

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



**VALIDACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL MODELO
GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS T MFA-33 Y T MFA-2
ARENA T DEL CAMPO ARECUNA, PERTENECIENTE AL
BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO, DISTRITO SAN TOMÈ, ESTADO ANZOÀTEGUI.**

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR LA BACHILLER
MARIALES C. PIETRANTONI R.
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, NOVIEMBRE 2010

HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, intitulado “**Validación y actualización de los modelos geológicos de los Yacimientos T MFA-33 Y T MFA-2 ARENA T del Campo Arecuna, perteneciente al bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, Distrito San Tomè, Estado Anzoátegui**”, presentado por la Bachiller:**Mariales C. Pietrantoni R**, ha sido aprobado de acuerdo a los reglamentos de la universidad de oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombres:

Firmas:

Iris Marcano

(Asesor)

Profesora Rosario Rivadulla
Jefe del Departamento de Geología

Ciudad Bolívar Noviembre del 2010

DEDICATORIA

Este logro en mi vida se lo dedico a mi madre María Alejandra Rojas Reina, quien ha sido el motivo de mi esmero y esfuerzo constante. Gracias mamá por todo tu esfuerzo, tu apoyo y la confianza que depositaste en mí, por haberme dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi empeño, por ser mi orgullo porque con mucho amor y esfuerzo has sabido darnos a mi hermano y a mi todo lo que hemos necesitado, sin pedir nunca nada a cambio, dándome así la fuerza para seguir caminando y lograr alcanzar esta meta anhelada. Tu esfuerzo se convirtió en tu triunfo y el mío, TE AMO.

Sin ti no lo hubiese podido lograr, gracias por estar siempre ahí. Te amo y siempre serás lo más importante en mi vida.

MARIALES C. PIETRANTONI R.

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mis más sinceras muestras de agradecimiento:

A Dios Todopoderoso, y a Jesucristo mi señor que me guía y me acompaña en cada paso y en cada momento de mi vida, por ser mi protector, quien me da el valor para enfrentar mis miedos y por los sueños que me ha brindado. Gracias señor por vivir en mi corazón y darle sentido a mi vida.

A mi madre María Alejandra Rojas, por todo su amor, comprensión, apoyo incondicional y por ser mi ejemplo de superación. Gracias por guiarme sobre el camino de la educación.

Especial agradecimiento a mi primo, Geólogo. Jesús Salazar, por su ayuda, su paciencia y el apoyo que me brindó para culminar este trabajo. Por sus orientaciones y consejos que siempre llegaron en forma oportuna.

A mi hermano Alejandro Pietrantonio quien también ha sido motivo de mi esfuerzo estando siempre conmigo en los momentos más importantes de mi vida y en cada uno de mis logros.

A mi abuela Carmen Elisa Reina, por guiar mis pasos. Sé que me ves y estas orgullosa de mi.

A mi mami, Janet Reina por sus consejos, sus valores, y por apoyarme en todo momento.

A mi Familia, por formar parte de mí y estar conmigo en cada momento importante.

A Lisandra Conde por su receptividad y confianza brindada todo este tiempo durante el lapso de mi trabajo de grado.

A mi tutor industrial Geólogo. Noel Veliz por su cariño, su estímulo y su apoyo constante, por guiarme, y por darme el ánimo y la confianza de alcanzar esta meta.

A mi tutor académico Profesora Iris Marcano por sus enseñanzas y estímulo para seguir creciendo intelectualmente, y por inspirar en mí mucha admiración.

A Rodolfo Villarroel por su solidaridad y motivación brindada en el final de este logro.

Al Geólogo Èudis Alcalá, por compartir sus conocimientos conmigo, y guiarme en la realización de este trabajo, gracias por brindarme todo su apoyo y sugerencias.

A Melvama Leal, técnico de Sigemap por su colaboración, su confianza, apoyo incondicional y amistad sincera.

A Ricardo Guacaràn, técnico de Sigemap por su amistad y gran apoyo, gracias por su valiosa colaboración.

Al Ingeniero Jesús Rodríguez por brindarme sus sugerencias en la elaboración de esta tesis.

A los Profesores de la Universidad de Oriente Núcleo Bolívar, por sus enseñanzas a lo largo de toda mi carrera y por contribuir en mi formación como profesional.

A todos ellos muchas gracias.

