la proporción en que aumenta la temperatura de acuerdo a la profundidad), del área considerada. En vista que la resistividad de las soluciones acuosas está en función de la temperatura y para interpretar cuantitativamente los registros, es necesario conocer la resistividad del agua de formación y del barro de perforación a la profundidad de la formación que nos interesa, por consiguiente, es preciso determinar la temperatura de un pozo a cualquier profundidad (Miranda, J, 2004).

➤ Saturación de agua ( $S_w$ ): la fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina "saturación de agua" ó  $S_w$ , la fracción restante, contentiva de petróleo o gas se denomina "saturación de hidrocarburo" ó  $S_o$ , como uno es el complemento del otro, entonces  $S_o = (1 - S_w)$ . El supuesto general, que el yacimiento estuvo inicialmente repleto de agua y a lo largo del tiempo geológico, el petróleo o el gas formados en otro lugar, migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Sin embargo, los hidrocarburos que emigran nunca desplazan toda el agua intersticial. En efecto, hay una saturación de agua irreducible o  $S_{wi}$ , representada por el agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos, en el contacto entre los granos y en los intersticios más pequeños. Su valor varía entre 0.05 (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.4 (40%) o más en las formaciones de granos muy finos con alta superficie

especifica. El agua irreducible no fluirá cuando la formaci3n se somete a proceso de producci3n (Miranda, J. 2004).

➤ Porosidad ( $\phi$ ): es el volumen poroso por unidad de volumen de la formaci3n. Es la fracci3n del volumen total de una muestra que est ocupada por poros o espacios vacíos (Miranda, J. 2004).

La porosidad de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente. Los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sales anhidritas y yeso) pueden tener cero porosidad para todos los efectos prácticos. Por su parte, las areniscas bien consolidadas pueden tener de 10-15% de porosidad mientras que las no consolidadas pueden tener una porosidad mayor a 40% llena de agua, pero estos poros individualmente considerados, son por lo general tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de los fluidos. La porosidad depende fundamentalmente de los siguientes factores:

1. El empaque geométrico: en condici3n ideal, el empaque de los granos esféricos que son todos del mismo tamaño, dan como resultado las siguientes porosidades máximas de acuerdo a los distintos empaques geométricos, Cúbico 47%, R3mbico 26% y Hexagonal 15% (Figura 3.8) (Miranda, J. 2004).

2. El escogimiento: el empaque de granos esféricos de diferentes tamaños (mal escogimiento) reduce la porosidad (Miranda, J. 2004).

3. La cementaci3n: la acci3n de cementaci3n por cristalizaci3n secundaria de cualquier mineral (cuarzo, calcita, dolomita, etc.) reduce la porosidad. (Miranda, J. 2004).

4. La angularidad y grados de redondez tienen influencia en la porosidad los granos con mayor grado de redondez permiten una mayor porosidad. (Miranda, J. 2004).

6. La granulación (es el proceso por el cual los granos de los minerales se rompen por presión de sobrecarga): por lo general aumenta la porosidad. (Miranda, J. 2004).

7. La solución de minerales a través de las aguas circulantes aumenta la porosidad (Miranda, J. 2004).

Mediante los microperfiles se puede obtener también la porosidad (no con la misma precisión de los perfiles radiactivos o acústicos). Se usan cuando no se disponen de perfiles de densidad neutrón, sónicos o análisis de núcleo. Para obtener la porosidad con perfiles eléctricos (microperfiles) se debe conocer: la resistividad del revoque ( $R_{mc}$ ), la resistividad de la zona lavada ( $R_{xo}$ ). La resistividad del filtrado del lodo ( $R_{mo}$  y la resistividad de revoque ( $R_{mc}$ ) deben ser referidas a la temperatura de la arena que se evalúa. La resistividad de la zona lavada ( $R_{xo}$ ) se obtiene directamente de los perfiles Microlateral, *proximity*, o a través de la micronormal ( $R_2''$ ) y microinversa ( $RI \times 1''$ ) del Microlog, para ello se usa la carta  $R_{xo}-1$  (Miranda, J. 2004).

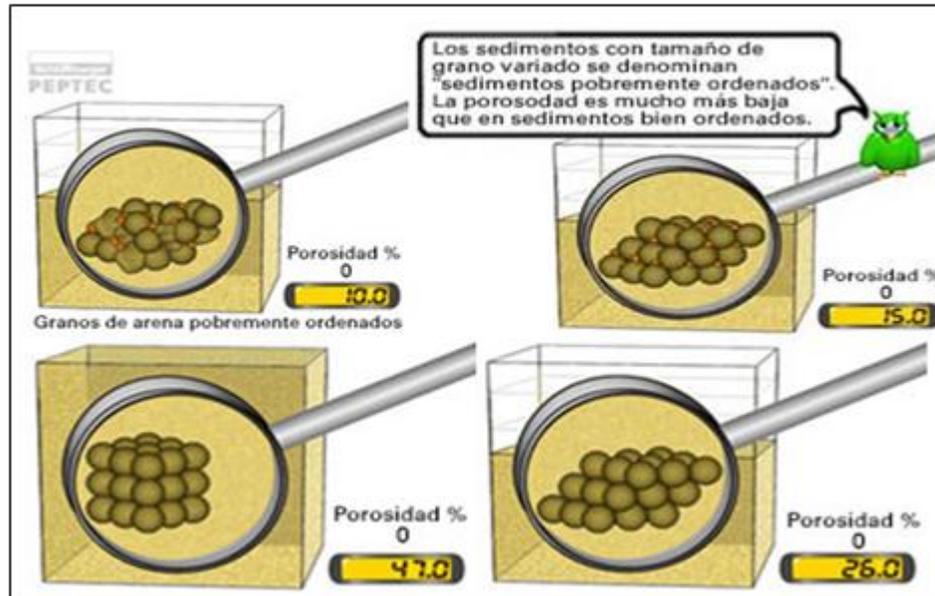


Figura 3.8 Arreglo de las partículas (Miranda, J. 2004).

➤ Permeabilidad (K): es la medida de la facilidad con que los fluidos se desplazan a través de la formación. La permeabilidad es una propiedad dinámica, para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La unidad de permeabilidad es el "Darcy", la cual es bastante grande. Por ello se emplea la milésima parte, ósea, el milidarcy (MD). Para que sea permeable, la roca debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto hay una relación de tipo general entre la porosidad y permeabilidad (Miranda J., 2004).

### 3.2.10.2 Interpretación petrofísica cualitativa

La interpretación petrofísica cualitativa se basa más que todo en la apariencia y forma de las curvas registradas, y requiere considerables conocimientos de las

condiciones geológicas existentes. Tiene que ver con la determinación de la presencia o ausencia de petróleo y gas en el pozo (Miranda, J. 2004).

### **3.2.11 Reservas**

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. Según la certidumbre de ocurrencia, las reservas se clasifican en reservas probadas, reservas probables y reservas posibles (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005).

#### **3.2.11.1 Reservas probadas**

Son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005).

- Reservas probadas desarrolladas: están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005).

- Reservas probadas no desarrolladas: son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005).

### **3.2.11.2 Reservas probables**

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005).

### **3.2.11.3 Reservas posibles**

Son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperadas bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas reservas podrían ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005).

### **3.2.12 Cálculo de reserva**

El cálculo de las reservas de hidrocarburos es un proceso complejo que se efectúa 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 (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005).

### **3.2.13 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 (Ministerio de Energía y Petróleo, 2005).

### **3.2.14 Petróleo original en sitio (POES)**

El POES, se refiere al volumen de petróleo, que está en el subsuelo en los espacios porosos de la roca que los contiene, calculando en referencia al volumen que ocuparía en los tanques en la superficie. Del POES total, sólo una fracción puede ser recuperada y estas porciones son las reservas recuperables (Guzmán, R. 1994).

### **3.2.15 Geographix Discovery**

Geographix Discovery es una aplicación de interpretación geológica de Landmark diseñada para satisfacer las necesidades de geocientíficos e ingenieros que requieren un acortamiento integrado para generar y evaluar las perspectivas o características de los yacimientos. Se utiliza para correlacionar registros de pozos, realizar e interpretar las secciones, y realizar los análisis litológicos; también se usa

para crear parámetros estructurales, isocoras, producción y mapas de facies, así como para evaluar los aspectos de la ingeniería de un pozo



Figura3.9 Ventana de inicio de Geographix.

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA DE TRABAJO**

#### **4.1 Tipo de investigación**

Tamayo, M. (2000), considera que la investigación aplicada confronta la teoría con la realidad, y la definen como: “El estudio y la aplicación de la investigación a problemas concretos, en circunstancias y características concretas”. Esta forma de investigación se dirige a su aplicación inmediata y no al desarrollo de teorías.

Esta investigación se considera de tipo aplicada ya que se usarán los conocimientos adquiridos en el área de geología, estratigrafía, sedimentología, etc.; para obtener información precisa del yacimiento en estudio a fin de presentar ajustes al modelo estático actual.

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

Según Arias F. (2006) considera que el diseño de la investigación es la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado y la clasifica y define como sigue:

### **4.2.1 Investigación documental**

Es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos.

### **4.2.2 Investigación de campo**

Consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna.

Esta investigación se considera de tipo documental y de campo, ya que se revisarán los informes de estudios previos del área en estudio; así como también se tomarán datos directos del área a través del análisis de registros de pozos.

## **4.3 Etapas de la investigación**

Para concretar los objetivos planteados en el lapso de tiempo establecido, se desarrolló una metodología ordenada y secuencial, con la finalidad de seguir un esquema de trabajo que permitiera obtener los mejores resultados en el desarrollo de las actividades programadas. La metodología empleada para llevar a cabo el presente estudio se ilustra en el siguiente flujograma (Figura 4.1).

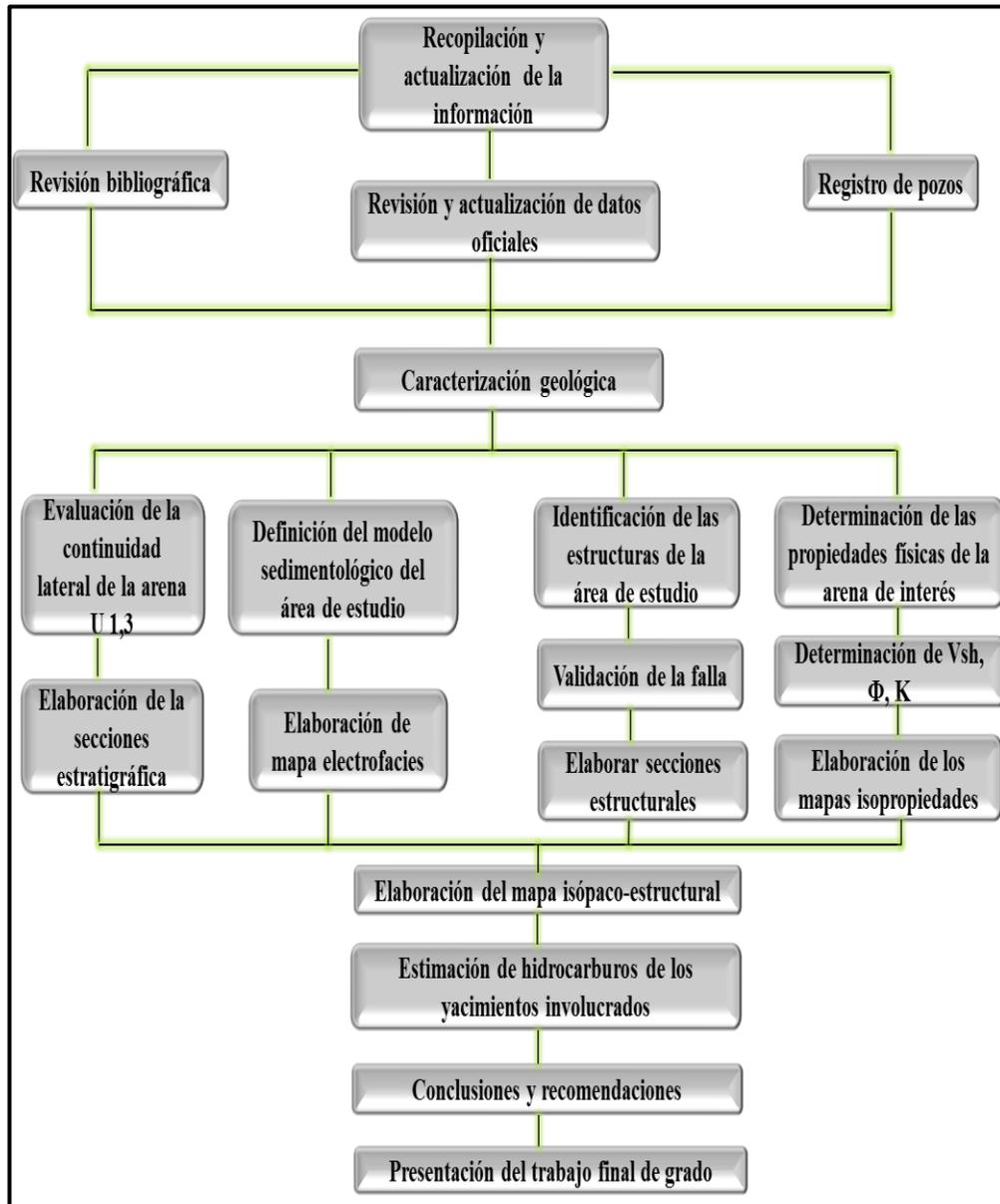


Figura 4.1 Flujograma de actividades.

### **4.3.1 Recopilación y actualización de la información de la información**

Es la etapa preliminar del proyecto, debido a que constituye las bases fundamentales de confiabilidad de los resultados del proyecto. Esta etapa, consistió en la recopilación de la información sobre el Campo en estudio, lo que permitió establecer una base de datos confiable con la finalidad de tener a la mano todos los conocimientos necesarios para el desarrollo de las siguientes fases.

#### **4.3.1.1 Revisión bibliográfica**

En esta etapa se revisó todo el material bibliográfico disponible que sirvió de ayuda para el desarrollo de este trabajo, tales como tesis de grado, textos, informes técnicos y antecedentes relacionados con el Campo Bare-Este y proyectos similares en otras áreas, los cuales fueron organizados y validados para su posterior uso.

#### **4.3.1.2 Validación de los datos del yacimiento**

Consiste en revisar tesis de grado, información de Internet, libros y mapas relacionados con la investigación. Adicionalmente se validó la información obtenida del yacimiento, es decir, las coordenadas, las condiciones actuales de cada pozo (completado, interpretado, abandonado), los espesores de arena neta y arena neta petrolífera, los límites del yacimiento y las estructuras presentes.

Para verificar la ubicación geográfica de los pozos se comparan las coordenadas que aparecen en el cabezal de cada registro, con las coordenadas que poseen las carpetas del pozo y a su vez con las coordenadas que están establecidos en la herramienta Sigemap 3.0. Este es un que permite la digitalización de mapas de forma

rápida y fácil, además de que se puede revisar, preparar y cargar la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema.

A través de esta herramienta se pueden elaborar y actualizar el mapa isópaco-estructural, cambiar simbología a los distintos pozos del yacimiento, agregar o modificar los límites de rocas o barreras de permeabilidad, contacto de fluidos, así como todos los esquemas de diseño que sea necesario agregarle al mapa (Figura 4.2).

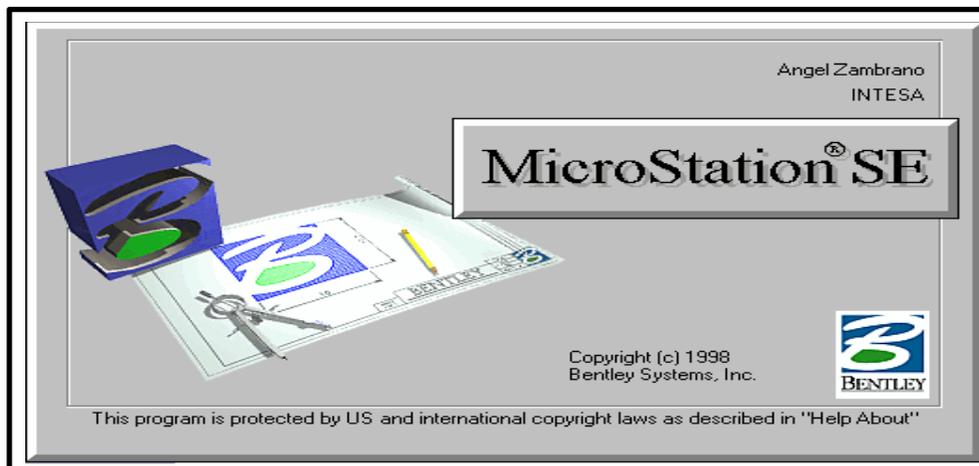


Figura 4.2 Pantalla de inicio de Sigemap 3.0.

En el caso de los pozos que pertenecen a la categoría de pozos interpretados se debe ir a la información de los registros eléctricos de SP, GR y resistividad para validar si el horizonte es arenoso o arcillosos y que tipos de fluidos (Agua, gas y/ petróleo) encierra.

#### 4.3.1.3 Construcción del mapa base

Realizado el proceso de revisión de los datos, se procede a la digitalización del mapa geológico, a partir de los nuevos datos obtenidos. Es importante decir, que

esta etapa también involucra la validación de profundidad de tope y base de la arena y los límites del yacimiento, es decir, límites de roca, límites arbitrarios y fallas presentes, lo cual será descrito a continuación.

#### **4.3.1.4 Registros**

A través del personal de la gerencia del dato y del archivo técnico; además de la información obtenida de la aplicación corporativa LOGDB, se pudo recopilar la información concerniente a perfiles eléctricos (RD, RM, ILD, ILM, CILD, SP), Microlog (microinversa  $R_{1 \times 1}$ , micronormal  $R_2$ ), Radiactivos (GR, NPHI, RHOB, DRHO), todos a escala 1:500 y 1:200, según el destino que se le iba a dar, correlación, secciones o petrofísica. Por medio de los cabezales de estos registros se obtuvieron datos como la elevación de la mesa rotaria, coordenadas de superficie y de fondo, y mediante la correlación pozo a pozo, es decir, comparando registro, con los registros eléctricos de los pozos se obtuvieron los topes y las bases, en este caso, de la arena en estudio; esto se realizó para un total de 71 pozos que atravesaron la arena U1,3.

#### **4.3.1.5 Generación de la base de datos**

Luego de establecida toda la información referente al área de estudio, se crearon tablas para la Arena U1,3 del yacimiento MFB-53, vaciando en ellas los parámetros necesarios como los topes y bases para la elaboración de los modelos estratigráficos, estructurales, sedimentológicos y petrofísicos (Apéndice A).

### **4.3.2 Evaluación de la continuidad lateral de la arena U1,3, mediante la correlación de los pozos del área y usando una base de datos actualizada en este proyecto con la información básica de los registros eléctricos de los pozos del área**

Para evaluar la continuidad lateral se realizó una correlación detallada a nivel de la Arena U1,3 de la Formación Oficina inferior y Merecure, con registros de pozos tomando como referencia un marcador litológico en este caso una lutita consiste a lo largo de toda el área, que presenta buena continuidad lateral y son distinguibles en los registros con facilidad, los cuales no deben sufrir interrupción por omisión de falla u otra causa y homogeneidad en su sedimentación. Además, se establecerá un nuevo marco estratigráfico basado en los perfiles de pozos y la construcción de secciones estratigráficas que permitirán estimar las direcciones en que se concentraron los agentes depositacionales de los eventos arenosos.

Una vez definido el tope y la base del intervalo de interés se procedió a realizar la correlación de los pozos, pero en digital a través del *software* Geographix, siendo ésta una herramienta de gran ayuda en lo que respecta a la digitalización de las secciones estratigráficas y estructurales.

#### **4.3.2.1 Elaboración de secciones estratigráficas**

A los fines de demostrar la continuidad lateral de los cuerpos arenosos, su espesor y geometría se construyeron en total una (4) sección estratigráfica, la cual tiene una dirección perpendicular a la sedimentación.

Para representar los horizontes geológicos de interés se elaboraron las secciones estratigráficas, atravesando varias partes del área de estudio, de manera tal que la misma resulta representativa. Fueron etiquetada con el nombre: A-A', B-B', C-C', D-D' con dirección (NO-SE, NE-SO y una O-NE) la misma se realizó directamente en el programa Geographix.

Al tener identificado el marcador litológico (lutitita), se colgaron los registros y por último se procedió a interpretar la sección estratigráfica mediante representaciones gráficas para cada facies: canal, barra y llanura de inundación (Figura 4.3).

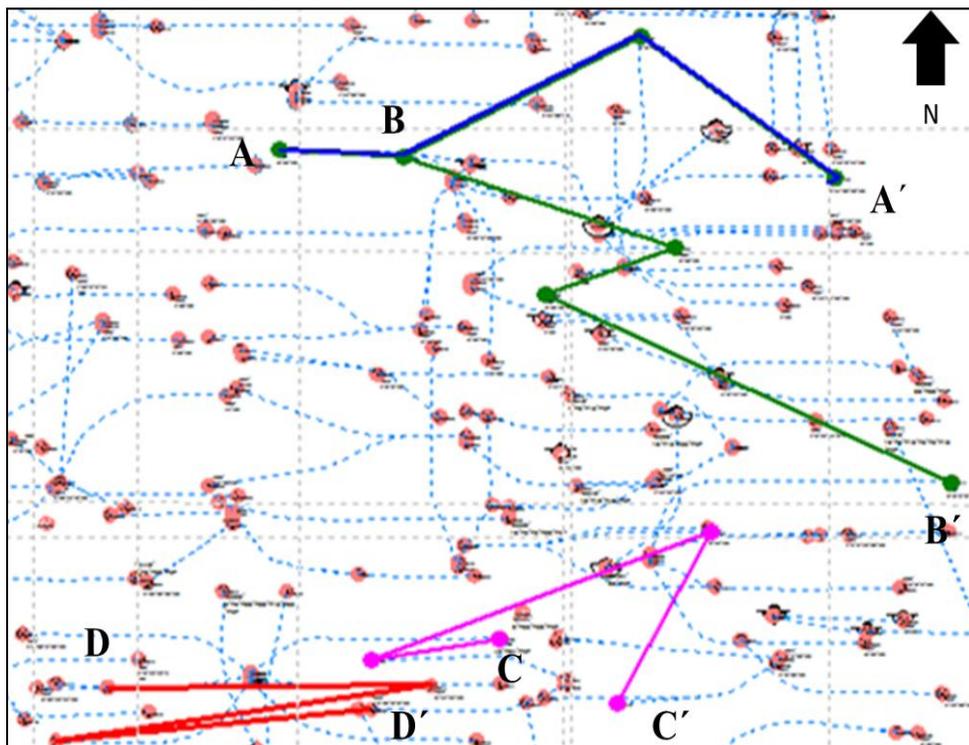


Figura 4.3 Ubicación geográfica de la secciones estratigráficas en el mapa.

### **4.3.3 Definición del modelo sedimentológico del área, analizando las respuestas electrográficas de los pozos del área de estudio en la Arena U1,3, del Campo Bare Este**

La caracterización sedimentológica de un yacimiento comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría, orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Esta información es posteriormente integrada con las de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de las unidades de flujo y los yacimientos presentes en el área. Para la obtención del modelo sedimentológico o mapa de facies, se cartografió en el mapa base del yacimiento las electrografías de GR de cada uno de los pozos encontrados en el área de estudio (técnica de electrofacies). Esta caracterización tiene como premisa visualizar el ambiente sedimentario bajo los cuales se depositó la Arena U1,3, además de la influencia de estos en la distribución tanto vertical como lateral de la calidad de roca, con el fin de establecer un modelo conceptual de sedimentación, mediante la interpretación de las respuestas de los registros de Gamma Ray (GR).

- **Análisis de electrofacies:** Para este análisis se tomó en cuenta la configuración (electroforma) que representa el arena U1,3 en los registros de rayos gamma para identificar patrones de sedimentación, definir secciones estratigráficas a través de la correlación pozo a pozo, lo cual permitió estimar el ambiente de sedimentación, elaborar el mapa basado en las facies.

La generación del mapa en digital se realizó con el apoyo de la herramienta GeoAtlas del *software* Geographix. (Figura 4.4).



Figura 4.4 Pantalla de inicio GeoAtlas.

Luego de que se identificaron las electroformas de la mayoría de los pozos que conforman el yacimiento, se procedió a la interpretación de estas tomando como criterio que las electroformas de tipo campana (granodecrecientes) y cilíndrica corresponden a canales, las de tipo embudo o granocrecientes corresponden a barras y por último las que presentan una tendencia indefinida o irregular en su forma fueron asociadas a llanura de inundación (Figura 4.5).

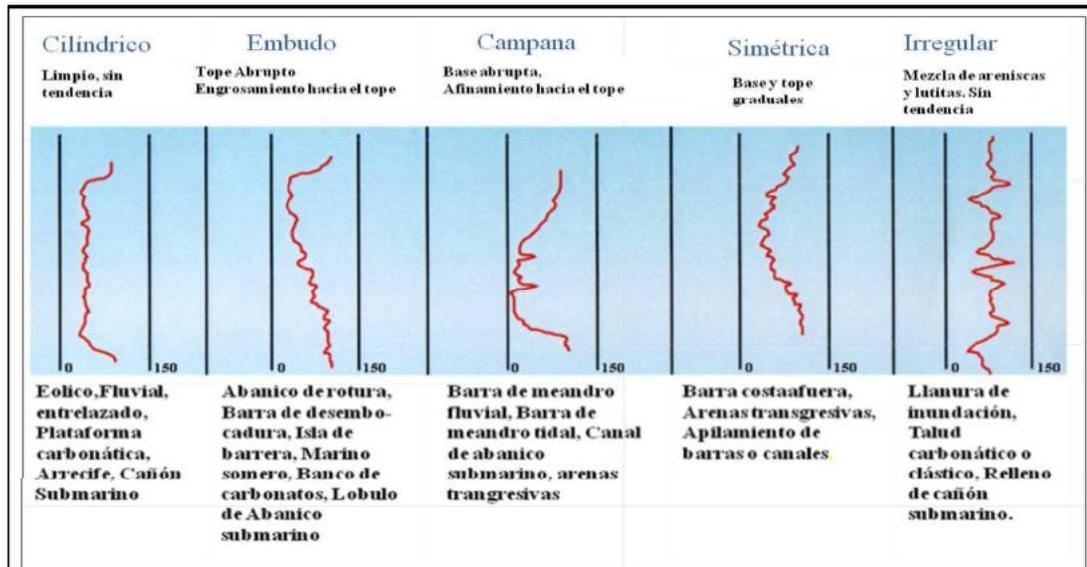


Figura 4. 5 Criterio para la interpretación de facies (Alfonsí, 1983).

#### 4.3.4 Identificación de las estructuras del área en estudio; a partir de la elaboración de secciones estructurales.

En vista que no se cuenta con la sísmica de este yacimiento, el mapa estructural fue elaborado representando la profundidad vertical verdadera (TVDSS) de cada uno de los pozos que se encuentran dentro y cercanos al yacimiento.

El modelo estructural del Campo Bare está definido por un conjunto de fallas de tipo tensional debido al fuerte diastrófismo que ha sufrido dicho campo, originando deformaciones en la estructura.

El tope estructural corresponde a la profundidad vertical con respecto al nivel del mar (TVDSS), para ello se verificó el tope de la arena U1,3 en cada uno de los registros de pozos y se le restó la elevación de la mesa rotaria, obteniéndose así el tope de la arena U1,3 con respecto al nivel medio del mar TVDSS en cada pozo

perteneciente al área de estudio. Para elaborar el modelo estructural se procedió de la siguiente manera:

1. En el mapa base suministrada por la gerencia de recuperación mejorada de hidrocarburos (superintendencia de yacimiento) a escala 1:20000, se colocan los valores del tope estructural leído en los registros de pozos (TVDSS).
2. Se trazan los contornos estructurales con espaciamiento de 100'.
3. Para trazar las fallas se tomaron en cuenta los TVDSS y buzamiento del yacimiento ya que la mayoría de las fallas interpretadas son de poco desplazamiento y no se ven con facilidad en el registro del pozo. Se estudió el cambio brusco de profundidades entre pozos cercanos evaluando que dicho cambio correspondiera con el buzamiento que este yacimiento presenta.

#### **4.3.4.1 Elaboración de secciones estructurales**

Una vez analizada la información obtenida de las correlaciones litoestratigráfica, se elaboraron seis (5) secciones estructurales, de las cuales (3) en dirección NO-SE, en sentido O-SE (1), en sentido N-S (1), para la validación de las fallas del yacimiento con la ayuda del programa Geographix. Todo esto con la finalidad de validar el buzamiento predominante de los estratos y los rasgos estructurales (pliegues, fallas, etc.) más importante del área. Observándose una sección estructural en la figura 4.6.

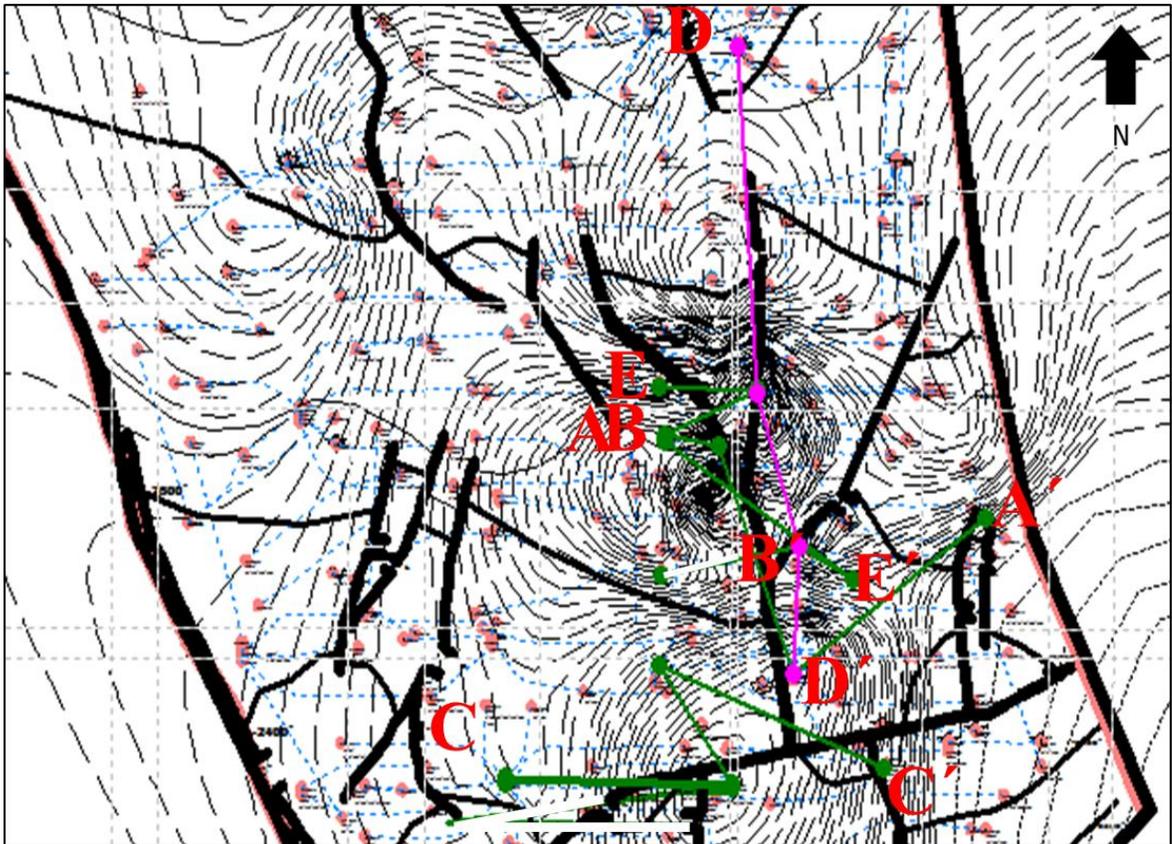


Figura 4.6 Ubicación geográfica de las secciones estructurales en el mapa.

#### 4.3.5 Determinación de las propiedades petrofísicas de la arena de interés para el establecimiento de las áreas prospectivas desde el punto de vista petrofísico

La evaluación petrofísica permite obtener y desarrollar una descripción detallada tanto de las propiedades de las rocas y su distribución dentro del yacimiento

como de la naturaleza de los fluidos que ésta almacena, ayudando a definir su prospectividad como yacimiento de hidrocarburos.

La deducción de las propiedades petrofísicas de la arena en estudio se realizó mediante el análisis cuantitativo de los registros eléctricos de los pozos (Inducción, Gamma Ray, y Densidad-Neutrón), determinándose así los valores promedios de  $K$ ,  $\emptyset$  y  $V_{sh}$  para el yacimiento en estudio.

Selección de pozos: Para el yacimiento MFB-53 se seleccionaron pozos bien distribuidos por toda el área del yacimiento con el fin de realizar una buena caracterización del modelo petrofísico a desarrollar. Cabe destacar que la mayoría de los pozos que atraviesan el yacimiento son horizontales y que solo los pozos verticales poseen registros de Densidad y Neutrón. De los 180 pozos solo 14 son verticales; estos se consideran “pozos claves” en este estudio, estando distribuidos en todo el yacimiento arrojando resultados confiables a la hora de realizar los mapas de isopropiedades.

Estos cálculos se realizaron siguiendo paso a paso una serie de ecuaciones ya establecidas, a partir de las cuales se obtienen una serie de factores que en conjunto van dando forma a las propiedades físicas del yacimiento, todo esto se realiza por diversos métodos y modelos con el fin de escoger por comparación el que mejor se adapte y es más aplicable a nuestra zona en estudio.

#### **4.3.5.1 Determinación de los coeficientes $m$ , $n$ y $a$**

- Exponente de Cementación ( $m$ ): Para la cuenca Oriental de Venezuela el exponente de cementación ( $m$ ) presenta un valor promedio de  $m=2$  en areniscas, y en carbonatos  $m = 2.15$

- Exponente de saturación (n): El exponente de saturación depende de la humectabilidad de la roca, para la cuenca Oriental de Venezuela objeto de nuestra evaluación, valor de n=2, brinda resultados satisfactorios.
- Factor de Tortuosidad (a): En líneas generales, este parámetro se considera constante para una litología dada, y su valor es 1, para arenas consolidadas y 0.81 para arenas no consolidadas.

Después de una revisión bibliográfica se tomaron los valores de a, m, y n según ciertas mediciones directas (a través de núcleos) a muestras del Campo Bare, a través de las cuales los valores definidos fueron a=0,81, m=1,75 y n= 1,86.

#### **4.3.5.2 Determinación de la Saturación de agua (Sw)**

La saturación de agua teniendo como información los registros de pozos ha sido definida como el porcentaje de agua contenida en el espacio poroso de un volumen de roca. Existen varios modelos para la determinación de la saturación de agua, de los cuales más utilizados son: el de Archie, Poupon, Simandux, e Indonesia. La resistividad del agua de formación es uno de los parámetros básicos de mayor importancia en la definición del modelo petrofísico. La arena en estudio presenta el mayor porcentaje de agua en dos pozos que son los que nos definen el contacto agua petróleo MFB-821 y MFB-801. Esta se calculó aplicando la ecuación 4.1

$$S_w = \left[ \frac{R_w}{\phi e^m x R_t} \right] \quad (4.1)$$

#### **4.3.5.3 Determinación del volumen de arcilla (Vsh)**

La selección de un modelo para determinar el volumen de arcilla es de gran importancia, ya que es una variable que afecta significativamente el cálculo de las saturaciones de los fluidos. Uno de los efectos de la arcilla es disminuir la resistividad, por ejemplo, si se asumiera la presencia únicamente de arenas limpias en la formación, esta disminución de resistividad se asociaría a una alta saturación de agua lo cual obviamente es incorrecto, además el volumen de arcilla es uno de los parámetros de corte que se utilizan para medir cuando un intervalo puede entrar en la denominación de arena, y por lo tanto ser evaluado.

Existen varios métodos para el cálculo de este parámetro, entre los cuales tenemos: el método de la curva de Resistividad, método de la curva de SP, método de la curva Neutrón, método del Densidad- Neutrón, método de la curva Gamma Ray, este proyecto fue determinado por el método de la curva Gamma Ray: Este se describe por la ecuación (4.2). Muchos autores consideran el  $I_{vsh}$  como una relación directa del volumen de arcilla, sin embargo, otros petrofísicos mantienen la teoría que esto se cumple cuando el mineral accesorio es netamente material radioactivo; si en la formación existen otros materiales ajenos a esta propiedad a parte del cuarzo, es necesario aplicar correcciones, las cuales están dadas por los modelos que se mencionaran posteriormente.

$$I_{vsh} = (GR_{leido} - GR_{arena}) / (GR_{arcilla} - GR_{arena}) \quad (4.2)$$

Donde:

$I_{vsh}$  = Índice de arcillosidad por Gamma Ray.

leido GR = Gamma Ray leído en la zona a evaluar.

Arena GR = Gamma Ray en la arena más limpia del intervalo geológico.

Arcillas GR = Gamma Ray en la arcilla del intervalo geológico.

Teniendo todos los valores de  $I_{vsh}$  para todos los pozos claves se procede a determinar la arcillosidad del yacimiento a través del método de Larionov para rocas terciarias cuya ecuación se presenta a continuación en las ecuaciones 4.3 y 4.4.

$$V_{sh} = (-0.082 * \ln(H3)) + 0.3914 \quad (4.3)$$

$$V_{sh} = 0.083 (23.7 * I_{vsh} - 1) \quad (4.4)$$

Donde:

$V_{sh}$  = Volumen de arcilla.

$I_{vsh}$  = Índice de arcillosidad del GR.

Se toma esta ecuación por que arroja resultados satisfactorios que cotejan con Los análisis de núcleos que este que este yacimiento presenta.

#### 4.3.5.4 Determinación de la porosidad ( $\Phi_e$ )

Se conoce como porosidad efectiva al total de espacios vacíos interconectados a través de los cuales puede haber potencial movilización de fluidos. Existen varias maneras para realizar el cálculo de la porosidad, para este trabajo se utilizaron las curvas de Densidad – Neutrón, antes de aplicar la ecuación es necesario corregir las curvas por efecto de la arcillosidad, a través de las ecuaciones (4.5) y (4.6).

$$\Phi_{Dc} = \Phi_D - (V_{sh} * \Phi_{Dsh}) \quad (4.5)$$

$$\Phi_{Nc} = \Phi_N - (V_{sh} * \Phi_{Nsh}) \quad (4.6)$$

Donde:

$\Phi_e$  = Porosidad efectiva.

$\Phi_{Dc}$  = Porosidad Densidad corregida por arcillosidad.

$\Phi_{Nc}$  = Porosidad Neutron corregida por arcillosidad.

Luego aplicamos la ecuación (4.5) y obtenemos la porosidad efectiva.

$$\Phi_E = (\Phi_D + \Phi_N)/2 \quad (4.7)$$

#### 4.3.5.5 Cálculo de la permeabilidad (k)

Para ello fue necesario ensayar con varios métodos para el cálculo de permeabilidad, en vista que no se contó con análisis de núcleo, para determinar cuál de todos arroja valores más aceptables.

Cabe destacar que para el área de estudio se utilizó el método de Tixier, el cual funciona muy bien en áreas limpias. Sin embargo, en arenas ligeramente arcillosas tiende a sobre estimar la permeabilidad hasta 150 mD. Ecuación (4.8)

$$K = \sqrt{\frac{250 \times \Phi_e^3}{S_{wirr}}} \quad (4.8)$$

Donde:

K = Permeabilidad (mD)

$S_{wirr}$  = saturación de agua irreductible (%)

$\Phi_e$  = porosidad efectiva (%)

$V_{sh}$  = volumen de arcilla (%)

m = exponente de segmentación (adimensional)

En función de los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica y a partir de la interpretación geológica del yacimiento tanto del punto de vista estructural como del ambiente, se procedió a la elaboración de los mapas de isopropiedades: volumen de arcilla (Vsh), permeabilidad (K) y porosidad ( $\emptyset$ ). Los mapas fueron realizados usando el programa Geographix Discovery. Mediante la elaboración de estos mapas se observó el comportamiento y la distribución dentro de los yacimientos de cada una de las propiedades mencionadas anteriormente, con el fin de determinar donde se encuentran ubicadas las mejores propiedades de la roca.

#### **4.3.6 Elaboración del mapa isópaco-estructural, mediante los espesores obtenidos y rasgos estructurales más resaltantes**

##### **4.3.6.1 Mapa isópaco-estructural**

Este mapa se digitalizó mediante el programa Geographix Discovery el cual es muy fácil de manipular y permite una rápida digitalización de las curvas y contornos.

Este mapa es la unión del mapa isópaco de arena neta y el mapa de contornos estructurales. Previamente se determinaron los espesores de la arena en los pozos que forman parte del yacimiento y se procedió a realizar las curvas isopacas con un espaciamiento de 10 pies, mediante estas curvas se determinó la orientación de los cuerpos sedimentarios, además de la dirección de sedimentación. Posteriormente se realizó el mapa estructural, los contornos estructurales se hicieron cada 100 pies, se trabajó sobre las fallas originales debido a que no se contó con la información sísmica que permitiera la verificación de las trazas de falla, mediante la elaboración de este mapa se verificó el buzamiento de las estructuras.

#### **4.3.7 Estimación de las reservas de hidrocarburos del área este del yacimiento U 1,3 MFB-53 a través del método volumétrico, utilizando el mapa isópaco-estructural**

Una vez caracterizado el yacimiento y obtenido el mapa isópaco estructural de la arena U1,3, se procedió al cálculo del petróleo original en sitio (POES), el cual se hizo mediante el método volumétrico que es un método que no necesita de tantas variables y arroja resultados altamente confiables. En primer lugar, se procedió a realizar el cálculo del área y volumen con la herramienta de SIGEMAP, seguidamente se procedió a calcular el petróleo original en Sitio (POES) para así realizar el cálculo de las reservas del área de interés.

##### **4.3.7.1 Calculo del POES**

El Petróleo original en sitio se determinó por el método volumétrico, debido a su sencillez y a su alto grado de certeza, por cuanto necesita la definición de la parte sólida del yacimiento y el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Para el cálculo del POES se necesita conocer los siguientes parámetros:

- Volumen bruto de la roca que contiene hidrocarburos: Luego de generar el mapa isópaco-estructural del yacimiento en estudio, con sus respectivos límites, se procede al cálculo del área y volumen por el método de SIGEMAP 3.0.