RESUMEN

El estudio se realizó en las áreas de la Sección de Yacimiento Extrapesado del Distrito San Tomé estado Anzoátegui, evaluando los Yacimientos T MFA-33 y T MFA-2 pertenecientes al campo Arecuna. El objetivo principal de este estudio fue la caracterización del modelo geológico de la arena T, calcular las reservas existentes y proponer áreas óptimas para localizaciones. Para el logro de los objetivos planteados, se partió de la correlación de registros de pozos para verificar la continuidad de la arena, siendo necesario correlacionar 69 pozos que permitieron una visión más integrada de las características de los yacimientos y el modelo sedimentológico general. A través de las secciones estratigráficas se demostró la continuidad y extensión lateral de la arena T. A partir de las secciones estructurales realizadas en los yacimientos se validaron una serie de fallas normales existentes en ambos Yacimientos con sus respectivos saltos y direcciones, seguidamente se elaboró el mapa isòpaco-estructural y posteriormente el mapa de electrofàcies, el ambiente de sedimentación está enmarcado dentro de un sistema deltaico con influencia fluvial, dominado por canales de corrientes entrelazadas. Seguidamente se realizó la evaluación petrofísica a 20 pozos del área en estudio para luego determinar el POES y las reservas de petróleo a partir del método volumétrico. Las mejores propiedades petrofísicas se encuentran en los depocentros de los canales, para el yacimiento T MFA-33 se determinó un Vsh de 10%, Porosidad de 30%, Sw de 26%, K de 1529 mD, el yacimiento T MFA-2 presenta un Vsh de 9%, porosidad de 31%, Sw de 26%, y K de 3512 mD, cuyos valores señalan excelentes horizontes prospectivos hacia las zonas centrales de los canales en los Yacimientos. El POES estimado obtenido a través del método volumétrico fue de 38.827 MMBN para el yacimiento T MFA 33, y para el yacimiento T MFA-2 el POES estimado fue de 59.079 MMBN, para el yacimiento T MFA 33 hubo una disminución en el POES, se obtuvieron unas reservas recuperables de 5.435 MMBN para el yacimiento T MFA 33 y para el yacimiento T MFA-2 se obtuvieron unas reservas recuperables de 8.271 MMBN. Se permitió plantear dos propuestas de futuras localizaciones en las áreas óptimas del yacimiento T MFA-33. Se evaluaron ciertos pozos del yacimiento TMFA-2 permitiendo recomendar un seguimiento al pozo MFA 195 por presentar un alto corte de agua de (73% A/S).

CONTENIDO

HOJA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	vii
CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE TABLAS.....	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR	3
1.1 Situación a investigar	3
1.2 Objetivos de la investigación	4
1.2.1 Objetivo general	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 Justificación de la investigación.....	5
1.4 Limitaciones de la investigación.....	5
1.5 Alcances de la investigación	6
CAPITULO II	7
GENERALIDADES	7
2.1 Cuenca Oriental de Venezuela	7
2.1.1 Geología de la Cuenca Oriental de Venezuela	8
2.1.2 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela	9
2.2 Faja Petrolífera del Orinoco	10
2.3 Área Ayacucho	13
2.3.1 Estratigrafía del Área Ayacucho	15
2.3.2 Estructura del Área Ayacucho.....	16
2.4 Campo Arecuna.....	16
2.4.1 Ubicación relativa del Campo Arecuna.....	16
2.4.2 Vías de acceso al Campo Arecuna	17
2.4.3 Características físico naturales	17

2.4.4 Estratigrafía del campo Arecuna	19
2.4.5 Configuración estructural del Campo Arecuna	20
2.4.6 Ambiente de sedimentación del campo Arecuna.....	21
CAPITULO III.....	23
MARCO TEÓRICO.....	23
3.1 Antecedentes de la investigación.....	23
3.2 Bases teóricas	23
3.2.1 Ambientes Sedimentarios.....	23
3.2.2 Ambiente Continental	25
3.2.3 Ambiente deltaico	27
3.2.4 Secciones estructurales.....	31
3.2.5 Secciones estratigráficas.....	31
3.2.6 Secciones estratigráficas.....	31
3.2.7 Evaluación petrofísica	35
3.3 Definiciones básicas	37
3.3.1 Sedimentación	37
3.3.2 Sedimento.....	37
3.3.3 Falla.....	37
3.3.4 Falla Normal o Directa.....	38
3.3.5 Fallas Inversas	38
3.3.6 Formación	38
3.3.7 Facies sedimentarias.....	39
3.3.8 Yacimiento de hidrocarburo.....	39
3.3.9 Contacto Agua Petróleo.....	39
3.3.10 Cuenca.....	39
3.3.11 Campo	40
3.3.12 Correlación.....	40
CAPÍTULO IV.....	41
METODOLOGÍA DE TRABAJO	41
4.1 Nivel de Investigación.....	41
4.2 Diseño de la Investigación	41
4.3 Recopilación de información.....	45
4.3.1 Revisión bibliográfica	45
4.3.2 Revisión, validación de Datos y Correlación de los Registros Eléctricos de Pozo	46
4.4 Generación de la base de datos.....	48
4.5 Modelo sedimentológico	49

4.5.1 Elaboración del mapa de paleoambiente	49
4.6 Modelo Estratigráfico.....	49
4.6.1 Correlación Estratigráfica.....	49
4.6.2 Elaboración de secciones estratigráficas	51
4.7 Modelo estructural.....	52
4.7.1 Elaboración de secciones estructurales.....	52
4.7.2 Elaboración del mapa isópaco-estructural.....	53
4.8 Evaluación petrofísica	54
4.8.1 Cálculo de las propiedades petrofísicas.....	54
4.8.2 Elaboración de los mapas de isopropiedades	55
4.9 Cálculo de reservas.....	55
4.10 Propuestas de futuras localizaciones	57
CAPITULO V	58
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	58
5.1 Modelo sedimentológico	58
5.2 Modelo estratigráfico	59
5.2.1 Correlación Estratigráfica.....	59
5.2.2 Interpretación de Secciones Estratigráficas	59
5.3 Modelo estructural.....	62
5.3.1 Interpretación de Secciones Estructurales	63
5.3.2 Mapa Isópaco-Estructural.....	66
5.4 Evaluación petrofísica	66
5.4.1 Determinación de R_w	66
5.4.2 Determinación de la arcillosidad	67
5.4.3 Determinación de la porosidad.....	68
5.4.4 Determinación de la saturación de agua (S_w)	68
5.4.5 Determinación de la permeabilidad	68
5.4.6 Determinación de los parámetros de corte	69
5.4.7 Mapas de isopropiedades.....	72
5.5 Reservas	73
5.6 Propuestas de futuras Localizaciones	74
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	76
Conclusiones	76
Recomendaciones.....	77
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	79
APENDICES.....	82

APENDICE A.....	82
Tabla de la base de datos obtenida de los yacimientos T MFA-33 y T MFA-2.....	82
APENCICE B.....	88
Gráficos de los parámetros de corte de los yacimientos evaluados.....	88

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación geográfica de las Cuencas de Venezuela. (González, L. 2.007).	8
Figura 2.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de VenezuelaLéxico estratigráfico de Venezuela, op. cit).....	10
Figura 2.3 Visión de los recursos de la Faja en. (PDVSA, 2009).	13
Figura 2.4 División del área Ayacucho. (PDVSA-CIED, Op cit).	14
Figura 2.5 Columna estratigráfica del área Ayacucho (CIED PDVSA, 1997).....	15
Figura 3.1 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios.Gómez, José (1.999).	24
Figura 3.2 Diferentes tipos de canales dentro de los sistemas fluviales. (Serra, O. 1.986).	26
Figura 3.3 Tipos de Deltas. Fluvial, de Marea y por Oleaje.(Coleman & Prior.1.992).....	29
Figura 3.4 Asociación de facies en un modelo deltaico. (Coleman & Prior.1.992).	30
Figura 3.5 Fallas Normal e Inversa. (González, L, 2.007).	38
Figura 4.1 Cronograma de Trabajo	42
Figura 4.2. Cronograma de actividades “Diagrama de Gantt” (PDVSA Exploración y Producción, 2009).....	44
Figura 4.3 Pantalla de inicio de Sigemap 3.0.	46
Figura 4.4 Ventana de entrada a Transcoordenadas	48
Figura. 4.5. Ventana Principal de OpenWorks.....	51
Figura 5.1 Sección estratigráfica A-A’	60
Figura 5.2 Sección estratigráfica B-B.’	61
Figura 5.3 Sección estratigráfica C-C’	61
Figura 5.4 Sección Estratigráfica D-D’	62
Figura 5.5 Sección estructural E-E’	63
Figura 5.6 Sección estructural F-F’	64
Figura 5.7 Sección estructural G-G’	65
Figura 5.8 Sección estructural H-H’	65