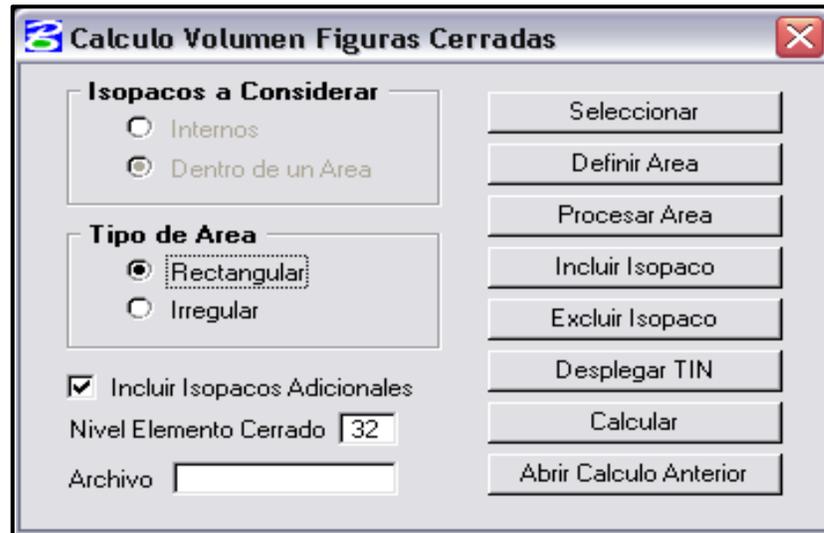


Figura 4.7 Ventana de Sigemap 3.0 para el cálculo de volumen.

- Porosidad en fracción: Se obtiene del análisis petrofísico, tanto para cada pozo como para el yacimiento. (El valor obtenido debe ser un promedio ponderado).
- Saturación inicial de agua en fracción: Se realiza el mismo procedimiento para obtener la porosidad.
- Factor volumétrico: Este valor se obtiene con las correlaciones total desarrolladas para crudos del Oriente.
- Saturación inicial de petróleo: Se obtiene de la ecuación (4.9)

$$S_{oi} = 1 - S_{wi}$$

(4.9)

Donde:

$S_{oi}$ = Saturación inicial de petróleo (%).

$S_{wi}$ = Saturación de agua inicial (%).

Una vez obtenidos estos valores se proceden a realizar el cálculo del petróleo en sitio (POES) se obtiene de la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 \times \phi_e \times V_b \times S_{oi}}{B_{oi}} \quad (4.10)$$

Dónde:

POES= Petróleo original en sitio (BN).

7758= Constante volumétrica de proporcionalidad.

$V_b$ = Volumen bruto de petróleo acres-pies.

$S_{oi}$ = Saturación inicial de petróleo (%).

$B_{oi}$ = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

$\phi_e$ = Porosidad Efectiva (%).

#### 4.3.7.2 Reservas Recuperables

Para el cálculo de reservas recuperables simplemente se multiplica el POES por el factor de recobro (FR), las reservas pueden ser estimadas por la siguiente ecuación:

$$\text{Reservas Recuperables} = POES \times FR \quad (4.11)$$

Donde:

POES: Petroleo original en sitio

FR: Factor de recobro

#### **4.3.7.3 Reservas remanentes**

Se obtienen de la resta de las reservas recuperables y la producción acumulada del yacimiento (Apéndice B) ecuación 4.12.

$$\text{Reservas Remanentes} = \text{Rrec} - \text{NP} \quad (4.12)$$

Donde:

Rrec: Reservas recuperables

NP: Producción acumulada

#### **4.4 Población de la investigación**

Según Arias F. (2006) La población o universo por estudiar, se refiere al espacio de donde se extraerá la muestra que se va a utilizar en la investigación; en tal sentido Tamayo (2000) expresa que: “Una población es la totalidad del fenómeno a estudiar en donde las unidades de población poseen una característica común, la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación”.

Para el estudio en consideración, la población o universo estará representada por 180 pozos de la arena U1, 3, en el yacimiento MFB-53 del Campo Bare-Este.

#### **4.5 Muestra de la investigación**

“Una muestra, en un sentido amplio, no es más que eso, una parte del todo que llamamos universo y que sirve para representarlo. Sin embargo, no todas las muestras resultan útiles para llevar a cabo un trabajo de investigación. Lo que se busca al emplear una muestra es que, observando una porción relativamente reducida de unidades, se obtengan conclusiones semejantes a las que lograríamos si estudiáramos el universo total. Cuando una muestra cumple con esta condición, es decir, cuando nos refleja en sus unidades lo que ocurre en el universo, la llamamos muestra representativa” (Sabino, C. 1992).

En este caso, la muestra estará representada por todos aquellos pozos perforados dentro del área de estudio de los cuales se cuenta un total de 180 pozos pertenecientes al yacimiento MFB-53 del Campo Bare-Este, representando el cien por ciento (100%).

#### **4.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Con el fin de complementar el desarrollo de este trabajo de investigación, es necesario aplicar un conjunto de técnicas que permitan la recolección efectiva de información que me otorguen las herramientas para realizar la mejor caracterización posible de la zona objeto de estudio. Alguna de las técnicas usadas se menciona y explican a continuación:

##### **4.6.1 Observación directa**

“La observación directa es el uso sistemático de nuestros sentidos en la búsqueda de los datos que se necesitan para resolver un problema de investigación. Dicho de otro modo, es percibir activamente la realidad exterior con el propósito de obtener los datos que, previamente, han sido definidos como de interés para la investigación” (Sabino, C. 1992).

En el modelo geológico de la arena U1,3 del Campo Bare, se aplica el uso de esta técnica, donde permite observar directamente a través de los registros eléctricos y/o especiales delimitando tope y base del horizonte en estudio, así como también los datos necesarios para la determinación de las propiedades petrofísicas, interpretación y descripción del ambiente sedimentario, entre otros. Y de esta forma obtener un modelo estático confiable del yacimiento.

#### **4.6.2 Entrevista informal**

“Es la modalidad menos estructurada posible de entrevista ya que la misma se reduce a una simple conversación sobre el tema en estudio. Lo importante no es aquí definir los límites de lo tratado ni ceñirse a algún esquema previo, sino hacer hablar al entrevistado, de modo de obtener un panorama de los problemas más salientes, de los mecanismos lógicos y mentales del respondiente, de los temas que para él resultan de importancia” (Sabino, C. 1992).

La aplicación de la misma dentro de esta investigación implica la realización de preguntas de forma oral tanto a Geólogos como Ingenieros, que son parte del equipo de Yacimientos Pesado que labora en la Gerencia, a fin de obtener datos necesarios para el estudio en cuestión. se basó en tener una buena comunicación con el personal que integra la gerencia de recuperación mejorada de hidrocarburo (RMH) y que

permitió resolver y aclarar todas las dudas que se presentaron a lo largo del desarrollo del proyecto.

#### **4.6.3 Revisión bibliográfica**

En todo trabajo de investigación es necesario recurrir a fuentes bibliográficas que aporten conocimientos y datos importantes acerca del tema en estudio. La técnica consiste en obtener información mediante la revisión de material bibliográfico como: textos, manuales de la empresa, tesis de grado, entre otros (Hernández, J. 1979)

Consiste en recopilar toda la información referente al área de estudio mediante la consulta de textos, tesis de grado, informes técnicos, carpetas de historias de pozos, el internet, etc. Esto fue de gran aporte para los conocimientos y las bases metodológicas en el presente trabajo.

#### **4.6.4 Instrumentos de recolección de datos**

La recolecta de información se llevó a cabo haciendo uso de una variedad de instrumentos y equipos de computación dentro de los cuales vale la pena mencionar los siguientes: computadoras, pendrive Libreta de apuntes, lápices, borradores, colores, marcadores, resmas de papel bond, entre otros artículos de oficina. Fotocopiadoras e impresoras. Pc con programas especializados (Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft Powerpoint, GEOGRAPHIX DISCOVERY, CENTINELA, SIGEMAP V3, entre otros.

## **CAPÍTULO V**

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

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en el desarrollo de la reinterpretación geológica de la Arena U1,3 del yacimiento MFB-53, Área Éste del Campo Bare, perteneciente al Bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco Distrito San Tomé. Dichos resultados se presentaron cumpliendo con el orden de la metodología aplicada en el capítulo anterior, integrando los modelos: estratigráfico, estructural, sedimentológico y petrofísico y el respectivo cálculo de reservas para el yacimiento interpretado.

#### **5.1 Base de datos**

En el yacimiento MFB-53 de la arena U1,3 actualmente se encuentran 180 pozos, de los cuales hay; 150 horizontales, 16 hoyos pilotos y 14 verticales. A través del estudio realizado se obtuvo información completa de 71 pozos que penetraron la arena U1,3 tal como se muestra en el apéndice A.1.

Se definieron nuevos topes en los pozos, MFB 849, MFB 672, MFB 751, MFB 754, MFB 688, MFB 703, MFB 689, MFB 708, MFB 711, MFB 712, MFB 713, MFB 7127, MFB 730, MFB 733, MFB 736, MFB 739, MFB 773, MFB 774, MFB 776, MFB 777, MFB 779, MFB 780, MFB 802, MFB 803, MFB 809, MFB 810, MFB 829, MFB 831, MFB 836, MFB 839, MFB 880, MFB 876, MFB 666, MFB 669, MFB 670, MFB 697, MFB 698, MFB 750, MFB 856, MFB 867, MFB

882, MFB 885, MFB 894, MFB 904, MFB 918, MFB 890, MFB 705, MFB 707, MFB 873, MFB 883, MFB 706, MFB 708, MFB 710, MFB 714, MFB 735, MFB 837, MFB 652, MFB 658, MFB 661, MFB 662, MFB 664, MFB 909, MFB 916, MFB 919, MFB 657, MFB 671, MFB 672, MFB 678, MFB 877, MFB 891, y MFB 895, que reflejan cambios de la estructura de la arena, área, volumen y los límites del yacimiento.

## **5.2 Evaluación de la continuidad lateral de la arena U 1,3 MFB-53 mediante la correlación de los pozos del área y usando una base de datos actualizada en este proyecto con la información básica de los registros eléctricos de los pozos del área**

### **5.2.1 Secciones estratigráfica A-A´**

La sección fue elaborada en sentido SO-NE (en la dirección de sedimentación), está conformada por los pozos MFB-736, MFB-705, MFB-706 y MFB-703 con una longitud de 8381 m. y un marcador litológico correspondiente a una lutita de carácter regional perteneciente a la Formación Oficina. Esta sección atraviesa verticalmente la formaciones Oficina inferior y Merecure, la arena de interés es la arena U1,3 y está representada por canales apilados, en el pozo MFB-736 se encuentran espesores que varían 35´ el pozo MFB-736 ubicado hacia el SO teniendo un aumento de espesores hacia el centro del canal entre los pozos MFB-705 y MFB-706 de aproximadamente 70´, en dirección noreste donde los espesores vuelven a disminuir 40´, existe continuidad lateral de estos canales en este caso canales distributarios en el cual también podemos observar que existen entre ellos tope y base marcadas lutitas. (Apéndice B.1).

### **5.2.2 Sección estratigráfica B-B´**

La sección fue elaborada en sentido NO-SE, está conformada por los pozos MFB-705, MFB-688, MFB-675 y MFB-712, abarcando una extensión de 6447 m. y un marcador litológico correspondiente a una lutita; esta sección atraviesa verticalmente la formaciones Oficina inferior y Merecure la arena de interés es la arena U1,3. En el pozo MFB-705 se observa un cambio lateral de facies donde hay un cuerpo con característica granocreciente hacia el NO representativo de una barra, también se muestra un cuerpo de características granodecreciente que representa un canal con espesor de 80', y en los siguientes pozos se observan cuerpos con características de canal, con poca continuidad lateral; en el pozo MFB-712 hacia el SE es donde se observa disminución de espesor de 20', también está una barra y un cuerpo con características de canal, lo que indica que hay un cambio de facies laterales (Apéndice B.2).

### **5.2.3 Sección estratigráfica C-C´**

La sección fue elaborada en sentido NE-SO, está conformada por los pozos MFB-688 02, MFB-897 02, MFB-667 y MFB-726, se encuentra ubicada en el SE del yacimiento, con una extensión de 7554mts, y un marcador litológico correspondiente a una lutita de carácter regional perteneciente a la Formación Oficina esta sección atraviesa verticalmente la formaciones Oficina inferior y Merecure la arena de interés es la arena U1,3. A lo largo de la sección se observa una variación lateral de cuerpos sedimentarios que pasan de una barra a canal que tiene un espesor de 100' que lo representa en pozo MFB-668, y con espesores bajos de 20' en pozo MFB-53 897 en el siguiente pozo donde hay depósitos de canales lateralmente comunicados y finaliza con un cuerpo con características de barra hacia el SE con una disminución

de espesores de 15' en el pozo MFB-726, cabe destacar que el mayor desarrollo de espesores se encuentra hacia el NE de la sección en facies de canales de 100' (Apéndice B.3).

#### **5.2.4 Sección estratigráfica D-D'**

La sección fue elaborada en sentido E-O, está conformada por los pozos MFB-670, MFB-671, MFB-672 y MFB-894, abarcando una extensión de 3975 m. Se encuentra ubicada en el sur del yacimiento, y un marcador litológico correspondiente a una lutita de carácter regional perteneciente a la Formación Oficina esta sección atraviesa verticalmente la formaciones Oficina inferior y Merecure la arena de interés es la arena U1,3. En la sección se observa continuidad de depósitos retrogradantes correspondientes a canales y con variación de espesores. Dicha sección se representan depósitos de canales apilados con espesores que varían entre 33 y 100 pies, se observa la continuidad lateral de la arena encontrándose sus mejores espesores hacia el centro en el pozo de 100' MFB-672 y reduciéndose hacia el Oeste (Apéndice B.4).

### **5.3 Definición del modelo sedimentológico del área, analizando las respuestas electrográficas de los pozos del área de estudio en la Arena U 1,3 MFB-53 del Campo Bare-Este**

#### **5.3.1 Elaboración del mapa de facies**

Una vez fueron revisadas las electroformas de los registros eléctricos de los pozos que conforman el área de estudio, se tiene que se observan principalmente 3

grupos de formas unas cilíndricas y granodecrecientes (Forma de campana) asociadas a canales, otras granocrecientes (forma de embudo) que se asocian a depósitos de barra y por ultimo formas irregulares con una tendencia no definida que corresponden llanura de inundación, que son cuerpos que se caracterizan por estar ubicados en los lóbulos de los deltas y se encuentran dominados por el flujo de las incursiones de los canales. La unidad Sedimentaria de la arena U1,3 perteneciente a la Formación Oficina inferior y la Formación Merecure, se formó en un ambiente de sedimentación enmarcado dentro de un sistema deltaico con influencia fluvial, dominado por canales Apilados, en ellos se observa el eje principal de la sedimentación (SO-NE). Su sinuosidad es de baja a media.

Generalmente los canales distributarios apilados están constituidos de arenas de grano medio a fino, con una base erosiva y granulometría granodecreciente. En la base los canales pueden tener areniscas de grano muy gruesos a conglomeráticos con estratificación cruzada planar de alto ángulo y hacia el tope arenas de grano fino con estratificación cruzada a plano paralela. El espesor de los canales distributarios en la secuencia estudiada presenta espesores que varían entre 5 y 145 pies. Esta facies se encuentra en contacto con otros canales que se han ido progradando continuamente hasta formar estos espesores. La alta energía que los ha depositado los hace canales muy limpios, pero con intercalaciones lutíticas poco representativas ya que presenta coalescencia entre la arena U2 y U3 formando un solo paquete de arena bien conocido como la arena U2,3 de la Formación Merecure en el área Este del Campo Bare.

Distribuidas las electroformas en un mapa base y valiéndonos de la información aportada por secciones estratigráficas se construyó el mapa de tendencias de electrofacies (Apéndice C.1).

## **5.4 Identificación de las estructuras del área en estudio; a partir de la elaboración de secciones estructurales**

### **5.4.1 Sección estructural A-A'**

La sección estructural A-A' está integrada por los pozos: MFB-736, MFB-705, MFB-706 y MFB-703, posee una dirección SO-NE y una extensión de 8381 m. Como datum se tomó de referencia la profundidad de -2700 pies en TVDSS. Se puede apreciar una falla de tipo normal de dirección NO-SE y buzamientos generalizados de 2° al NE validada entre el pozo MFB-705; esta falla presenta un desplazamiento de +/- 50 pies, lo cual la convierte en una falla parcialmente sellante hacia su parte Este del yacimiento ya que los espesores de arena cercanos son muchos menores al salto de la falla (de acuerdo al mapa estructural). Adicionalmente el pozo MFB705 fue cortado por una falla normal a nivel de la Formación Oficina en la profundidad -2786' (Apéndice D.1).

### **5.4.2 Sección estructural B-B'**

Sección estructural B-B', constituida por los pozos: MFB-873, MFB-891, MFB-713, con una dirección NO-SE y una extensión de 4794 m. Como marcador estructural se tomó de referencia la profundidad de -2700 pies en TVDSS (Apéndice D.2).

Entre los pozos MFB-873 y MFB-891, se encuentra una falla de +/- 100' de tipo normal con el pozo MFB-873 como bloque levantado MFB-891 con bloque deprimido teniendo una profundidad de -2015'; en el pozo MFB-891 y MFB-713 se

interpretó una falla normal con dirección SO-NE y un salto de  $\pm 20'$ , encontrándose el pozo MFB-891 en el bloque levantado y el pozo MFB-713 el en bloque deprimido. Tiene una profundidad de  $-2071'$ .

#### **5.4.3 Sección estructural C-C'**

Sección estructural C-C', constituida por los pozos MFB-688, MFB-897, MFB-667, MFB-726, con una dirección O-SE y una extensión de 9591 m. Como marcador estructural se tomó de referencia la profundidad de -2700 pies en TVDSS. Se pudo interpretar las siguientes fallas estructurales:

Entre los pozos MFB-688 y MFB-897 se interpretó una falla normal con un salto de  $\pm 35'$ , encontrándose el pozo MFB-688 en el bloque levantado y el pozo MFB-897 el en bloque deprimido, con dirección Sur y una profundidad de  $-2495'$  y ubicada al sur del yacimiento.

Entre los pozos MFB-667 y MFB-726 se interpretó una falla normal con un salto de  $\pm 50'$ , encontrándose el pozo MFB-667 en el bloque levantado y el pozo MFB-726 el en bloque deprimido, con dirección Sur y una profundidad de  $-2550'$ . Ubicada al Sur del yacimiento. (Apéndice D.3).

#### **5.4.4 Sección estructural D-D'**

Sección estructural D-D', constituida por los pozos MFB-791, MFB-703, MFB-713, MFB-712, con una dirección N-S y con extensión de 5780 m. Como marcador

estructural se tomó de referencia la profundidad de -2700 pies en TDVSS. Se pudo interpretar las siguientes fallas estructurales:

En el pozo MFB-703 se interpretó una falla normal con un salto de +/-100', encontrándose con dirección NE-SO y una profundidad de -3005'.

Entre los pozos MFB-703 y MFB-713 se interpretó una falla normal con un salto de +/-80', encontrándose el pozo MFB-713 en el bloque deprimido y el pozo MFB-703 el en bloque levantado, con dirección NE-SO y una profundidad de -2685'. (Apéndice D.4).

#### **5.4.5 Sección estructural E-E'**

Sección estructural E-E', constituida por los pozos MFB-705, MFB-688, MFB-675, MFB-712, con una dirección NO-SE y una extensión de 6447m. Como marcador estructural se tomó de referencia la profundidad de -2700 pies en TVDSS. Se pudo interpretar las siguientes fallas estructurales:

Entre los pozos MFB-705 y MFB-688 se interpretó una falla normal con un salto de +/-40', encontrándose el pozo MFB-688 en el bloque deprimido y el pozo MFB-705 el en bloque levantado, con dirección NO-SE y una profundidad de -2634'.

Entre los pozos MFB-675 y MFB-712 se interpretó dos fallas tipo normal con una con salto de +/-40' y otra con un salto de +/- 20', encontrándose el pozo MFB-675 en el bloque levantado y el pozo MFB-712 el en bloque deprimido, la falla de +/- 20' con dirección NO-SE y una profundidad de -2656' y la falla de +/-40' on dirección NO-SE y profundidad de -2690'. (Apéndice D.5).

Tabla 5.1 Fallas validadas del yacimiento MFB-53 de la arena U1,3 campo Bare Este

Tipo	Salto	Profundidad	Coordenadas	
			N	E
Normal	+/- 100´	-2015´	94566.1	391109.8
Normal	+/- 20´	-2071´	945939.4	390607.4
Normal	+/- 80´	-2056´	9457703	38265.1
Normal	+/- 50´	-2786´	947257.3	390186.7
Normal	+/- 75´	-2564´	943974.1	387777.7
Normal	+/- 35´	-2495´	944019.7	387779.5
Normal	+/- 50´	-2550´	944951.5	389252.5
Normal	+/- 100´	-3005´	947351.5	390178.7
Normal	+/-80´	-2685´	947242.3	390185.4
Normal	+/- 40´	-2634´	947257.3	390186.7
Normal	+/- 20´	-2656´	944885.7	390540.5
Normal	+/- 40´	-2690´	946194.2	392387.3

### **5.5 Determinación de las propiedades petrofísicas de la arena de interés para el establecimiento de las áreas prospectivas desde el punto de vista petrofísico**

Esta evaluación permitió determinar la capacidad de almacenamiento y el volumen poroso de la arena U1,3 en el yacimiento MFB-53, lo que nos sirvió de base para resaltar las variaciones de la calidad del reservorio a través de la elaboración de los mapas de isopropiedades.