LISTA DE TABLAS

Tabla 5.1 Valores de R_w calculados por el método de Archie y Curva SP.....	67
Tabla 5.2 Valor promedio de R_w calculado.....	67
Tabla 5.3 Resumen de los parámetros de corte obtenidos.....	69
Tabla 5.4 Resultados de las propiedades petrofísicas de la arena T para cada pozo.	70
Tabla 5.5 Promedios ponderados de las propiedades petrofísicas.....	72
Tabla 5.6 Resultados del cálculo de las Reservas para el Trabajo de Grado.....	73
Tabla 5.7 Valores de reservas para el mapa oficial.	74

INTRODUCCIÓN

En la actualidad Venezuela cuenta con importantes reservas de petróleo pesado y Extrapesado que representan un 69% de las reservas totales del país. La Cuenca Oriental y La Faja Petrolífera del Orinoco componen uno de los depósitos con mayor cantidad de hidrocarburos pesados en Venezuela y el mundo, alcanzando los 300 millones de barriles anuales.

La Gerencia Corporativa de Estudios de Yacimientos de la mano de las gerencias de las diferentes Divisiones que conforman PDVSA, y más específicamente el grupo de Estudios de Yacimientos Extrapesado del Distrito San Tomé, tiene como función desarrollar nuevos planes de explotación y el desarrollo de los diferentes campos que componen la Faja petrolífera del Orinoco realizando estudios en todas las ramas; Geología, Sedimentología, Petrofísica, yacimientos y simulación, para esto es necesario realizar la evaluación geológica de los Yacimientos, lo cual consiste en estudiar, actualizar y analizar la información disponible sobre los aspectos estructurales, estratigráficos y sedimentológicos de dichos yacimientos, esto se lleva a cabo mediante el uso de las disciplinas de la Geología e ingeniería de Yacimientos tales como: Estratigrafía, Geología Estructural, Sedimentología, Petrofísica, evaluación y análisis de los datos de los yacimientos y el cálculo de las reservas.

La importancia de una evaluación geológica radica, en que permite la descripción exacta de los yacimientos, el ambiente de sedimentación en que se depositaron los mismos, así como sus límites estratigráficos o estructurales, calcular sus reservas petrolíferas y así poder identificar trampas que contengan hidrocarburos, y el comportamiento de producción así como detectar nuevas zonas de explotación, siendo todo lo antes mencionado el objetivo de este trabajo.

Con el objetivo de aprovechar al máximo la acumulación de hidrocarburos y alcanzar las metas y la exigencia del mercado de la industria petrolera nacional e internacional la industria petrolera venezolana requiere disminuir el nivel de incertidumbre de las características geológicas de dichos yacimientos mediante una constante elaboración de modelos estáticos que permitan la aplicación de sucesivos planes de explotaciones.

De acuerdo con esta necesidad se propone realizar la actualización y validación de los modelos geológicos del campo Arecuna, específicamente en los yacimientos T MFA-33 y T MFA-2, lo cual aportará vital información a la sección de Yacimientos Extrapesado, Distrito San Tome, estado Anzoátegui, que será de gran importancia al programa de actualización y reinterpretación de los modelos geológicos ya existentes, de igual manera se pretende maximizar los volúmenes de petróleo que puedan ser económicamente explotados con la tecnología actualmente disponible mediante el escogimiento de nuevas áreas óptimas para el establecimiento de localizaciones.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación a investigar

Los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco son arenas no consolidadas de edad Oligo/Mioceno, con porosidades promedio de 30%. En esta zona la profundidad de los yacimientos del Terciario varía, siendo de aproximadamente 600 pies cerca del río Orinoco y llegando a 4.500 pies en el límite Norte.

Arecuna es uno de los campos petroleros que está bajo el desarrollo de la Unidad de Explotación y Producción de Yacimientos Extrapesados, éste campo se caracteriza por presentar alto corte de agua y pequeñas dimensiones de sus yacimientos. El crudo producido en este campo al igual que el resto de toda la Faja Petrolífera del Orinoco posee altas viscosidades, por lo cual se requiere de la aplicación de diversas tecnologías para el incremento de la producción que aunque genera altos costos son de vital importancia para la explotación de reservas.