En esta fase se usaron un total de 14 registros de tipo vertical y se analizaron sus registros tipo inducción (GR) así como los de densidad-neutrón que mediante su análisis permitieron la deducción de los parámetros petrofísicos ( $S_w$ ,  $V_{sh}$ ,  $\emptyset$  y  $K$ ). Se usaron una serie de fórmulas correspondientes a distintos modelos cargados en una hoja estadística de manera de buscar el que mejor se adapte al área de trabajo.

### **5.5.1 Determinación del volumen de arcilla (Vsh)**

Los resultados de la determinación del Vsh producidos por el *software* petrofísico IP se ajusta al modelo de Larinov para rocas terciarias, el cual indico que los valores de menor arcillosidad se encuentran hacia la zona que presentan coalescencia, donde hay mayor incidencia de apilaciones de los canales teniéndose volúmenes de arcillosidad bajos comprendidos entre 4% y 14%.

### **5.5.2 Determinación de la porosidad ( $\phi$ )**

Los resultados de porosidad generados por el software IP, determinan los valores comprendidos entre 24% y 31%, obteniendo los mayores valores de porosidad en el depocentro de los canales, en las mismas zonas donde se presenta los menores valores de arcillosidad (Vsh), lo que refleja la relación de proporcionalidad inversa existente entre ambos parámetros.

### **5.5.3 Determinación de permeabilidad (K)**

Los resultados de permeabilidad generados por el software IP, teniendo un promedio ponderado de aproximadamente 3987mD, observándose un aumento hacia las zonas de los canales lo que coteja con los valores del volumen de arcilla obtenidos y sustenta el hecho de que la permeabilidad es menor en zonas arcillosas, dado que los poros son más pequeños y las fuerzas capilares son tan grandes que impiden la intercomunicación entre ellos. .

#### 5.5.4 Mapa de isopropiedades

- Mapa de Isoarcillosidad: el mapa muestra la distribución de las arcillas en el yacimiento, encontrándose los menores valores de arcilla de 4% hacia los depocentros de los canales ya que allí se acumulan los paquetes de arenas bien definidos, las zonas donde se observó la mayor cantidad de arcilla con valores de 14% es hacia las zonas donde existen los menores espesores de arena por la gran cantidad de intercalaciones de sedimentos finos; para este intervalo, cuyos valores cartografiados oscilan entre 4% y 14% de arcillosidad como lo representa la escala grafica de colores (Apéndice F.1).
  
- Mapa de isoporosidad: Las mejores porosidades se encuentran en los depocentros de cada canal con valores de 29 a 31% debido a las condiciones de facies de mayor energía, las porosidades de menor valor 24% se encuentran hacia las zonas más arcillosas de los canales. En este mapa se evidencia la distribución de los espacio de la roca para almacenar fluidos, concordando con el mapa de isopermeabilidad los mayores valores se hallan hacia la parte Este del yacimiento, con un intervalo, cuyos valores cartografiados oscilan entre 24% y 31% de porosidad como lo representa la escala grafica de colores (Apéndice F.2).
  
- Mapa de Isopermeabilidad: los valores de permeabilidad en el yacimiento van desde 8700 mD en los centros de los canales y de 820 mD y hacia las otras zonas del mapa como arcillosas, observándose que los mapas de porosidad y permeabilidad muestran una marcada similitud ya que estas propiedades están relacionadas. La distribución de permeabilidad en el yacimiento de estudio en

este intervalo de arena, los valores cartografiados oscilan entre 820.134 mD y 8780.135 md como lo representa la escala grafica de colores (Apéndice F.3).

- Mapa de corte de agua del yacimiento MFB-53 de Campo Bare Este: se determina que hacía el norte se encuentra un contacto de agua petróleo con una profundidad de -3250' y en la zona SO-SE se observa con menor cantidad de agua en cuanto a la producción de un 0.2%, lo que indica que en la zona Sur se ha trabajado con la tecnología no térmicas ya que se tiene bajo porcentaje de agua y es la más prospectiva del yacimiento. (Apéndice F.3)

## **5.6 Elaboración del mapa isópaco-estructural, mediante los espesores obtenidos y rasgos estructurales más resaltantes**

### **5.6.1 Revisión de los contactos originales de los fluidos**

De la revisión general del mapa isópaco-estructural se tiene que se modificó el contacto CAPO desde una profundidad -3250' reportado en el último mapa oficial en 2017 a una profundidad de -3080' manejado actualmente en el mapa de trabajo. Debido a que en los últimos años se perforaron y rehabilitaron pozos que resultaron productores de petróleo.

Cabe destacar que en dicha revisión se pudo apreciar que el CAPO no estaba ubicado en la estructura correspondiente, por lo que se le realizó un ajuste, lo cual genera un incremento del área total del yacimiento.

### 5.6.2 Mapa isópaco estructural

En este mapa se integró la información obtenida de la correlación litoestratigráfica, la validación de los espesores tanto de AN como de ANP de la arena de interés, verificación de contactos y la actualización de los pozos perforados y completados en el yacimiento.

Esto permitió observar la orientación de los cuerpos de arena, geometría, orientación y delimitación del yacimiento, identificándose los mejores espesores de arena localizados en la zona de influencia de los canales interpretados en el área de estudio.

El yacimiento probado MFB-53 es un reservorio de petróleo extrapesado con 10° API que constituido por una estructura Homoclinal de dirección NO-SE con buzamiento de 2-3° al NE que se encuentra limitada al Norte por un Contacto de Agua Petróleo Origina CAPO @ -3250' de profundidad al Norte del campo, al oeste limita por una falla normal primaria de dirección NO con buzamiento NE y al Este con una falla normal de dirección NO y finalmente al Sur con un límite (Límite de Roca), (Anexo 1).

En la figura 5.1 se presenta la comparación del mapa isópaco-estructural, del año 2017 y el actualizado del 2025. En el mapa actual se observa un entrampamiento mixto ya que sus límites están conformados por dos fallas normales sellantes a parcialmente sellantes y un límite de roca al sur del yacimiento, hacia el Norte con un contacto agua petróleo. En la reinterpretación se hallaron nuevas fallas interpretada a través de pozos, y cambios de topes, lo que representa un incremento de volumen y área en la estructura del yacimiento.

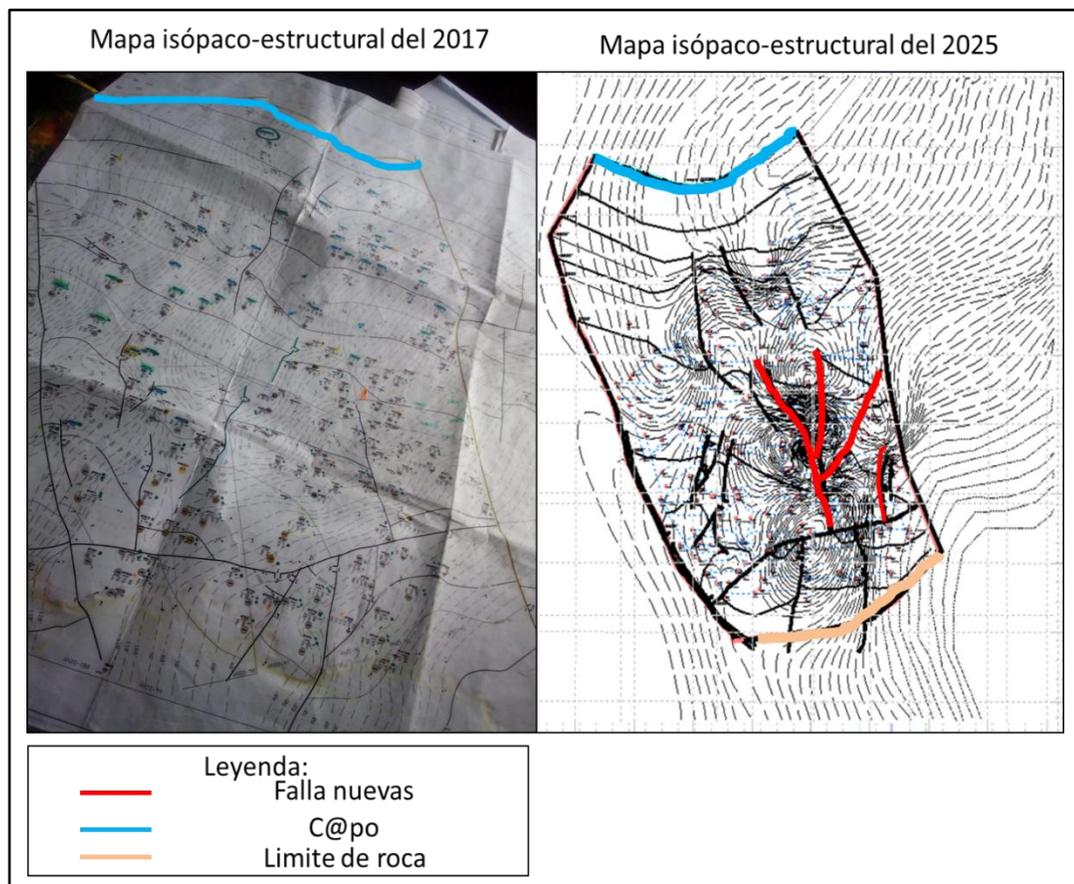


Figura 5.1 Mapa isópaco estructural de la arenaU1,3 MFB-53 (2017-2025).

### 5.7 Estimación de las reservas de hidrocarburos del área este del yacimiento U 1,3 MFB-53 a través del método volumétrico, utilizando el mapa isópaco-estructural.

Una vez obtenidos los parámetros volumétricos y petrofísicos de las evaluaciones realizadas en el estudio, se procedió a realizar el cálculo de reservas encontrándose que al utilizar la porosidad y saturaciones resultantes se obtuvieron valores de reservas.

En consecuencia de los antes expuestos se realizó un nuevo cálculo de reservas manteniendo los valores oficiales de porosidad efectiva y saturaciones de petróleo.

### 5.7.1 Cálculo de POES

En la siguiente tabla se muestran los principales datos necesarios del yacimiento para la determinación de los parámetros, los resultados de el volumen, la porosidad en fracción, la saturación inicial del petróleo, para el cálculo del POES obtenido para el yacimiento estudiado, como también se muestran las reservas recuperables obtenidos para el yacimiento (Tabla 5.2).

Tabla 5.2 Variables para el cálculo del POES

Volumen (acre pie)	1750643.8
Porosidad (fracción)	0.27
So (fracción)	0.89
Boi (BY/BN)	1.067

### 5.7.2 Cálculo de reservas

Luego de obtener el POES y haber calculado el factor de recobro obtenemos las reservas recuperables. (Tabla 5.3).

Tabla 5.3 Variables para el cálculo de reservas

Resultados del cálculo de POES	
Factor de recobro %	19
POES (BN)	3024MMBN
Reservas recuperables (BN)	575MMBN

De acuerdo al resultado obtenido del POES para el yacimiento MFB-53 de la arena U1,3 del área, se muestra en la siguiente tabla una comparación aproximada del área Oeste, ya que según el libro de reserva el yacimiento tiene un POES de 5935MMBN lo que representa el 100% del yacimiento; en el área Este se estima que tiene un POES de 3024MMBN lo que representa el 51% del yacimiento, debido a los siguientes resultado se asume que el área Oeste tiene un POES de 2910MMBN que representa el 49% del yacimiento.

Tabla 5.4 Comparación del POES entre el área Este y el área Oeste del yacimiento MFB-53

	Porcentajes del POES	
POES Total	5935MMBN	100%
POES de área este	3024MMBN	51%
POES del área oeste	2910MMBN	49%

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. A través de la correlación de los pozos que atravesaron las formaciones Oficina y Merecure se establecieron los principales marcadores litológicos de los 180 pozos del área de estudio.
2. Las secciones estratigráficas demuestran continuidad lateral de la arena U1,3, sin embargo, existen zonas con depósitos de canales con coalescencia y espesores que varían entre 33 y 100 pies, hacia la zona central en el pozo MFB-672.
3. En el Campo Bare Este, en la arena U1,3, se definió un ambiente deltaico con influencia fluvial con facies de canales distributarios, barras de canales y llanura de inundación ; con una dirección de sedimentación que va desde el Suroeste-Noreste.
4. Mediante las secciones estructurales se validaron un total de 3 fallas de tipo normal con saltos variables de +/-50', 80' y 100' con dirección NO-SE definiéndose como fallas sellantes en aquellas zonas donde el espesor es inferior a 30' versus su salto de falla de 80' y 100', y parcialmente sellantes en zonas donde los espesores de la arena aumentan a 150'.
5. La estructura característica es un homoclinal de dirección NO-SE y buzamientos generalizados de 2° a 3° hacia el Noreste.

6. Luego de elaborada la caracterización petrofísica, las características de la arena U1,3 fueron representadas en los mapas de isopropiedades, definiendo las zonas de mejor calidad en el centro del yacimiento ya que presenta coalescencia donde hay mayor incidencia de opilaciones de canales teniendo concordancia con el modelo sedimentológico interpretado. Obteniendo los siguientes promedios ponderados: Volumen de arcilla: 9%, saturación de agua 12%, porosidad 27% y permeabilidad 3987 mD. Por lo que los valores obtenidos cotejan con los del modelo oficial.

7. El mapa isópaco-estructural permitió determinar los límites del yacimiento: este se encuentra limitado al Norte por un contacto de Agua Petróleo Origina CAPO @ - 3250', al Oeste limita por una falla normal primaria de dirección NO-SE con buzamiento NE y al Este con una falla normal de dirección NO y finalmente al Sur con un límite de roca.

8. En este yacimiento se obtuvo un POES de 3024 MMBN y unas reservas recuperables de 575 MMNB.

### **Recomendaciones**

1 Realizar análisis PPM cloruro de sodio (NaCL), para determinar si el agua de los pozos es realmente del contacto.

- 2 Se propone realizar una sísmica de esta área de manera de verificar la interconectividad de los fluidos, debido a que determinó que existe una falla de carácter sellante que divide a la zona Oeste de la Este.
- 3 Oficializar el modelo estático de la arena U1,3 del yacimiento MFB-53 Campo Bare Este, tomando en cuenta lo expuesto en este trabajo.
- 4 Revisar cuales pozos penetran parcial y totalmente la unidad U1,3 a fin de discretizar las zonas candidatas a los proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos.

## REFERENCIAS

Alfonsi, P. (1999) **SEDIMENTOLOGÍA DE CLÁSTICOS Y ELECTROFACIES**. CIED Centro Internacional de educación y Desarrollo. PDVSA Exploración y Producción. Maracaibo. Venezuela, pp115.

Allen, G. (1989) **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPOSITOS CLÁSTICOS**. Total Exploración Laboratory, pp: 44-77.

Arias, F. (2006) **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**. Sexta edición, Editorial: Episteme. Caracas, Venezuela, pp 27-83.

Nunez, A. y Primera, L. (2011) **EVALUACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR (ICV), EN EL YACIMIENTO MFB-53 ARENA U1,3 DEL CAMPO BARE**.

Bottaro, I. (2003) **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DEL YACIMIENTO MFB-15 ARENA TL FORMACIÓN OFICINA, CAMPO BARE, ÁREA HAMACA, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar.

Bosset y Chirinos (2006) **EVOLUCIÓN GEODINÁMICA DELA C.O.V. RELACIÓN DE LA LITOESTRATIGRAFIA DE LA FASES EVOLUTIVAS DE LA CUENCA**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar.

Castro, H. y Dionar J. (2011) **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA ARENA U1,3 LENTE U2,3 DEL YACIMIENTO MFB-53, ÁREA ÉSTE DE CAMPO BARE. PERTENECIENTE AL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar.

Centro Internacional de educación y desarrollo (CIED) (1997) **CARACTERIZACIÓN DE ENERGÍA DE LOS YACIMIENTOS**.

Coleman & Prior. (1.992). **“DELTAS ENVIROMENTS AND FACIES”**. Editorial MCGRILL HILL BOOK COMPANY, NEW YORK, pp 39-178.

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

Dicroce, C. (1999) **SECUENCIA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.** Trabajo de grado de la Universidad central de Venezuela.

Funkhouser (1948) **CORRIMIENTO DE ANACO.** Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar.

Galloway & Hobday (1996) **TERRIGENOUS CLASTIC DEPOSITIONAL SYSTEMS,** pp 365-423.

González, N. (2011) **DISEÑO DE LA INFRAESTRUCTURA DE SUPERFICIE PARA LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO BARE (ESTE), PERTENECIENTES AL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.** Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.

González de Juana et al. (1980) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS.** Editorial Foninves. Caracas, Venezuela, pp 617-619, 644-646, 655-657, 671, 926-928, 948-954.

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

Hernández, J. (1979) **RECOLECCIÓN DE DATOS.** New York, pp 57-65.

Herdberg (1950) **PRINCIPALES ELEMENTOS ESTRUCTURALES DE LA C.O.V.** Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar.

López, L. (2005) **DESARROLLO DE CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTO PERTENECIENTES A LOS CAMPOS ARECUNA Y BARE**

**DEL ÁREA DE AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.** Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.

Meneses, L. (2013) **DETERMINACIÓN DE LA TASA CRÍTICA DE PRODUCCIÓN DE ARENA A TRAVÉS DE ANÁLISIS ESTADÍSTICOS Y DE PRODUCCIÓN EN EL YACIMIENTO U1, 3 MFB-53 DEL CAMPO BARE DISTRITO SAN TOMÉ DVISION AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.** Proyecto de pasantías, UNFA, San Tomé.

Miranda, J. (2004) **PETROFÍSICA PARA GEOLÓGOS E INGENIEROS DE EXPLOTACIÓN.** Publicación interna de CORPOVEN.S.A. pp 117-143.

Ministerio de Energía y Petróleo (2005) **DEFINICIONES Y NORMAS DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS,** pp 05, 08, 09, 11, 15.

Parnaud, F. (1995) **EVOLUCIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA** Trabajo Especial de Grado, Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) (2002) **EVALUACIÓN DE FORMACIONES.** Quinta versión, pp 65.

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) (1997) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS.** Segunda edición pp 2-30.

Rivadulla, R. (2004) **CARTOGRAFÍA DE SUPERFICIE Y SUBSUELO.** FundaGeominas, Ciudad Bolívar. P 417.

Sabino, C. (1992) **EL PROCESO DE INVESTIGACIÓN.** Editorial Panapo, Caracas, Venezuela, P 216.

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

Schlumberger. (1997) Dicroce, C (1999) **EVALUACIÓN DE POZOS**. Editor WEC, Caracas, Venezuela, pp 25-28.

Tamayo, M. (2000) **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA**. Editorial: Limusa. Ciudad de México, México. P 37.

TECNOSINERGIA, (2001) **ESTUDIO INTEGRADO DEL CAMPO JOBO**.

Villarroel, R. (2010) **REINTERPRETACIÓN DE LA ARENA S5-T (ÁREA TRADICIONAL DE SAN TOMÉ), DEL CAMPO MELONES. ÁREA MAYOR DE OFICINA. DISTRITO SAN TOMÉ. ESTADO ANZOÁTEGUI**. Universidad De Oriente. Ciudad Bolívar, Venezuela. Trabajo de grado no publicado, pp 100-110.

## **APÉNDICES**

## **APÉNDICE A**

**Base de datos del yacimiento MFB-53 (Arena U1,3**

A.1 Datos generados de los pozos presentes en el yacimiento estudiado MFB-53 para la arena U1,3

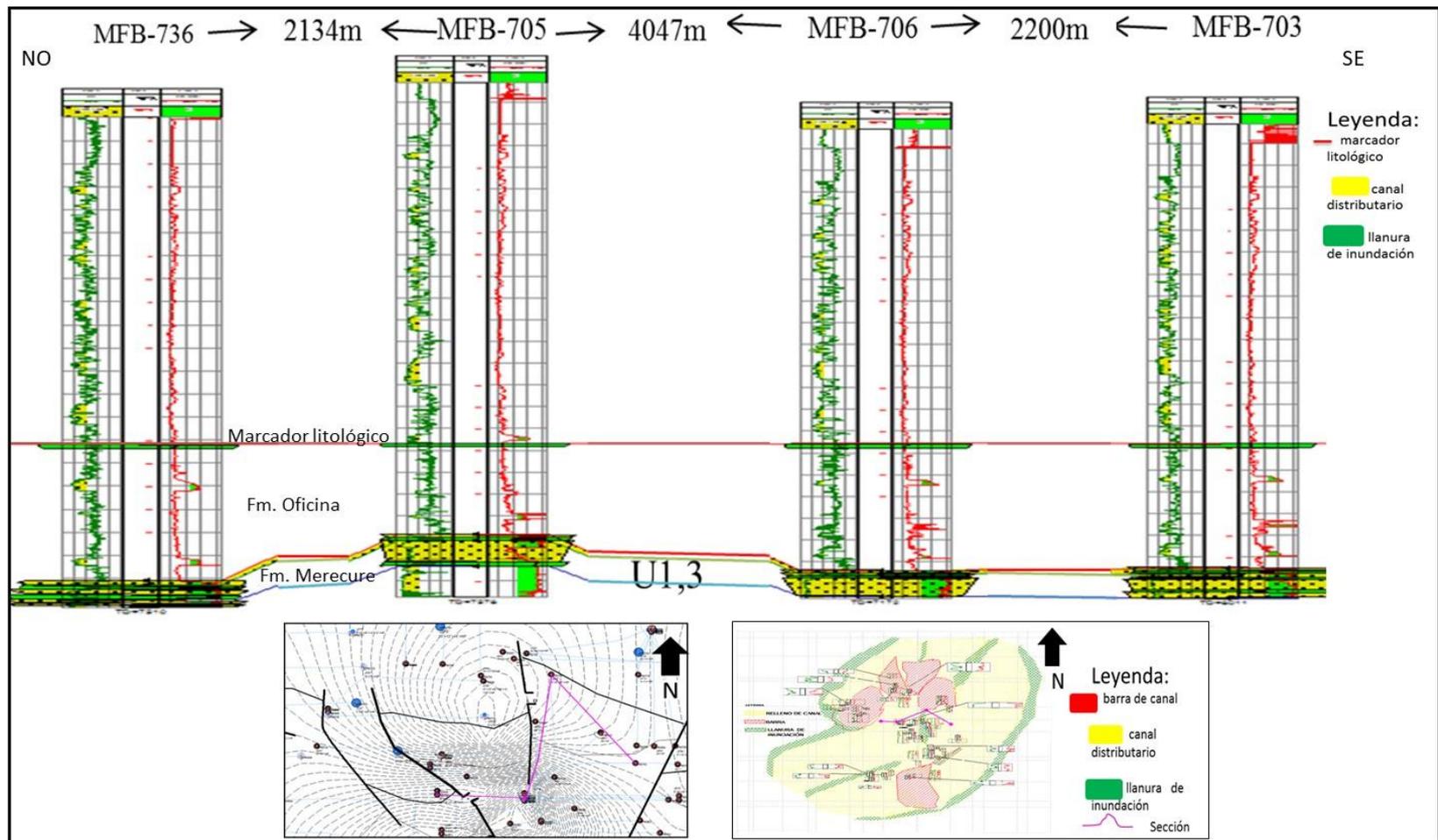
POZO	E.M.R.(pies)	TOPE (pies)	BASE (pies)	TVDSS (pies)	ESPEJOR AN (pies)	ESPEJOR ANP (pies)
MFB 849	388,1	3219	3158	2889	61	61
MFB 672	616,3	3009	3111	2495	102	102
MFB 751	508,9	3090	3180	2672	90	90
MFB 754	439,1	3050	3075	2635	25	25
MFB 688	433,38	2981	3119	2688	138	138
MFB 703	358,9	2953	3070	2711	117	117
MFB 689	574,8	3052	3155	2582	103	103
MFB 708	559,5	3050	3104	2544	54	54
MFB 711	579	3050	3148	2569	98	98
MFB 712	577	3033	3177	2602	144	146
MFB 713	482,7	2961	3100	2564	139	139
MFB 727	452	3090	3222	2777	132	132
MFB 730	456,7	3098	3243	2787	145	145
MFB 733	468	3078	3195	2727	117	117
MFB 736	411,2	3015	3122	2715	107	107
MFB 739	621,7	3115	3120	2493	5	5
MFB776	440,7	3082	3165	2724	83	83
MFB777	439,4	3110	3168	2729	58	58
MFB779	438,1	3160	3275	2837	115	80
MFB780	368,377	3069	3129	2763	60	35
MFB802	403,6	3183	3080	2952	103	93
MFB803	403,8	3235	3370	2975	135	60
MFB809	494,9	3070	3176	2682	106	40
MFB810	494,9	3090	3180	2685	90	38
MFB829	457,5	3063	3086	2643	23	20
MFB831	523,44	2956	3000	2481	44	50
MFB836	518,98	3099	3180	2661	81	54
MFB839HP	604,2	3028	3040	2454	12	25
MFB880	407,9	3200	3341	2912	141	45
MFB876	636,2	3008	3123	2487	115	40
MFB666	527,64	2985	3080	2548	95	50
MFB669	640,14	3020	3131	2542	111	75
MFB670	639,78	3021	3151	2498	130	60

Continuación de la tabla A.1

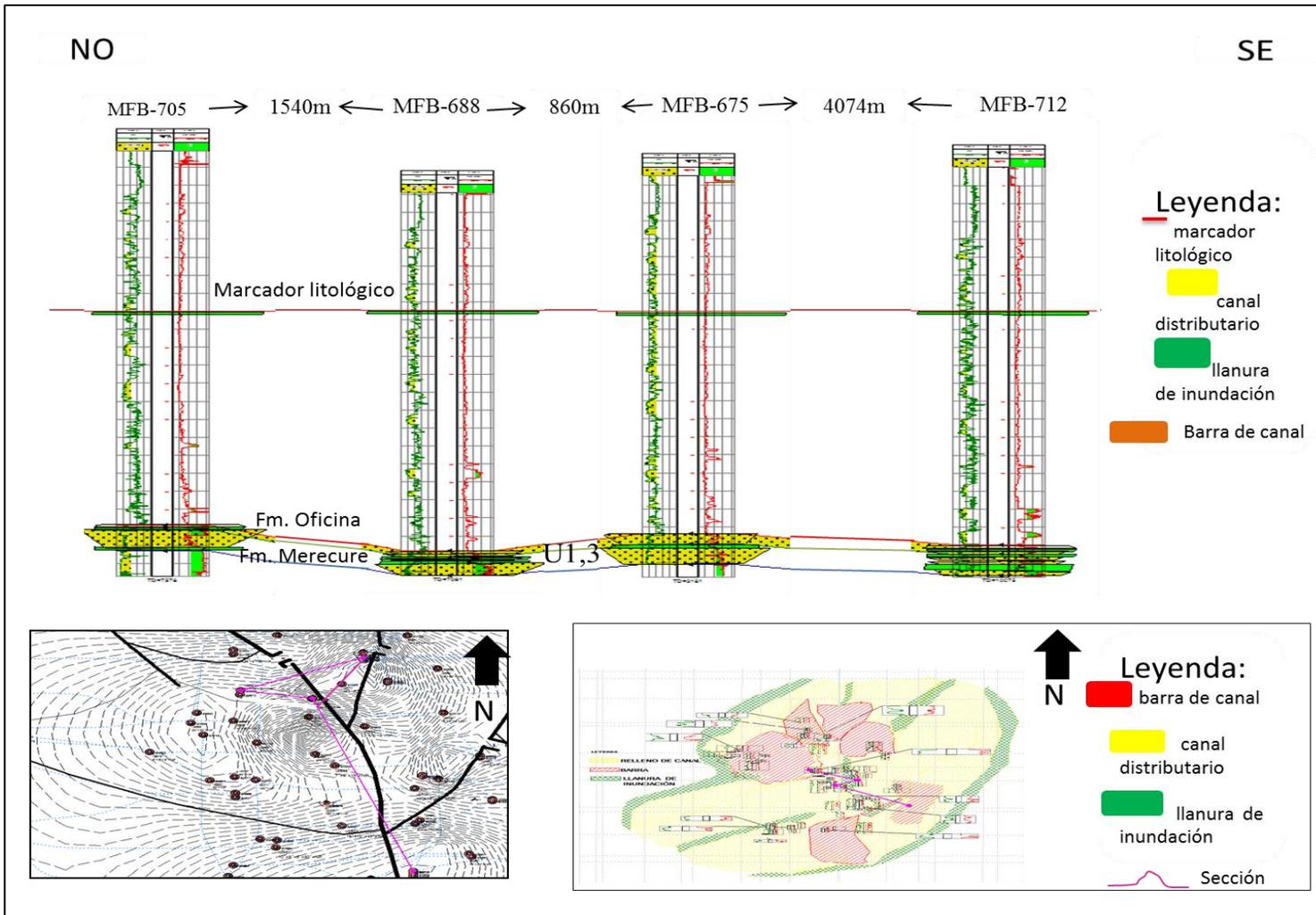
MFB697	515	3060	3130	2611	70	70
MFB698	520	3050	3140	2604	90	70
MFB750	508,9	3062	3150	2644	88	40
MFB856	579,3	3498	3520	2904	22	12
MFB867	650,5	2968	3040	2353	72	32
MFB882	407,7	3229	3360	2952	131	42
MFB894	634,9	3047	3140	2507	93	38
MFB904	401,3	3280	3317	2915	37	15
MFB918HP	422,57	3374	3417	3105	43	73
MFB705	362,4	2984	3128	2767	144	146
MFB707	361	2970	3100	2818	130	130
MFB706	362	2940	2973	2698	33	33
MFB708	559	3050	3100	2545	50	35
MFB710	506	3067	3120	2611	53	35
MFB714	483	2972	3080	2612	108	70
MFB735	406	3102	3239	2836	137	70
MFB837	400	3260	3342	3140	82	90
MFB652	623	3022	3160	2559	138	90
MFB658	645	3065	3160	2414	95	52
MFB661	592	2993	3070	2490	77	50
MFB662	652	3031	3090	2448	59	47
MFB664	640	3049	3080	2550	31	110
MFB909	511	3411	3555	3109	144	134
MFB916	390	2885	3000	2613	115	115
MFB919	390	2911	2978	2596	67	50
MFB657	655	3072	3210	2567	138	70
MFB671	640	3022	3150	2514	128	100
MFB678	633	2968	3110	2536	142	90
MFB895	462	2945	2998	2543	53	53

## **APÉNDICE B**

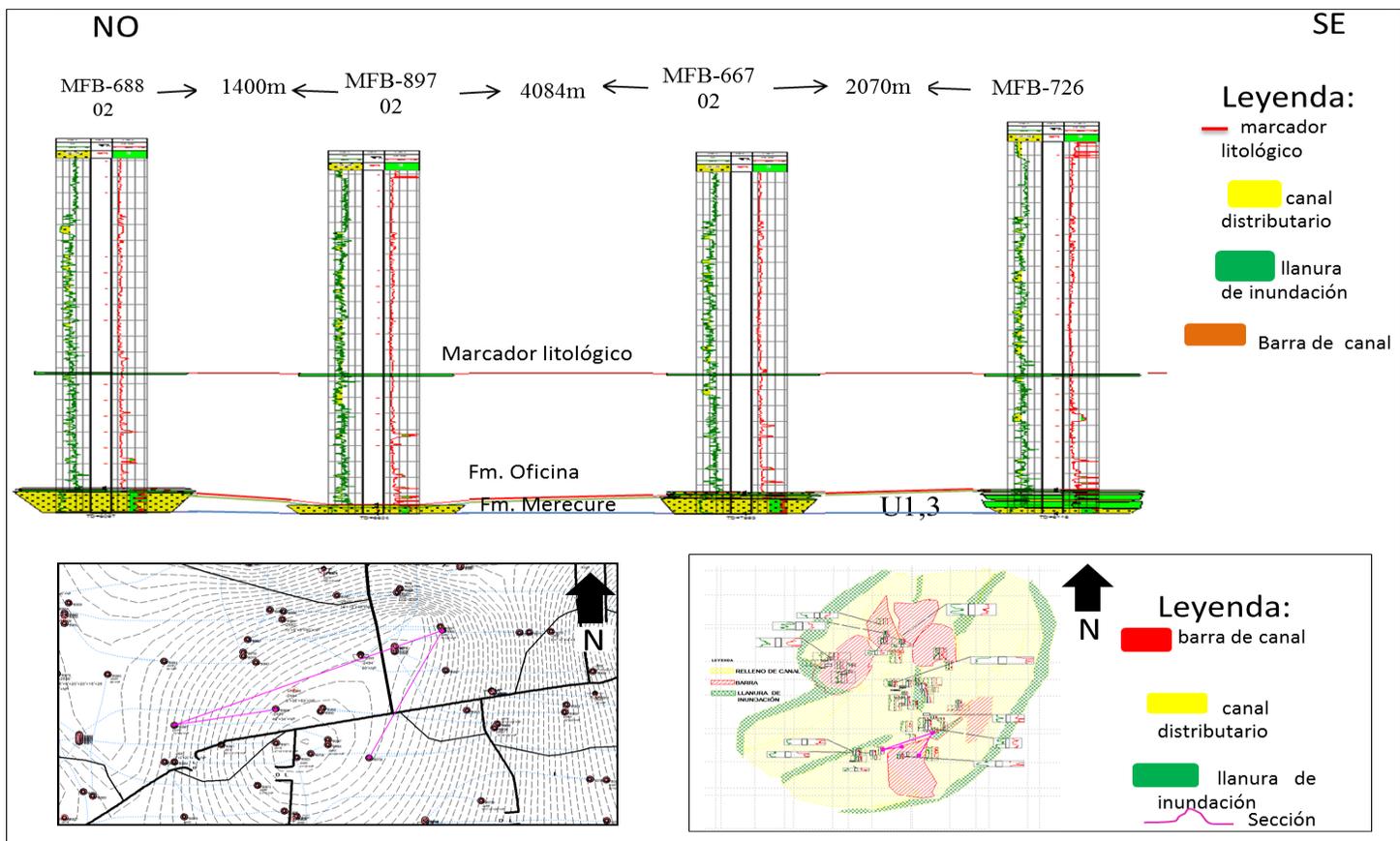
### **Secciones estratigráficas**



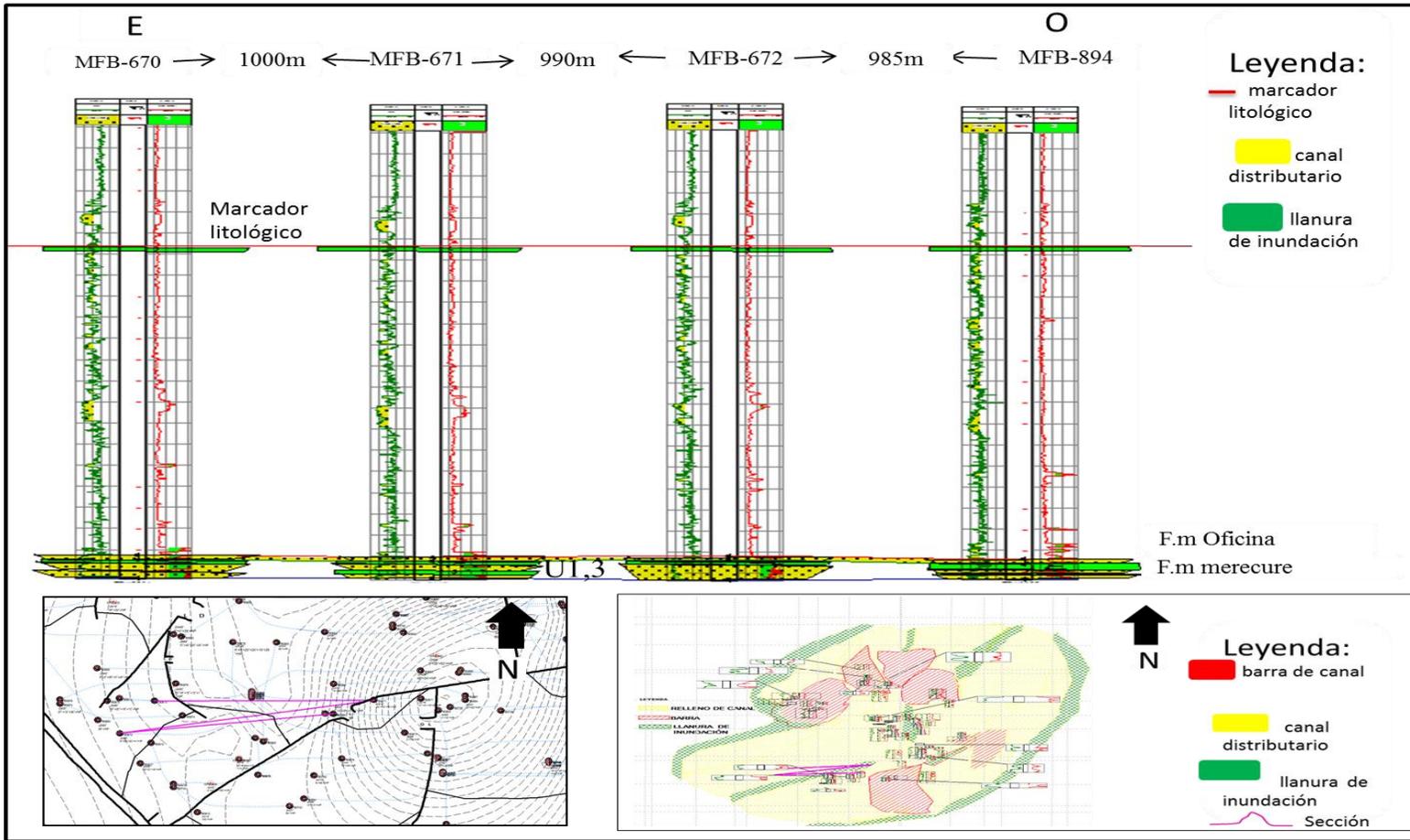
B.1 Sección estratigráfica A-A'.



B.2 sección estratigráfica B-B'.



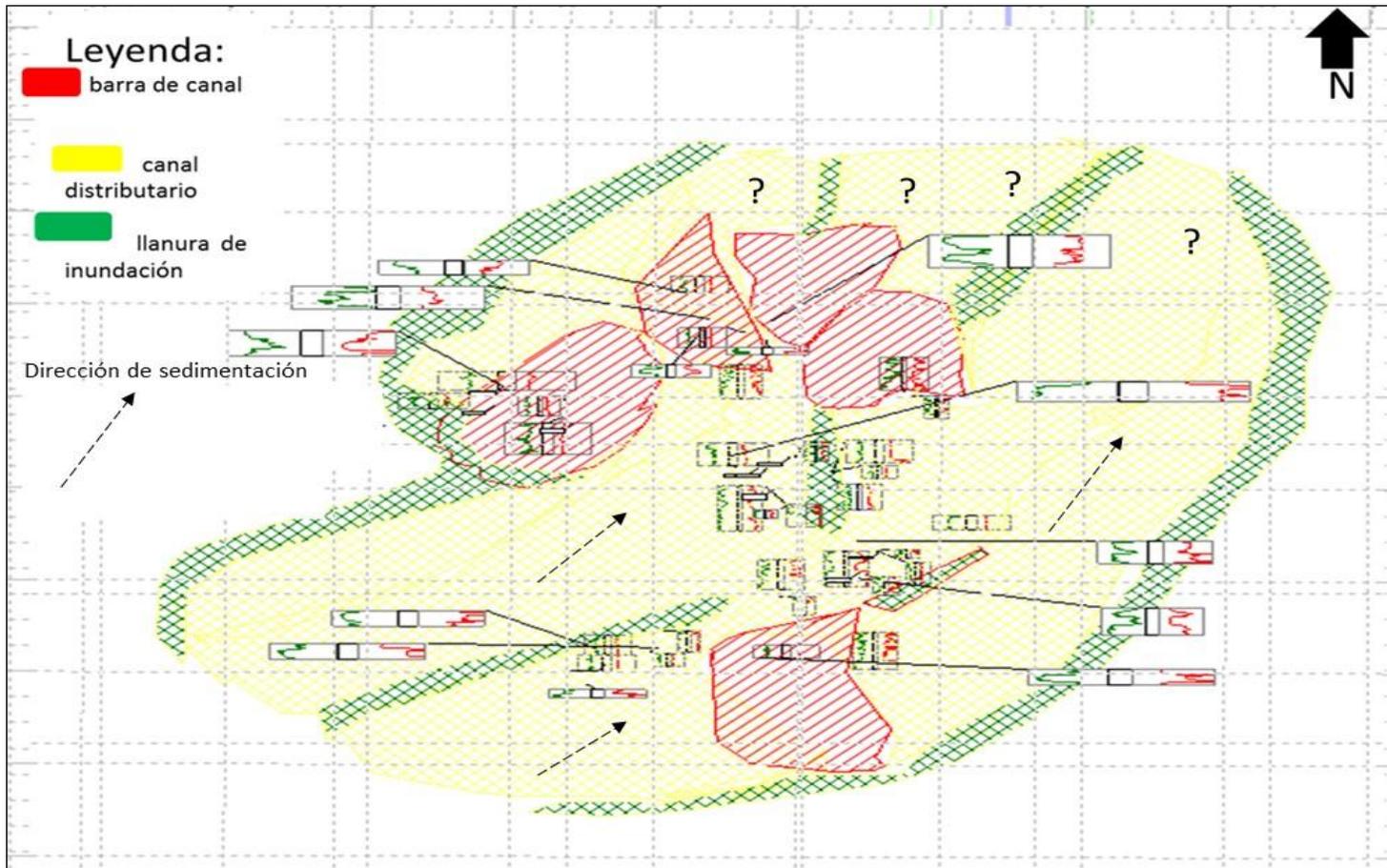
B.3 sección estratigráfica C-C'.



B.4 seccion ertratigrafica D-D´.