Basándonos en el hecho de que los modelos estáticos de los yacimientos están continuamente sometidos a evaluaciones, con el fin de validar o reinterpretar sus características, aumentando la certeza en lo que se refiere a los volúmenes de reservas y originando diferencias en la interpretación de factores de orden sedimentológico, estratigráfico, estructural o petrofísico. Por lo tanto, el presente estudio plantea una nueva actualización de los modelos geológicos de los yacimientos de la arena T en el campo Arecuna; trabajo que conlleva una revisión del área para el cual es necesario establecer un plan de trabajo que contemple primeramente la correlación estratigráfica y estructural del horizonte en estudio, elaborando secciones estratigráficas y secciones estructurales, donde se pueda observar la continuidad

litológica de la arena y fallas y buzamientos presentes en la estructura. Además de esto, mediante la generación de mapas de paleoambiente, isópaco-estructural y de isopropiedades, se calculan las reservas para generar planes y oportunidades para drenar las mismas.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

“Validar y actualizar los modelos geológicos de los yacimientos T MFA-33 y T MFA-2, Arena T, del Campo Arecuna, perteneciente al bloque Ayacucho de la faja petrolífera del Orinoco. Distrito San Tome. Estado Anzoátegui”.

1.2.2 Objetivos específicos

- ❖ Revisión y Validación de la información disponible acerca del Área en estudio.
- ❖ Validar la correlación Estructural-Estratigráfica de la arena T a lo largo del área de estudio.
- ❖ Elaborar las secciones estratigráficas y estructurales.
- ❖ Construir el mapa Isópaco-Estructural.
- ❖ Generar el mapa de ambiente o de electrofacies.
- ❖ Realizar la evaluación petrofísica.

- ❖ Construir los mapas de Isopropiedades.

- ❖ Realizar el cálculo de reservas.

- ❖ Plantear un plan de explotación para los yacimientos estudiados.

1.3 Justificación de la investigación

Con la elaboración de este trabajo se obtendrá la actualización del modelo geológico de los Yacimientos T MFA-33 y T MFA-2, Arena T, pertenecientes al Campo Arecuna, esto mediante una revisión de la información geológica existente, y obtener a su vez toda la información necesaria como: interpretaciones geológicas, estructurales y estratigráficas, lo cual permitirá una posterior validación; para así poder establecer futuros planes de explotación y búsqueda de nuevas áreas óptimas para ser explotadas, tomando en cuenta la información petrofísica presentada en este estudio. Dicha actualización nos proporcionará una fuente de información para futuros proyectos a realizar en la empresa.

1.4 Limitaciones de la investigación

Esta investigación se podría ver limitada por el estado físico en que se encuentran los registros de los pozos, ya que éstos presentan un notable estado de deterioro debido al mal uso por parte de los usuarios, así como también la influencia del tiempo sobre ellos. Otro factor es la escasa disponibilidad de información cargada de manera digital en las diversas aplicaciones en cuanto a los registros de los pozos, lo cual dificulta la elaboración de las secciones tanto estructurales como estratigráficas, así como también la realización de mapas de electrofacies.

1.5 Alcances de la investigación

La investigación del presente trabajo, permitirá obtener el modelo geológico actualizado de la arena T, del Campo Arecuna, dentro de lo cual se incluyen las diferentes interpretaciones geológicas, estructurales y estratigráficas de los Yacimientos, así como la validación de espesores, evaluación petrofísica y cálculo de reservas. Todo esto podrá ser utilizado para establecer futuras localizaciones en el área, y así obtener un óptimo sistema de explotación.

CAPITULO II

GENERALIDADES

2.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la zona Centro-este del país, se extiende de Este a Oeste por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre prolongándose por la plataforma deltaica hasta el Sur de Trinidad; limitada al Norte por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental, y al sur por el curso del río Orinoco Alfonsi, P. (1.999). (Figura 2.1).

Ésta cuenca tiene una longitud aproximada de 800 km de Este a Oeste y un ancho promedio de 200 km de Norte a Sur. Se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras y un área de mesas que comprende los estado Guárico y Monagas, abarcando alrededor de 165.000 Km² y estratigráficamente por contener 20.000 pies promedio de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos, Terciarios y Recientes Alfonsi, P. (1.999).

Estructuralmente, la Cuenca Oriental de Venezuela es una gran depresión donde la transgresión marina del Terciario invadió el oriente del país dejando una espesa secuencia sedimentaria, la misma se encuentra representada por areniscas y lutitas de las formaciones Freites, Oficina y Merecure, la cual descansa discordantemente sobre el Grupo Temblador perteneciente al Cretáceo. (Salazar M., 2.005; P. 5).