## **APÉNDICE C**

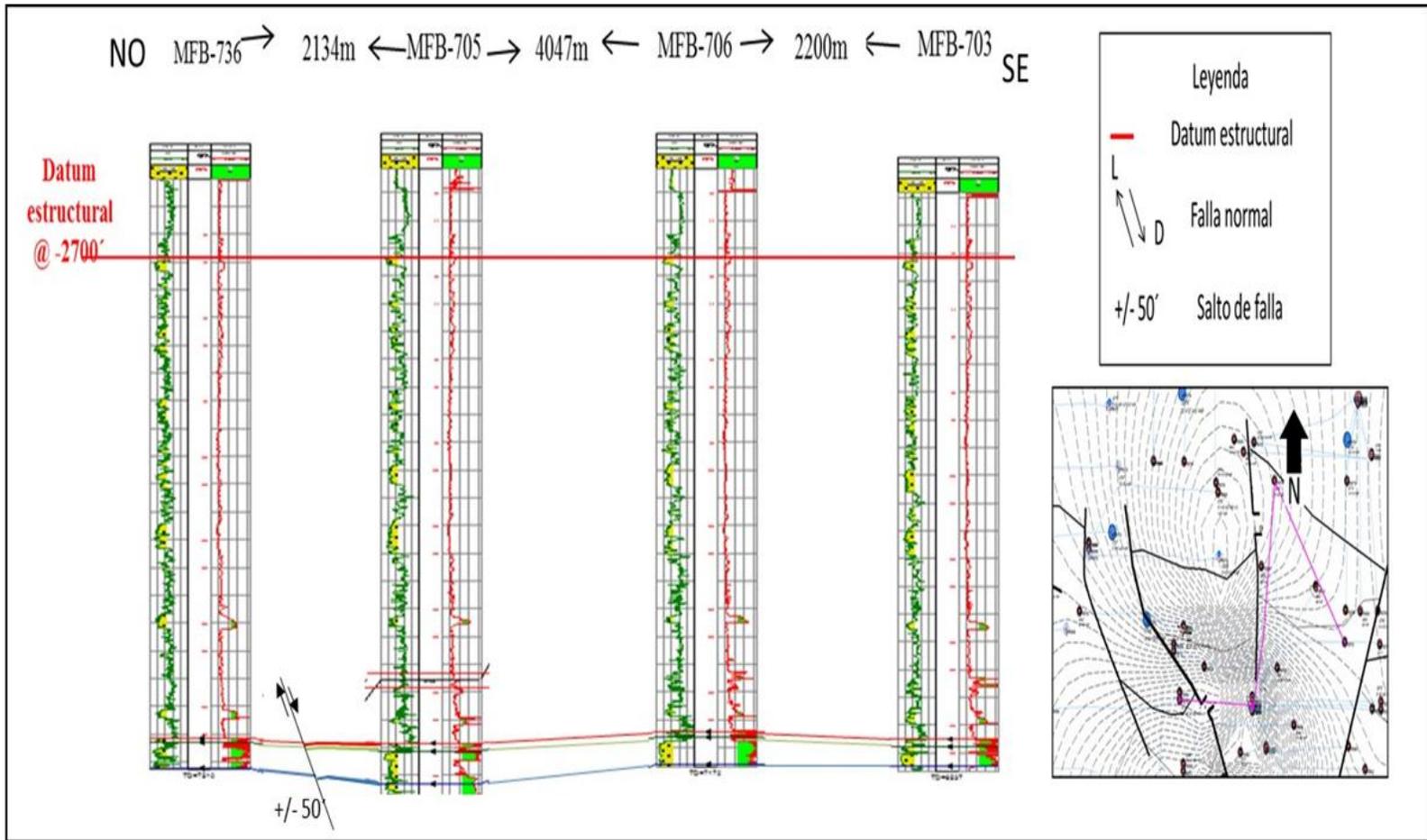
### **Mapa de electrofacies**



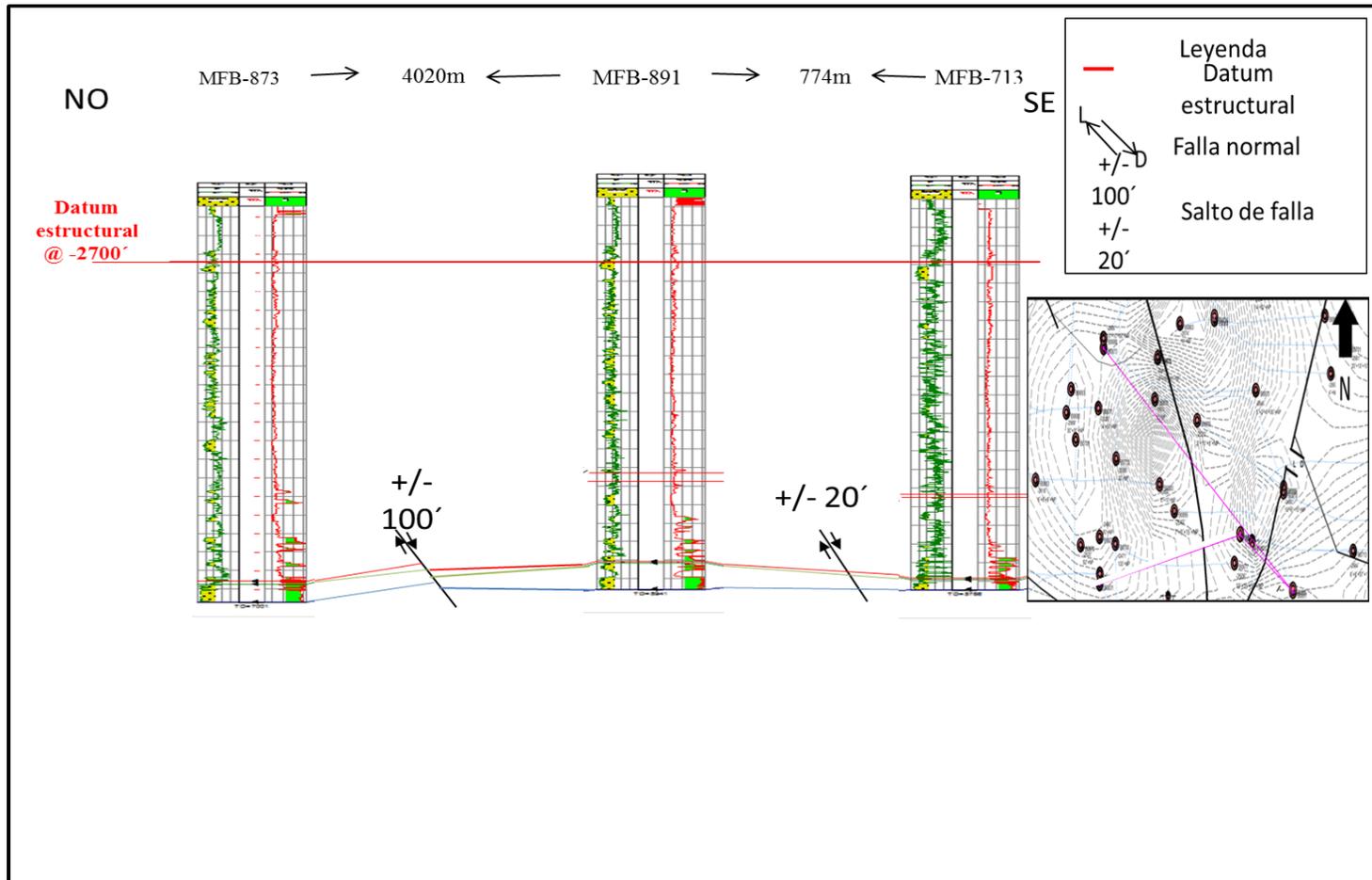
C.1 Mapa de electrofacies del yacimiento MF B-53 de la arena U1,3.

## **APÉNDICE D**

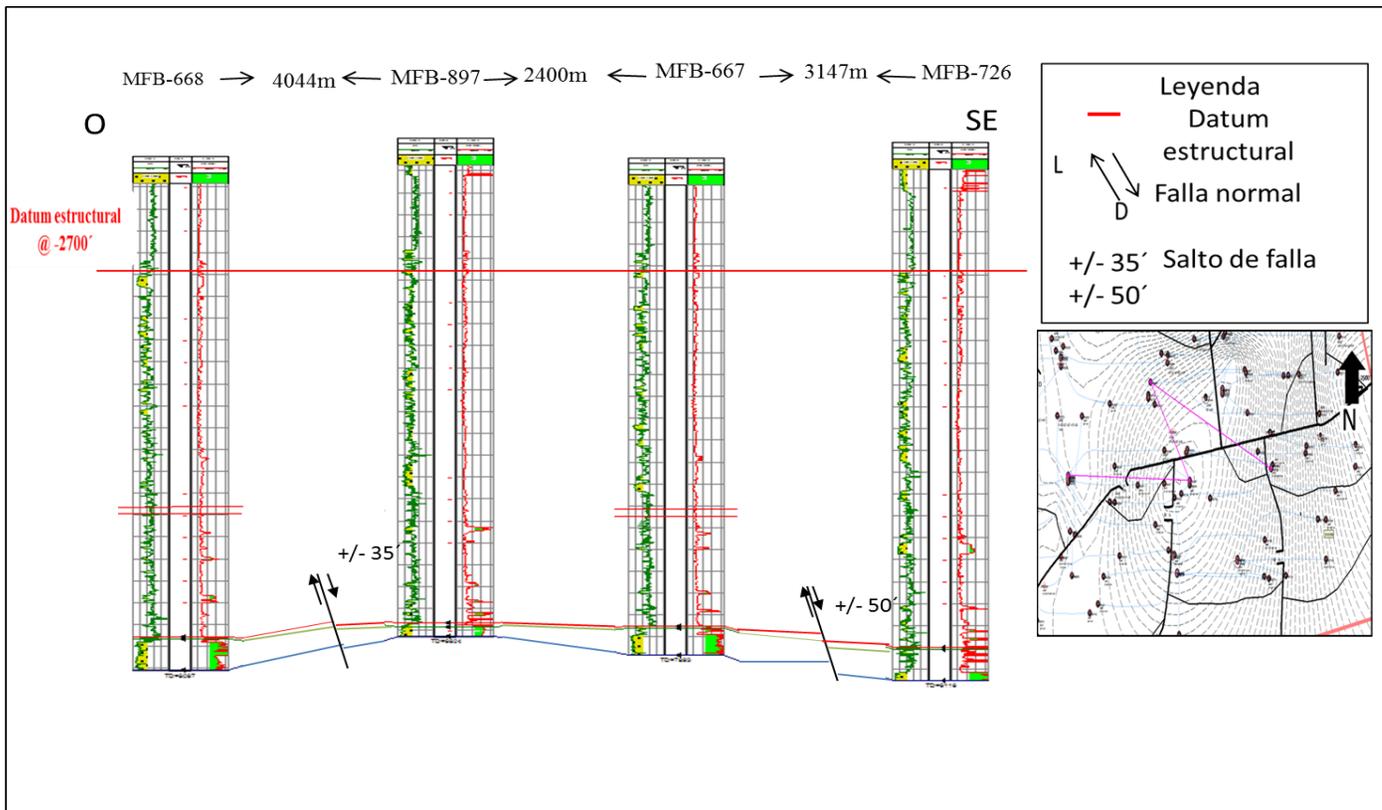
### **Secciones estructurales**



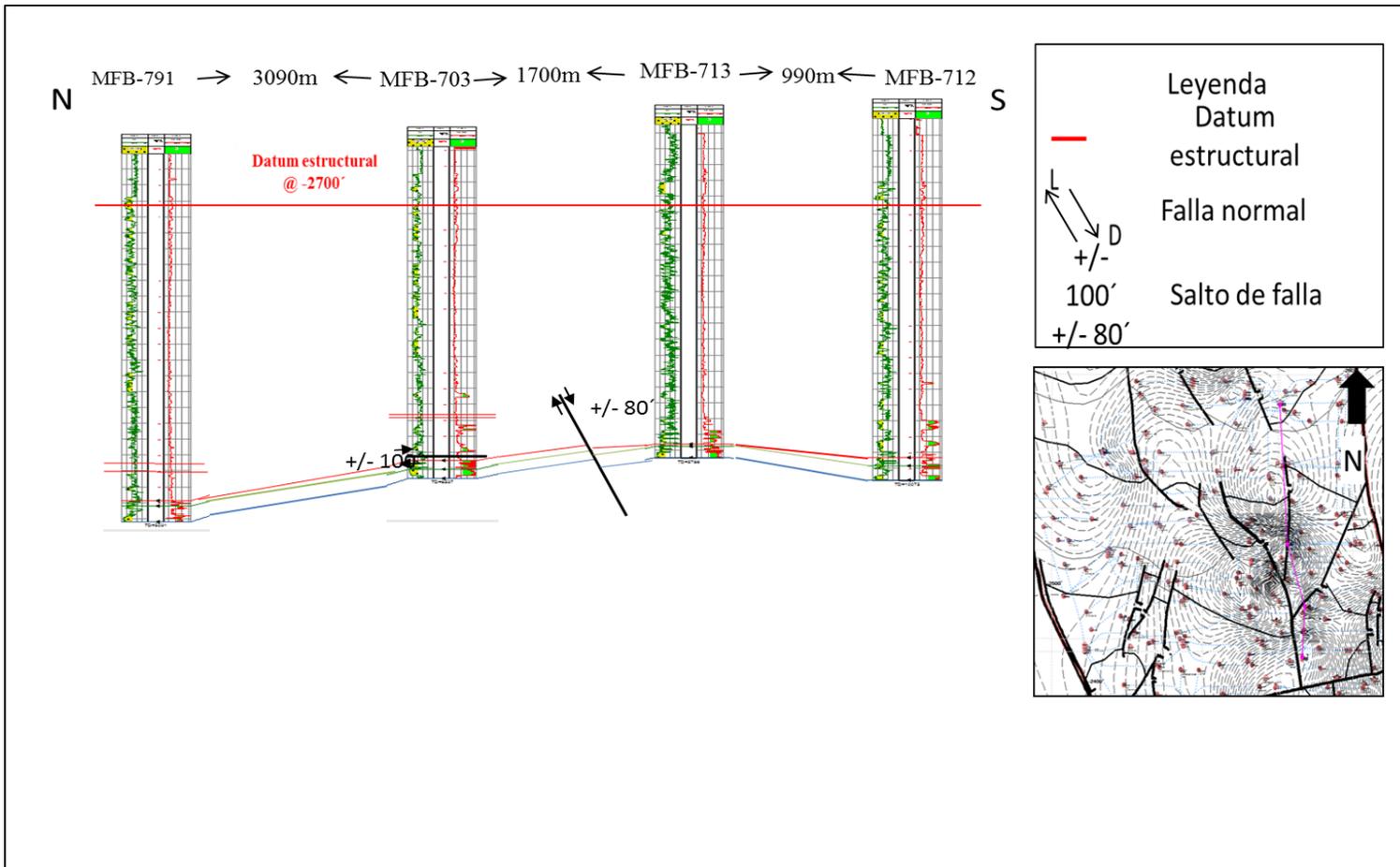
D.1 sección estructural A-A'.



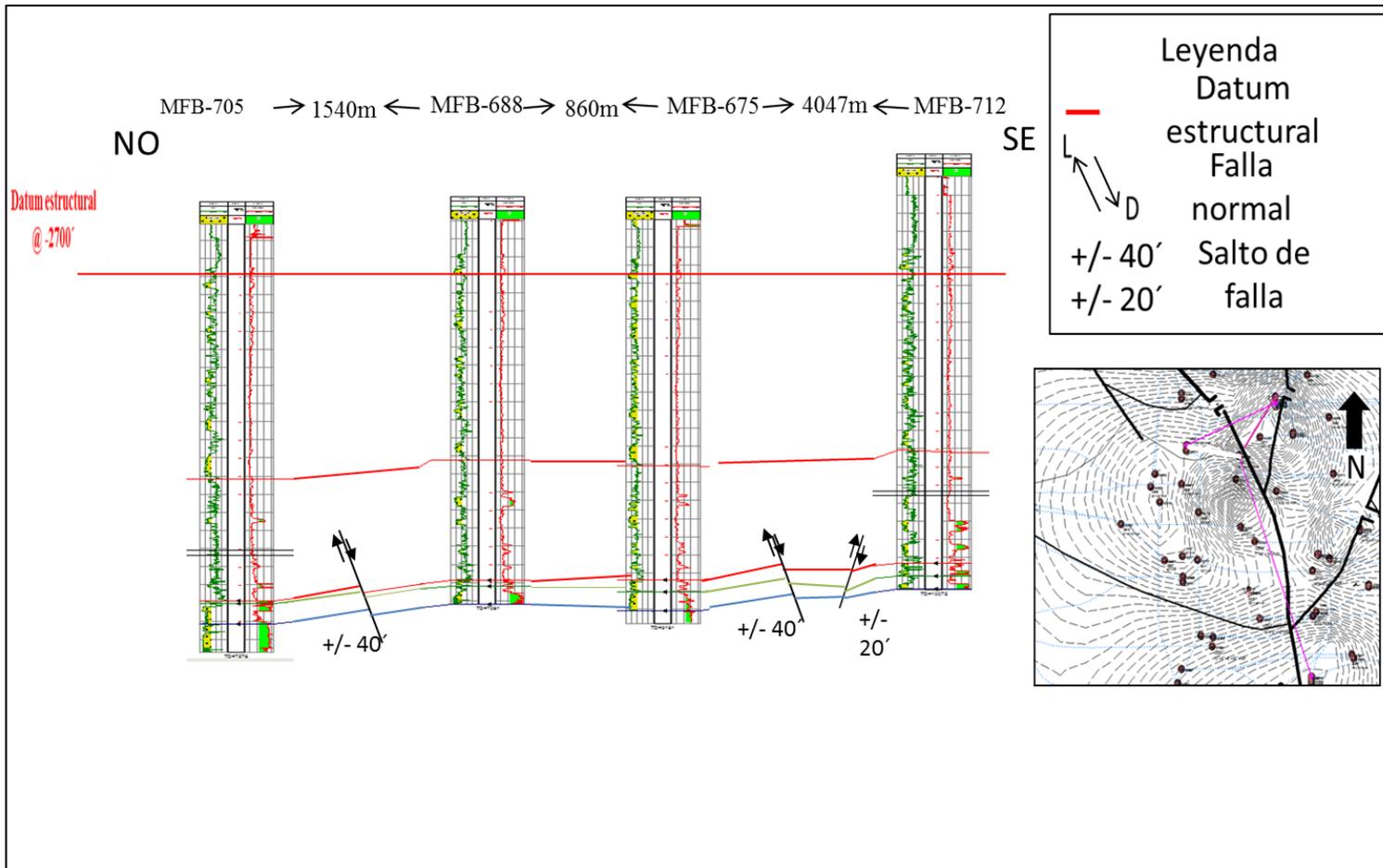
D.2 sección estructural B-B'



D.3 sección estructural C-C'.



D.4 sección estructural D-D'.



D.5 Sección estructural E-E'.

## **APÉNDICE E**

### **Sumario Petrofísico**

Tabla E.1 Sumario Petrofísico

POZO	Vsh%	Sw%	Øe%	KmD
MFB 849	6	13	27	1687
MFB 672	5	9	29	3987
MFB 751	5	16	27	2084
MFB 754	5	9	27	2018
MFB 688	5	9	29	4639
MFB 703	5	11	31	6456
MFB 689	5	9	29	3726
MFB 708	5	12	28	2677
MFB 711	5	9	29	3922
MFB 712	5	10	28	3202
MFB 713	5	9	30	4639
MFB 727	5	10	30	4639
MFB 730	5	10	31	5938
MFB 733	5	10	29	4313
MFB 736	5	10	30	4964

Continuación de la tabla E.1

MFB 739	5	10	29	4313
MFB 773	5	11	29	3660
MFB 774	5	9	25	1221
MFB 776	5	9	29	3333
MFB 777	5	10	28	2677
MFB 779	5	9	30	5289
MFB 780	5	9	27	2348
MF 802	5	12	31	6133
MFB 803	5	12	29	3987
MFB 809	5	11	28	2676
MFB 810	5	10	28	2545
MFB 829	5	11	26	1355
MFB 831	5	12	29	3333
MFB 836	5	11	29	3595
MFB 839	6	14	26	1687
MFB 880	5	16	28	3005
MFB 876	5	10	28	2677
MFB 666	5	11	30	3333
MFB 669	5	12	29	4964

Continuación de la tabla E.1

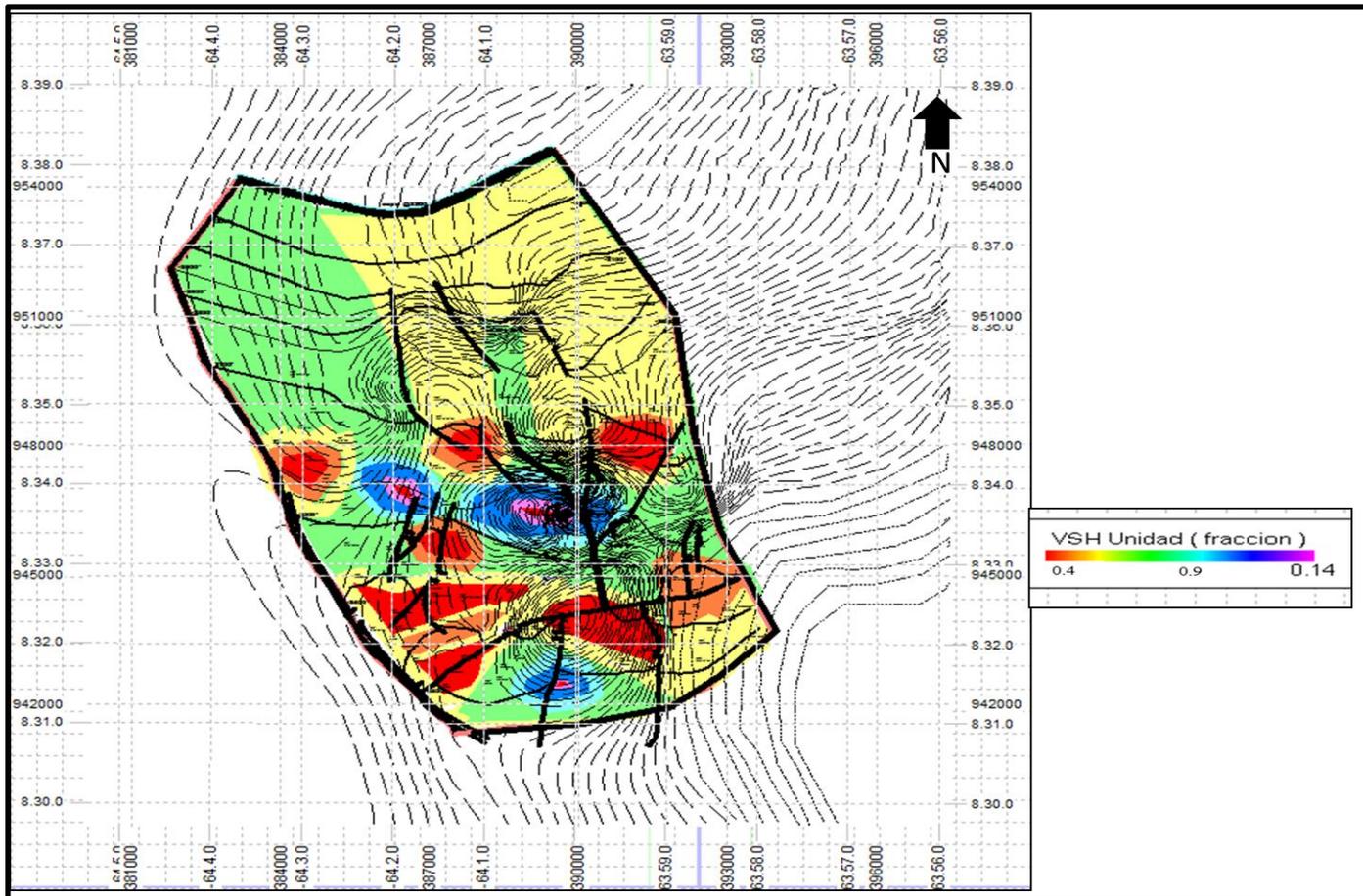
MFB 670	5	14	30	3987
MFB 697	5	12	28	4639
MFB 698	5	11	24	4639
MFB 750	5	9	27	2677
MFB 856	5	11	28	820
MFB 867	5	11	26	2150
MFB 882	5	10	28	2808
MFB 885	5	12	25	1355
MFB 894	5	16	30	2545
MFB 904	5	14	27	1021
MFB 918	5	12	31	4834
MFB 890	5	16	31	2348
MFB 705	5	16	29	5938
MFB 707	5	9	26	5938
MFB 873	5	12	31	3987
MFB 883	6	12	27	1355
MFB 706	5	10	27	5938
MFB 708	5	9	30	2348
MFB 710	5	10	30	2348

Continuación de la tabla E.1

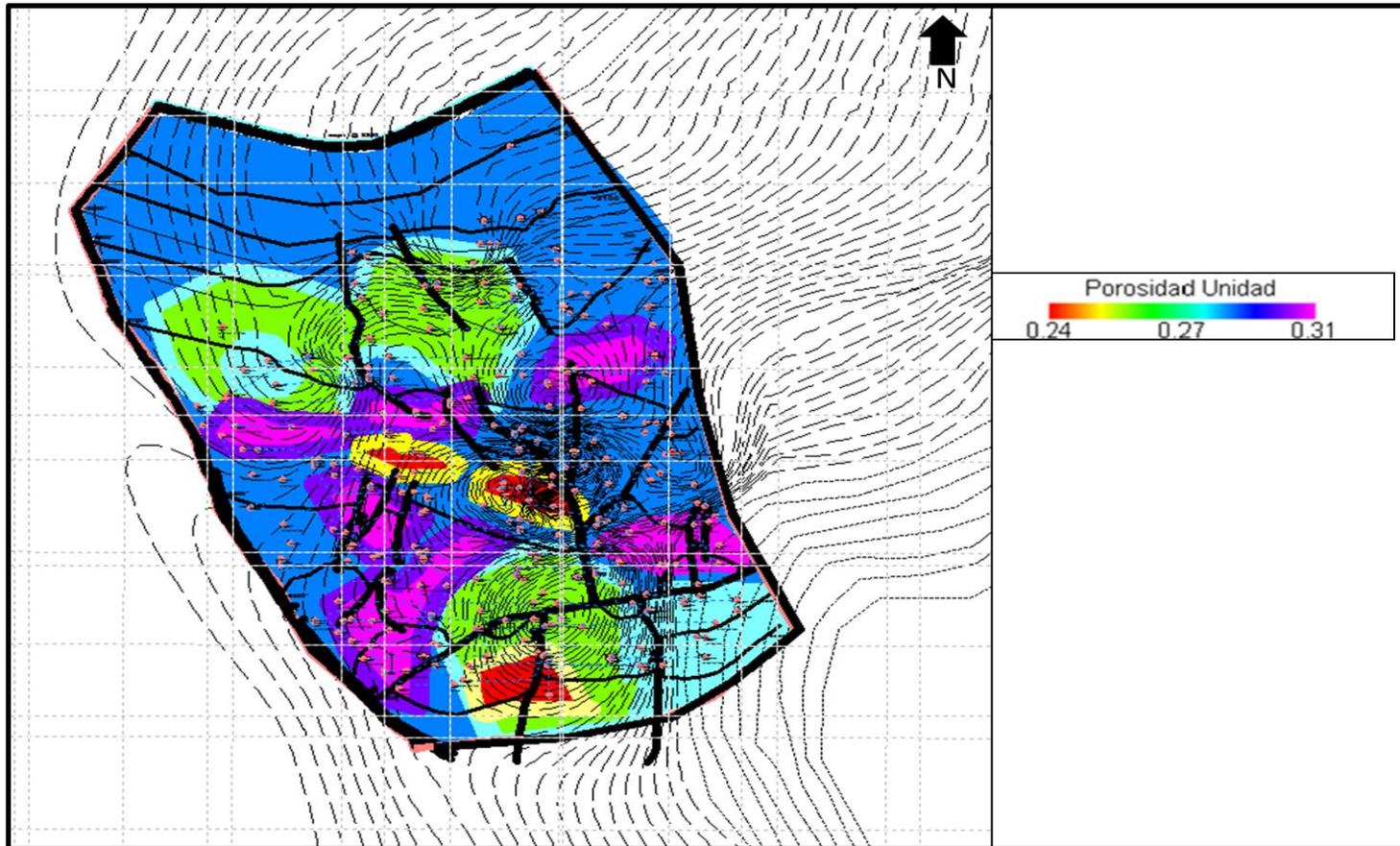
MFB 714	5	9	31	4639
MFB 735	5	9	31	4639
MFB 837	5	14	29	5938
MFB 652	5	12	29	5938
MFB 658	5	11	28	3464
MFB 661	5	16	31	3333
MFB 662	5	14	32	3136
MFB 664	5	15	31	7233
MFB 909	5	14	32	8780
MFB 916	5	16	28	3005
MFB 919	5	12	29	3333
MFB 657	5	12	31	4639
MFB 671	5	11	30	6586
MFB 672	5	10	31	5159
MFB 678	5	10	30	5938
MFB 877	5	14	30	5289
MFB 891	5	14	30	4639
MFB 895	5	16	27	2018

## **APÉNDICE F**

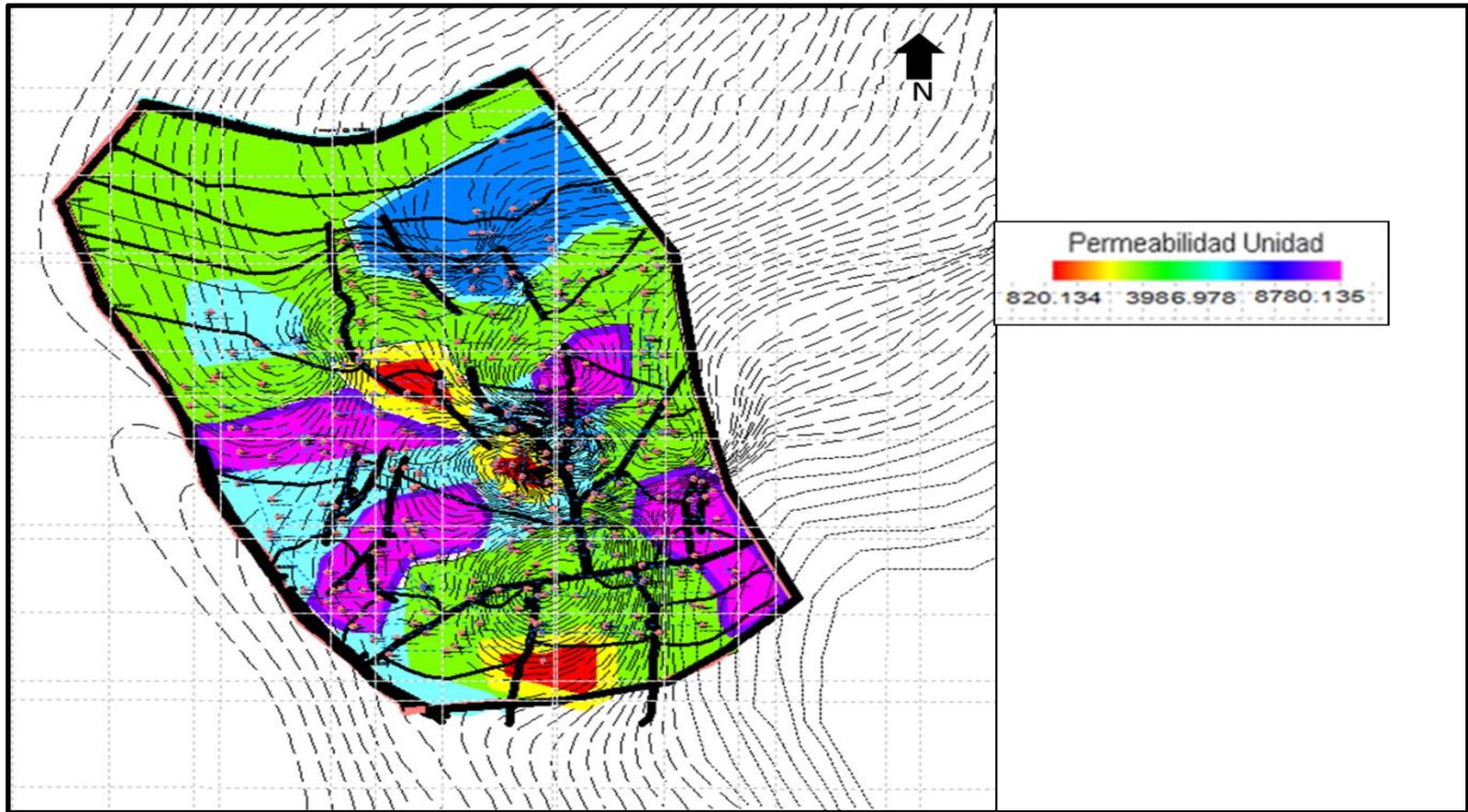
### **Mapa isopropiedades**



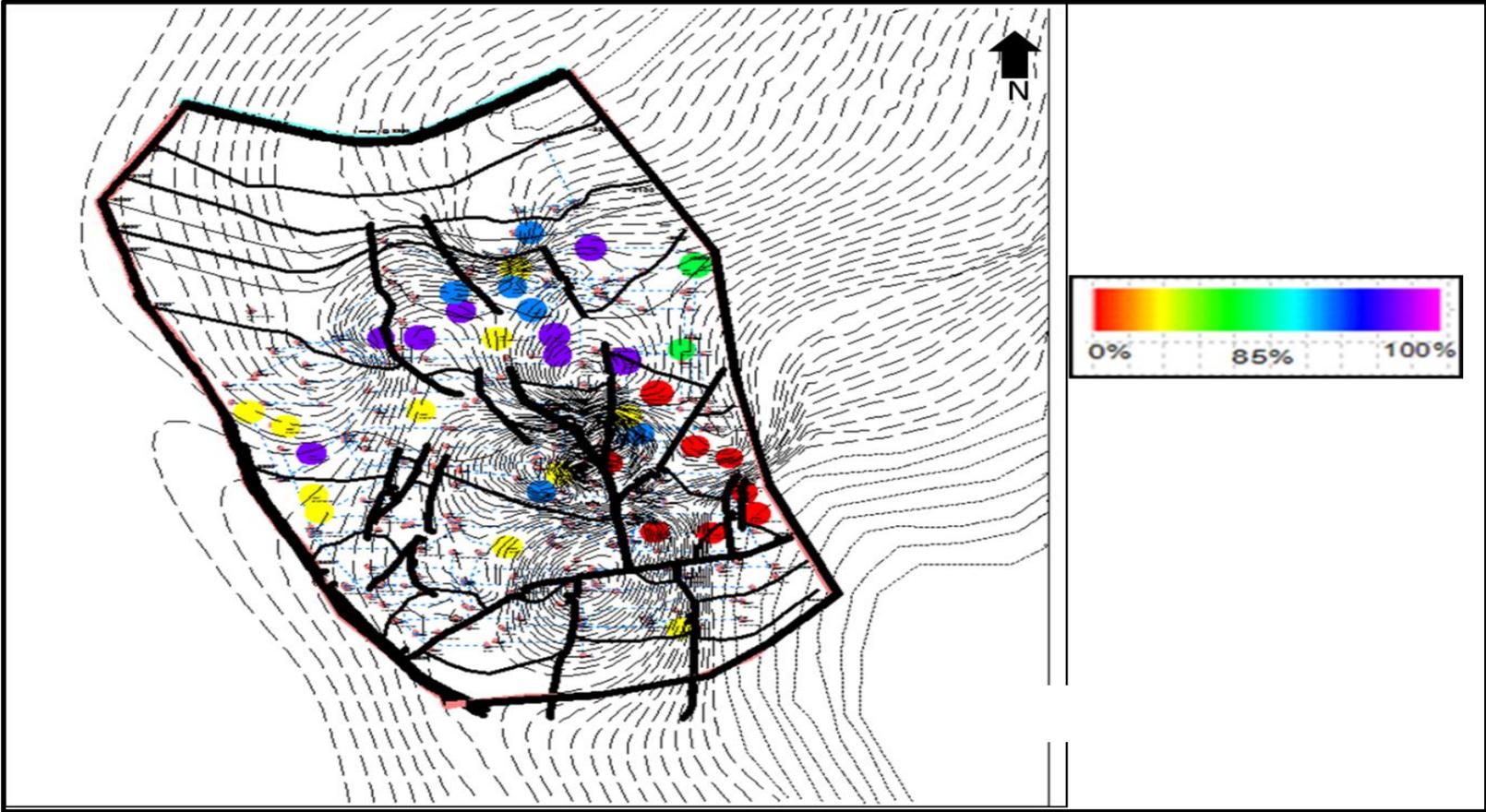
F.1 Mapa de isoarcillosidad del yacimiento MFB-53 arena U1,3.



F.2 Mapa de isoporosidad del yacimiento MFB-53 arena U1,3.



F.3 Mapa de isopermeabilidad del yacimiento MFB-53 arena U1,3.



F.4 Mapa de burbuja del yacimiento MFB-53 arena U1,3.

## **APÉNDICE G**

**Producción de los pozos de la arena U1,3 yacimiento MFB-53**

## G.1 Producción de los pozos de la arena U1,3 yacimiento MFB-53

POZOS	YACIMIENTO	YACIMIENTO ACTUAL	CATEGORIA	POTENCIAL	FECHA ULTIMA PRUEBA	BNPD	%AYS	API	RGP	COMENTARIO	RECOMENDACIONES
MFB 964	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	20/02/2016	677	0.5	10	272	ALTA RELACION DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR PRUEBAS DE PRODUCCION Y CARGAR EN CENTINELA
MFB 918	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	04/02/2014	12	81.9	10.7	5833	ALTA RELACION DE AGUA Y PETROLEO	EVALUAR ZONA DONDE SE ENCUENTRA UBICADO EL POZO
MFB 837	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	13/08/2014	42	70	10	810	EXCLUIDO DE POTENCIAL POR FALTA DE TUBERIA PARA COMPLETAR	REALIZAR CHEQUEO MECANICO MAS PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 909	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	19/02/2016	125	50	9.9	360	DESMANTELADO EN LA FACILIDAD DE SUPERFICIE	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 904	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	03/03/2015	275	16.7	8.5	742	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 961	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	19/02/2016	405	0.5	9.4	94	DESMANTELADO EN LA FACILIDAD DE SUPERFICIE	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 821	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	01/06/2012	79	98.8	9.8	13	POZO CON ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 900	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	18/04/2016	445	44.5	9.6	34	DESMANTELADO EN LA FACILIDAD DE SUPERFICIE	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 881	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	24/05/2015	92	84	8.2	380	FALTA MATERIAL PARA COMPLETAR, SE PRESUME ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 837	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	13/08/2014	42	70	10	810	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACION	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 797	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	04/09/2011	487	2.5	9.7	501	POZO ARENADO	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 846	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	100	18/04/2016	79	36.6	9.6	101	EN ESPERA DE INTERBENCION DE CABILLERO	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 803	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	14/07/2013	128	79.5	9.3	31	EN ESPERA DE INTERBENCION DE CABILLERO	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 798	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	05/03/2015	40	77.9	9	225	ALTA RELACION DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 882	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	23/07/2012	279	51.2	9.2	3771	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 797	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	04/09/2011	487	2.5	9.7	501	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 894	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	20/09/2017	76	9.3	9.2	303	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACION	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 802	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	20/01/2014	67	86.1	9.7	507	POZO CON ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 796	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	21/01/2014	4	81.1	9	673	POZO CON ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION
MFB 880	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	23/11/2011	527	0.5	9.7	342	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCION DE CABEZAL CHEQUEO MECANICO Y PRUEBA DE PRODUCCION

Continuación de la tabla G.1

MFB 795	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	22/02/2014	28	90.4	9.6	793	POZO CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 186	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0	09/12/1998	78	46	0	1833	ABANDONADO	EVALUAR ZONA DONDE SE ENCUENTRA UBICADO EL POZO, REALIZAR CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 775	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	220	17/12/2017	201	40	9.3	348	EN ESPERA DE REPARACIÓN ELÉCTRICA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 801	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	14/07/2014	26	96	9.6	38	POZO CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 800	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	06/03/2015	141	84.9	9.3	99	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 794	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0	14/07/2014	1	94.7	9.9	1000	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 793	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0	13/11/2014	14	81.7	9.1	71	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 791	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	07/05/2011	759	4.8	9.6	779	POZO CON ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 779	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	01/04/2012	610	17.2	9	349	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 756	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	65	10/11/2014	25	55.4	9.7	5960	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 777	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	27/12/2011	147	90	8.9	99999	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 727	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	01/06/2014	8	78.8	9	36250	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 794	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0	14/07/2014	1	94.7	9.7	1000	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 783	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0	11/07/2014	5	81.7	14.9	200	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 905	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/02/2017	147	2	9.2	993	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 775	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	220	17/12/2017	201	40	9.3	348	EN ESPERA DE REPARACIÓN ELÉCTRICA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 774	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	05/05/2012	454	4.1	9.9	742	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 756	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	65	10/11/2014	25	55.4	9.7	5960	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 776	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	16/08/2011	248	41	9.7	944	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 715	U1,3 MFB-53		9							COMPLETADO EN EL 2006 Y SUSPENDIDO SIN APORTE EN EL 2010	
MFB 782	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/04/2014	96	28	9.3	188	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN

Continuación de la tabla G.1

MFB 781	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	03/01/2014	17	51.4	8.8	59	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 778	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	10/02/2014	74	26	9.6	162	PRESENCIA DE GASES TOXICO	
MFB 725	U1,3 MFB-53		9							COMPLETADO EN EL 2006 Y SUSPENDIDO SIN APORTE EN EL 2010	
MFB 810	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/10/2014	58	8.8	9	879	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 755	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	220	17/12/2017	201	40	9.3	348	EN ESPERA DE REPARACIÓN ELÉCTRICA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 754	U1,3 MFB-53	R3 MFB 205	3	0	21/12/2012	106	1.2	10.5	943	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 730	U1,3 MFB-53	R3 MFB 205	3	0	24/01/2016	54	1.6	10	296	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 733	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	25/07/2009	797	32	9.3	132	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 680	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	5	0	02/11/2016	23	15.7	9.1	391	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 635	U1,3 MFB-53		9							COMPLETADO EN EL 2006 Y SUSPENDIDO SIN APORTE EN EL 2010	
MFB 696	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	01/03/2015	154	27.1	9.6	565	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 735	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	3	0	24/08/2017	40	7	9.5	2525	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 903	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	03/03/2016	38	2.1	7.9	1526	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 780	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	03/03/2016	81	20	9.2	1531	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 959	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/02/2017	88	0.8	9.3	920	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 809	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	06/04/2014	5	20	9.6	12200	EN ESPERA DE REACONDICIONAMIENTO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 751	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/05/2016	74	72.6	7.1	203	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 829	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	3	0	27/04/2013	7	2	10.4	571	POZO EN EVALUACIÓN, DIFERIDO TEMPORALMENTE	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 836	U1,3 MFB-53	L3,4 MFB 276	2	80	04/05/2018	77	0.4	7.5	1688	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 736	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/02/2012	702	2.8	9.2	594	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 694	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0						ABANDONADO	
MFB 705	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	12/03/2016	50	38	8.3	1160	EN ESPERA DE MATRIALES, ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 707	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	07/01/2012	691	0.5	9.2	855	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 890	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	09/03/2017	145	40	9.2	1193	FALTA MATERIAL PARA COMPLETAR	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 706	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0	18/10/2017	32	93.3	8.9	375	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN