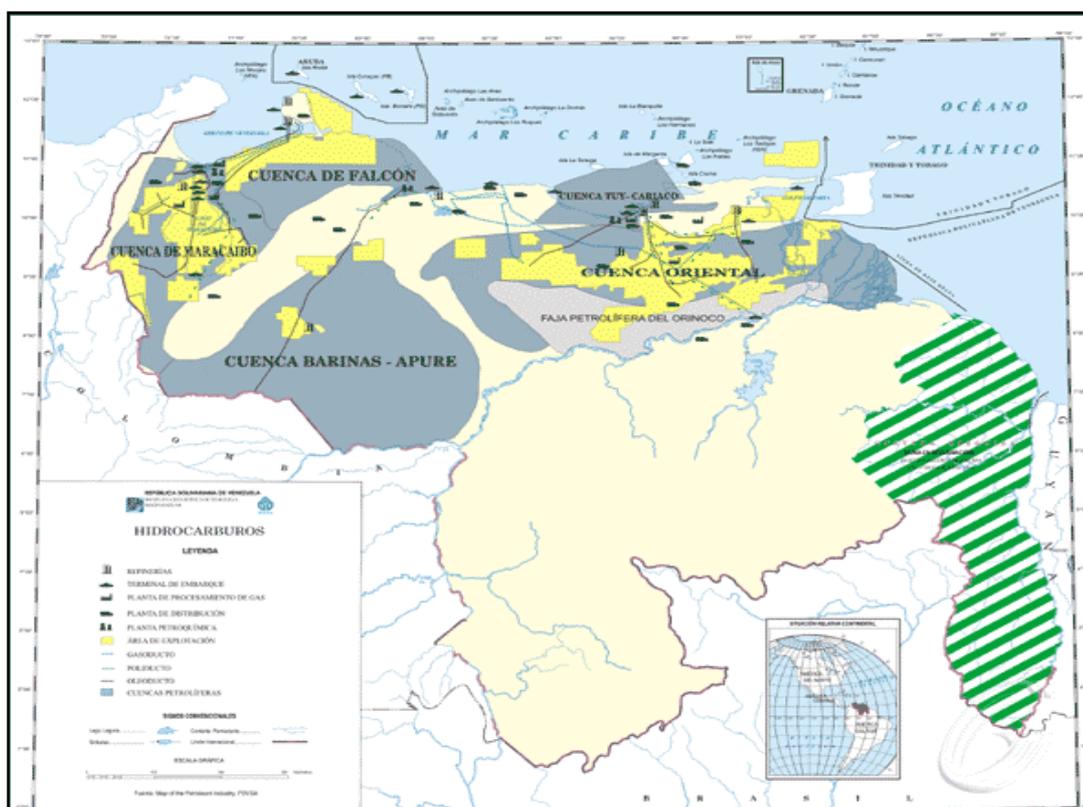


Figura 2.1 Ubicación geográfica de las Cuencas de Venezuela. (González, L. 2.007).

En la Cuenca Oriental de Venezuela se distinguen ocho áreas principales productoras de petróleo: área de Guárico, área mayor de Anaco, área mayor de Oficina, área mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, área mayor de Jusepín, área de Quiriquire y área de Pedernales. En el área de la Faja Petrolífera del Orinoco se produce un truncamiento de todo el terciario contra las rocas cretácicas y pre-cretácicas del Macizo Guayanés. (Salazar M., 2.005; P. 5).

2.1.1 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 la Formación Oficina del Mioceno y Merecure del Oligoceno siendo la primera formación la unidad productora por excelencia en la Cuenca Oriental de Venezuela.

La Formación Oficina Mesa es producto de una sedimentación fluvial, deltaica y paludal, resultando de un extenso delta que avanza hacia el Este en la misma forma que avanza hoy el delta del Orinoco. Los sedimentos de la formación representan depósitos torrenciales y aluviales, contemporáneos con un levantamiento de la Serranía Interior. (González de Juana, 1946).

2.1.2 Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela

La estratigrafía consta exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Paleozoico al Pleistoceno; las acumulaciones más importantes pertenecen a las formaciones del periodo Terciario especialmente del Oligoceno y del Mioceno.