Continuación de la tabla G.1

MFB 781	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	03/01/2014	17	81.4	8.8	59	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 778	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	10/02/2014	74	26	9.6	162	PRESENCIA DE GASES TOXICO COMPLETADO EN EL 2006 Y SUSPENDIDO SIN APORTE EN EL 2010	
MFB 725	U1,3 MFB-53		9								
MFB 810	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/10/2014	58	8.8	9	879	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 755	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	220	17/12/2017	201	40	9.3	348	EN ESPERA DE REPARACIÓN ELÉCTRICA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 754	U1,3 MFB-53	R3 MFB 205	3	0	21/12/2012	106	1.2	10.5	943	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 730	U1,3 MFB-53	R3 MFB 205	3	0	24/01/2016	54	1.6	10	296	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 733	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	25/07/2009	797	32	9.3	132	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 680	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	5	0	02/11/2016	23	15.7	9.1	391	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 695	U1,3 MFB-53		9							COMPLETADO EN EL 2006 Y SUSPENDIDO SIN APORTE EN EL 2010	
MFB 696	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	01/03/2015	154	27.1	9.6	565	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 735	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	3	0	24/08/2017	40	7	9.5	2525	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 903	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	03/03/2016	38	2.1	7.9	1526	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 780	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	03/03/2016	81	20	9.2	1531	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 959	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/02/2017	88	0.8	9.3	920	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 809	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	06/04/2014	5	20	9.6	12200	EN ESPERA DE REACONDICIONAMIENTO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 751	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/05/2016	74	72.6	7.1	203	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETROLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 829	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	3	0	27/04/2013	7	2	10.4	571	POZO EN EVALUACIÓN, DIFERIDO TEMPORALMENTE	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 836	U1,3 MFB-53	L3,4 MFB 276	2	80	04/05/2018	77	0.4	7.5	1688	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 736	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/02/2012	702	2.8	9.2	594	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 694	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0						ABANDONADO	
MFB 705	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	12/03/2016	50	38	8.3	1100	EN ESPERA DE MATRIALES, ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 707	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	07/01/2012	691	0.5	9.2	855	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 890	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	09/03/2017	145	40	9.2	1193	FALTA MATERIAL PARA COMPLETAR	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 706	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0	18/10/2017	32	93.3	8.9	375	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN

Continuación de la tabla G.1

MFB 703	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	16/09/2017	729	30.7	9.3	605	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 915	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	3	0	03/05/2017	50	5.3	9.4	40	DESMANTELADO EN LA FACILIDAD DE SUPERFICIE	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 959	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/02/2017	88	0.8	9.3	920	FALTA MATERIAL PARA COMPLETAR	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 750	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	10/02/2013	109	77.5	9.4	890	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 710	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	2	90	29/08/2017	76	30	9.1	658	CAJA DE ENGRANAJE DAÑADA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 684	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	25/05/2011	636	1	9.5	374	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 693	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/07/2009	586	1.1	8.9	604	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 728	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	5	0	18/03/2017	35	78	9.6	571	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE INGS.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 702	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	90	27/05/2015	257	6.3	9.3	774	OTRAS CAUSAS MENORES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 741	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	10/01/2017	66	73.2	8.9	924	FALTA MATERIALES. TIENE ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 739	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	09/03/2014	66	94	9.1	1818	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 692	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	0							COMPLETADO EN EL 02/04/2005 Y SUSPENDIDO SIN APORTE EN EL 02/04/2005	
MFB 698	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	10/09/2012	252	32.2	9.1	36	POZO ARENADO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 730	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	09/03/2014	66	94	9.1	1818	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 697	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	01/04/2017	69	75	12.2	87	FALTA MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 699	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	13/05/2013	1	78	11.7	1000	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 708	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	0	03/05/2017	288	77	9.7	73	REPARACIÓN DE LINEA DE DILUENTE	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 677	U1,3 MFB-53	S5 MFB 163	3	0	24/02/2013	19	0.7	9.1	263	POZO ARENADO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 672	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	100	13/10/2017	46	20	8.9	43	OTRAS CAUSAS MENORES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 870	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	24/10/2017	93	84.6	7.7	828	DESMANTELADO EN LA FACILIDAD DE SUPERFICIE	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 732	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	120	17/12/2017	111	60	9.3	631	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 688	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	24/10/2017	55	89.1	9.7	273	FALTA MATERIALES. TIENE ALTO CORTE DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 675	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	10/04/2017	38	2.7	9	447	FALTA MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 863	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	14/09/2016	41	5.3	9.6	24	EN ESPERA DE INTERVENCIÓN DE CABILLERO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 701	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/04/2012	455	0.5	9.1	1127	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN

Continuación de la tabla G.1

MFB 873	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	15/03/2014	566	0.5	8.9	2431	EN ESPERA DE REACONDICIONAMIENTO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 885	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	06/08/2017	12	0.4	8	1583	FALTA MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 888	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	17/09/2016	73	5.3	9.2	3137	FALTA MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 919	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	1	200	05/03/2016	198	5.6	9.8	667	ACTIVO	BOMBEO TORNILLO CON DILUENTE
MFB 657	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	26/09/2013	4	76.2	12	3500	EN ESPERA DE EVALUACIÓN DE ING.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 658	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	23/11/2014	6	81.6	8.8	4333	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 926	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	28/03/2016	97	4.7	10.3	134	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 659	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/11/2016	194	42.6	7.8	57	ALTA RELACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 656	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	25/11/2016	151	31.9	9.7	742	EXCLUIDO DE POTENCIAL POR FALTA DE MATERIALES PARA COMPLETAR.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 839	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	07/11/2014	183	2.5	9.4	142	POIBLE ARENAMIENTO, POZO PRESIONADO AL MOMENTO DE REALIZAR PRUEBA DE INYECTIVIDAD.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 650	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB-53	3	0	01/11/2016	163	7.7	9.9	828	POZO CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 666	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB-53	3	0	09/08/2017	74	13	9.7	527	SIN DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS DE COMPLETACIÓN.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 666	U1,3 MFB-53									2	
MFB 877	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB-53	3	0	17/11/2016	288	0.5	9.5	615	ESPERANDO INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE SUPERFICIE.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 674	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	9	0						POZO ABANDONADO CON TAPON DE CEMENTO AL MOMENTO DE LA COMPLETACIÓN.	
MFB 831	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	470	16/05/2017	426	10.2	9.5	1993	ESPERANDO SERVICIO DE CABILLERO.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 885	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	06/08/2017	12	0.4	8	1583	ESPERANDO RA/RC	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 883	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	20/10/2017	64	1.2	14.5	5078	POZO CON BAJO APORTE. ESPERA EVALUACIÓN POR YACIMIENTO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 895	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	04/08/2017	9	0.5	9.2	7667	SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 714	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	200	23/05/2018	291	5.2	9.4	1890	ESPERANDO CABILLERO, CABILLAS SUeltas.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 870	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	24/10/2017	93	84.6	7.7	828	SE ENCUENTRA DESMATELADO EN SUPERFICIES E INCLUSO LAS ESTACIONES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 713	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	13/12/2017	88	14	9.2	830	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 878	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/03/2017	184	5.1	8.7	1022	SIN DISPONIBILIDAD DE BOMBA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 626	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	28/05/2013	0.3	2.3	9	39333	CERRADO POR OTRAS CAUSAS	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 661	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	17/02/2016	17	81.7	9.6	588	POZO CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN

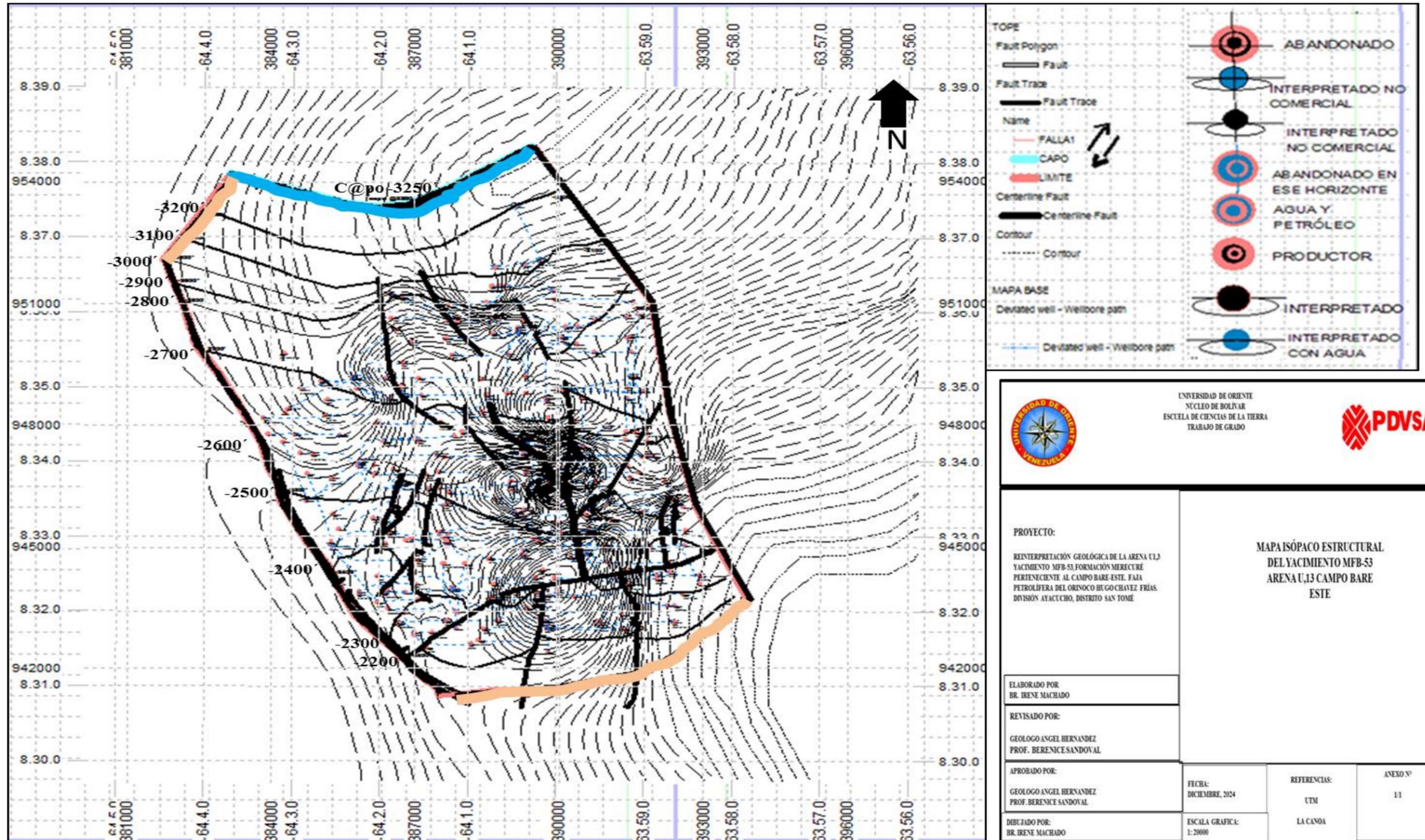
Continuación de la tabla G.1

MFB 930	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	24/03/2016	78	0.6	9.9	162	POZO CON BAJO APORTE.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 628	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	26/01/2015	26	41.4	9.8	5462	POZO DE BAJO APORTE, SIN MATERIALES PARA COMPLETAR	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 664	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	27/09/2013	311	4	9.3	1061	POZO SIN APORTE, CERRADO PARA RESTAURACIÓN DE FLUIDOS	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 709	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	11/09/2013	529	0.5	9.4	1739	ESPERA ENTRADA DE CABRIA PARA REPARAR RELINER	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 700	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	370	08/09/2020	157	65	8	414	HURTO EN POZO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 886	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	18/09/2016	18	6.1	9.3	6278	POZO CON BAJO APORTE, CANDIDATO A REDISEÑO.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 891	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	12/05/2017	103	9.5	9.4	544	HURTO EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 712	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	110	26/04/2023	97	18	8.7	856	CERRADO POR OTRAS CAUSAS	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 916	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	1	280	20/03/2023	270	15	9.1	278	ACTIVO	BOMBEO TORNILLO CON DILUENTE
MFB 662	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	22/10/2016	312	17.7	10.1	263	POZO CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 660	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	22/10/2016	73	6.6	9.6	205	SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 652	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	80	25/11/2016	79	4	9.1	3025	EN ESPERA DE MATERIALES PARA SU COMPLETACIÓN	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 663	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	70	10/02/2019	58	70	5.6	3448	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 667	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	01/12/2012	260	2.4	8.9	988	EN ESPERA DE REPARACIONES MENORES EN EL SUBSUELO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 711	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	05/05/2016	334	6	9.2	410	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 876	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	19/05/2017	35	12	9.5	1000	HURTO EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 874	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	15/01/2014	1	6	9.6	10000	HURTO EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 669	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/03/2017	199	5.2	9.1	487	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 670	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	21/05/2015	28	7.5	9.3	250	POZO CON BAJO APORTE, ESPERA EVALUACIÓN POR YACIMIENTO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 672	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	100	13/10/2017	46	20	8.9	43	EN ESPERA DE REPARACIONES MENORES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 668	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	1	270	10/10/2017	62	14.9	8	4016	ACTIVO	BOMBEO TORNILLO CON DILUENTE
MFB 678	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	05/08/2015	90	9	10.1	344	EN ESPERA DE REPARACIONES MENORES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 850	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	08/10/2017	134	8	7.7	254	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 671	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	1	160	29/08/2017	151	5.2	9.4	7	ACTIVO	BOMBEO TORNILLO CON DILUENTE
MFB 673	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	210	12/10/2017	173	5.2	8.6	1139	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 665	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	23/11/2014	6	81.6	8.8	4333	POZO CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN

Continuación de la tabla G.1

MFB 897	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	09/08/2017	58	2.2	9	500	SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 894	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	20/09/2017	76	9.3	9.2	303	SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 689	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	1	180	12/03/2017	142	15	9.7	1000	ACTIVO	BOMBEO TORNILLO CON DILUENTE
MFB 690	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	06/09/2015	10	7.8	11.3	100	POZO CON BAJO APORTE. ESPERA EVALUACIÓN POR YACIMIENTO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 692	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	15/10/2014	279	4.9	9.1	1226	EN ESPERA DE REPARACIONES MENORES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 726	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	08/04/2017	92	11	9.2	1065	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 830	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	140	28/02/2017	128	6	15.3	859	EN ESPERA DE INTERVENCIÓN DE CABILLERO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 958	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	03/12/2016	82	2	9.4	1500	HURTO EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 910	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	05/03/2017	51	4	9.7	1020	SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 627	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	1	150	22/05/2018	122	6	14.6	1393	ACTIVO	BOMBEO TORNILLO CON DILUENTE
MFB 627	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53									
MFB 929	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	14/06/2013	28	2	10	143	EN ESPERA DE INTERVENCIÓN DE CABILLERO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 679	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	85	11/10/2017	32	5.6	14.1	3406	EN ESPERA DE MOTOR Y CABLE DE FUERZA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 743	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	02/10/2017	129	6.7	9.5	1814	SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 858	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	05/05/2017	47	2.7	9.5	3766	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 760	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	100	15/03/2017	58	26.7	8.5	603	CERRADO POR OTRAS CAUSAS	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 629	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	9							ABANDONADO	
MFB 823	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	60	17/09/2017	41	5.8	10	463	POZO CON BAJO APORTE. ESPERA EVALUACIÓN POR YACIMIENTO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 691	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	14/04/2016	322	12.3	9.2	1807	SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 759	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	90	07/05/2017	99	9.2	10.8	535	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 758	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	12/05/2011	283	1.1	9.4	382	POZO CON ALTO CONTENIDO DE ARENA	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 757	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	130	09/07/2017	44	17	10.3	2227	BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA, SIN DISPONIBILIDAD DE MATERIALES	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 686	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	9							ABANDONADO EN EL 2005	
MFB 749	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	3	0	11/09/2011	56	30	8.9	161	POZO CON BAJO APORTE. ESPERA EVALUACIÓN POR YACIMIENTO	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN
MFB 748	U1,3 MFB-53	U1,3 MFB 53	2	70	07/09/2020	79	11	9.1	722	HURTO EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE.	REALIZAR INSPECCIÓN DE CABEZAL CHEQUEO MECÁNICO Y PRUEBA DE PRODUCCIÓN

## **ANEXOS**



Anexo 1 Mapa isópaco-estructural del yacimiento MFB-53 arena U1,3

## HOJAS DE METADATOS

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

<b>Título</b>	<b>Reinterpretación geológica de la arena U1,3 yacimiento MFB-53, formación Merecure perteneciente al campo Bare-Este. Faja petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías. división Ayacucho, distrito San Tomé</b>
<b>Subtítulo</b>	

### Autor (es)

<b>Apellidos y nombres</b>	<b>Código ORCID / e-mail</b>	
<b>Machado Irene Sorine</b>	<b>ORCID</b>	
	<b>e-mail</b>	irenemachado602@gmail.com
	<b>e-mail</b>	
	<b>ORCID</b>	
	<b>e-mail</b>	
	<b>e-mail</b>	

### Palabras o frases claves:

MFB
IAV
ICV
Isopropiedades
POES
Electrofacies
TVDSS
Isópaco-estructural
Tesis de grado

## Hojas de Metadatos para Tesis y trabajo de Ascenso – 2/6

Área o línea de investigación

Área	Subárea
Departamento de Geología	Geología
<b>Línea de investigación:</b>	

Resumen (abstract):

### Resumen

El Campo Bare, se encuentra ubicado en el sector Nor-Occidental del bloque Ayacucho. Limita al Norte con los campos Miga (MG-) y Yopales (YS-), al Sur con el Bloque Huyapari (MFH), al Este con los campos Cariña (MFC) y Melones (MS-); cuenta con una longitud aproximada de 28 Km y un ancho que llega a alcanzar los 20 Km aproximadamente. El objetivo principal de este trabajo de grado fue reinterpretar el modelo geológico de la arena U1,3 perteneciente al yacimiento MFB-53 del Campo Bare-Este en la parte Este. Para cumplir con este objetivo se realizó la correlación litoestratigráfica de 180 pozos, determinándose el tope y base de la arena U1,3, espesor de AN y ANP, luego se generaron los distintos modelos estratigráfico, estructural y sedimentológico a partir de los cuales se validó la continuidad lateral del intervalo, también se logró determinar mediante el análisis de secciones estructurales que la estructura predominantes es un homoclinal con buzamiento de 2° a 3° hacia el Noreste presentando un entrapamiento de tipo combinado; limitado por 3 fallas normales: F1 y F2 Noroeste, F3 Este y Oeste, y un contacto agua petróleo a -3250' de profundidad al Norte del campo. El análisis de las electroformas e información de los núcleos enmarcan el ambiente de sedimentación dentro de un sistema deltaico con influencia fluvial, dominado por canales distributarios apilados con espesores que van desde 5' hasta 145' formando arenas coalescentes y barras de desembocaduras, con propiedades petrofísicas que señalan excelentes horizontes prospectivos hacia los depocentros de los canales. Los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas fueron permeabilidad 3987 mD, porosidad 27%, saturación de agua 12% y un volumen de arcilla del 9%. El POES estimado fue de 3.024 MMB, obtenido a través del método volumétrico, se obtuvieron unas reservas recuperables de 575 MMB.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código ORCID / e-mail								
<b>Sandoval Berenice</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>		<b>AS</b>		<b>TU</b>	<b>x</b>	<b>JU</b>	
	<b>e-mail</b>	sandovalbereni@gmail.com							
	<b>e-mail</b>								
<b>José González</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>		<b>AS</b>		<b>TU</b>		<b>JU</b>	<b>x</b>
	<b>e-mail</b>	Jsgonzalez78udo@gmail.com							
	<b>e-mail</b>								
<b>María García</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>		<b>AS</b>		<b>TU</b>		<b>JU</b>	<b>x</b>
	<b>e-mail</b>	mariaugarciam@hotmail.com							
	<b>e-mail</b>								

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2025	03	12

Lenguaje: Esp

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

Archivo(s):

<b>Nombre del archivo</b>
<b>NBOTTG_M0IS2025</b>

Alcance:

Espacial: PDVSA, DISTRITO SAN TOMÉ DIVISIÓN AYACUCHO

Temporal: 6 meses

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

Geólogo

**Nivel Asociado con el Trabajo:**

Pre-Grado

**Área de Estudio:**

Departamento de geología

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

Universidad de Oriente

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

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

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

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

*Juan A. Bolaños Currello*  
JUAN A. BOLAÑOS CURRELLO  
Secretario



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

JABC/YGC/maruja

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

**Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009):** “Los trabajos de grados son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y solo podrá ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Concejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Concejo Universitario, para su autorización”.



---

**Br. Irene Machado**

**AUTORA**



---

**Prof. Berenice Sandoval**

**TUTORA**