Según diversos estudios realizados en las formaciones productoras de la Cuenca Oriental de Venezuela, determinan que los cuerpos de arena que la constituyen fueron depositados en un ambiente fluvial a deltaico. (González de Juana et al, 1980). (Figura 2.2).

calculadas en unos 270 mil millones de barriles de petróleo. Ésta ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre una extensión de aproximadamente 55.314 km² en las áreas del sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Los límites de la faja son las áreas mayores de Temblador, Oficina y Las Mercedes en su parte norte; el río Orinoco al sur; el Delta del Orinoco al este y el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure al oeste. Inicialmente conocida como Faja Bituminosa, la Faja Petrolífera del Orinoco posee un crudo cuya gravedad varía entre 7 y 18° API. La mayoría de los yacimientos son arenas no consolidadas de Oligoceno/Mioceno con porosidades promedio de 30%, llegando en algunos casos a alcanzar valores hasta de 38-40%; la profundidad de los yacimientos del Terciario disminuye hacia el sur, siendo de aproximadamente 660 pies cerca del río Orinoco, mientras que en el límite norte presenta 7.000 pies (Salazar, M., 2.005; P. 5-6).

Después de la nacionalización el 01 de Enero de 1.976, la industria petrolera llevó a cabo, entre finales de 1.978 y 1.983, un extraordinario esfuerzo exploratorio con el fin de cuantificar la magnitud de los recursos de la Faja; para facilitar éste trabajo, el área de la Faja Petrolífera del Orinoco fue dividida en cuatro sectores (Salazar, M., 2.005; P. 5-6).

Los cuatro sectores o áreas resultantes de la división son:

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

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

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

Área Ayacucho: el área Ayacucho tiene una extensión de 8.763 Km² formando parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Sur del Estado Anzoátegui. Ocupa parte Este central del río Orinoco, limita por el Norte con los campos Yopales Sur, Miga, Melones, Adas y Lejos; al Sur con el río Orinoco, por el Este con el Área de Carabobo y al Oeste con el Área de Junín. (Figura 2.3).

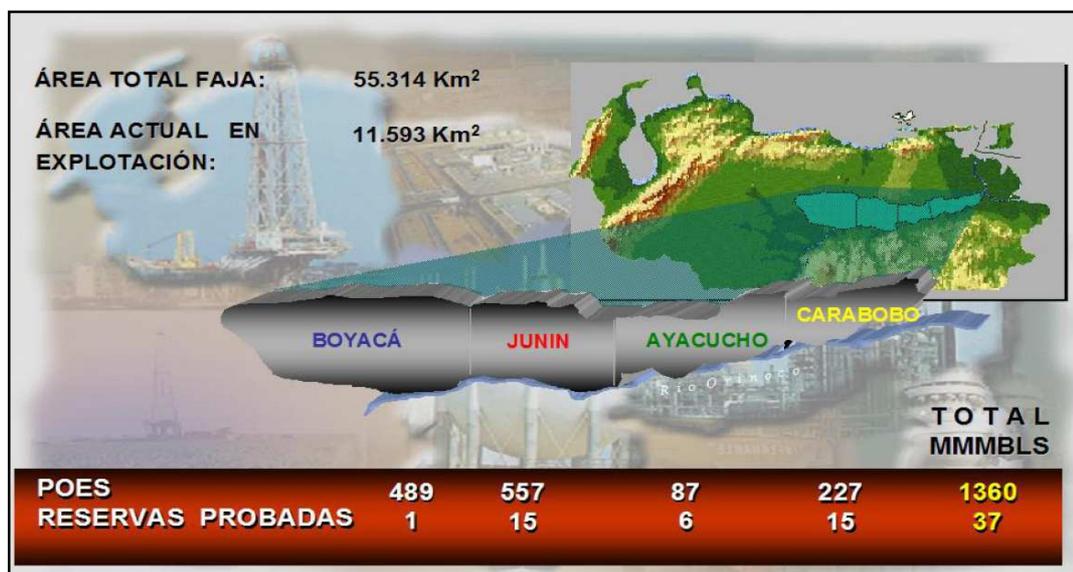


Figura 2.3 Visión de los recursos de la Faja en. (PDVSA, 2009).

2.3 Área Ayacucho

Constituye una de las áreas con mayores reservas de crudos pesados y extrapesados de Venezuela, representa una sexta parte del total de la Faja Petrolífera del Orinoco, forma parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Sur del estado Anzoátegui, y comprende una superficie aproximada de 11.300 Km². Limita por el Norte con las áreas tradicionales de crudo pesado, Yopales Sur, Miga, Melones, Lejos, Merrey, Ostra, Oca Oveja, Adas, Oritupano y Oleos; al Sur con el río Orinoco, por el Oeste con el área de Zuata y por el Este con el área de Cerro Negro. Gómez, José (1.999).

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

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

El entrapamiento de hidrocarburos en Ayacucho Norte es fundamentalmente de tipo estructural en las arenas de Merecure y Oficina y descansan discordantemente sobre en Cretácico. Sin embargo, en Ayacucho Sur, es predominantemente estratigráfico en las arenas de Oficina. Gómez, José (1.999).

Por razones operativas el área de Ayacucho se divide en 25 bloques o cuadrángulos. Éstos son: Arcuna, Bare, Cariña; Dobokubi, Eñepa, Farante, Guahibo, Huyapari, Irapa, Japreria, Kuripaco, Lache, Makiritare, Ninan, Orechicano, Piaroa, Quiriquire, Rionegrino, Sanema, Taurepan, Uaica, Viakchi, Warao, Xamatari y Yaruro. (Gómez, José (1.999). (Figura 2.4).

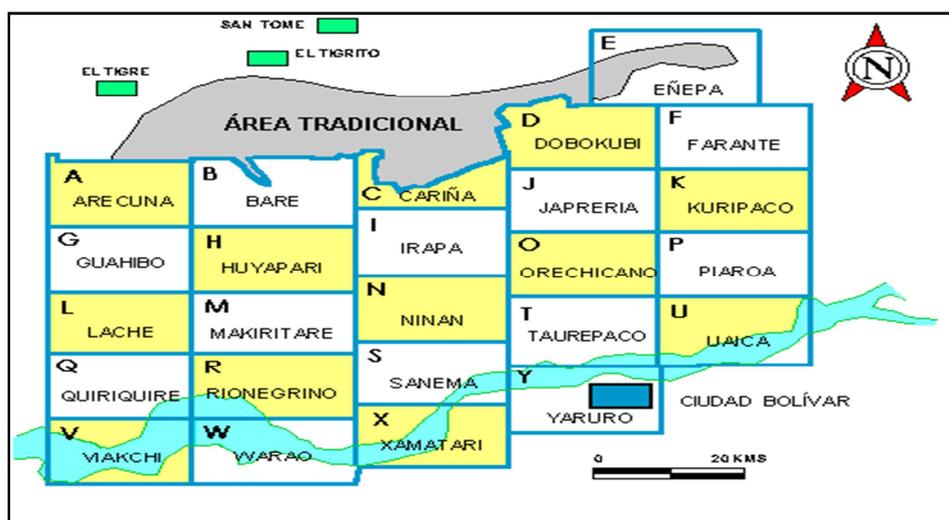


Figura 2.4 División del área Ayacucho. (PDVSA-CIED, Op cit).

2.3.1 Estratigrafía del Área Ayacucho

Ésta área forma parte del flanco Sur del la Cuenca Oriental de Venezuela, donde la columna estratigráfica se inicia con las rocas ígneas y metamórficas del Escudo de Guayana, que representa el Precámbrico. Sobre el basamento se ubican los sedimentos del Cretáceo, representados por las formaciones Tigre y Canoa del grupo Temblador, son arenas, limolitas y lutitas con capas de calcáreos en la Formación Tigre. Estas formaciones se adelgazan hacia el Sur y se acúan al Norte de la línea de bisagra, suprayacente se encuentra la Formación Merecure, depositada durante el Oligoceno. Gómez, José (1.999).

La estratigrafía del Terciario está representada por las formaciones Oficina, del Mioceno Inferior y Freites, del Mioceno Medio. La Formación Las Piedras se depositan a fines del Mioceno y durante el Plioceno, el Pleistoceno está representado por la Formación Mesa. (Figura 2.5).

EDAD		FORMACION	LITOLOGIA
NA RI O	RECIENTE	ALUVION	DEPOSITOS ALUVIALES
	PLEISTOCENO	MESA	ARENASCAS CONGLOMERATICAS LIMOS Y ARCILLA.
PLIOCENO		LAS PIEDRAS	ARENASCAS, LIMOLITAS, LUTITAS Y LIGNITOS.
SUPERIOR			
MI OC ENO	MEDIO	FREITES	LUTITAS MARINAS FOSILIFERAS, ARCILLAS Y ARENISCAS GRISES.
	INFERIOR	OFICINA	LUTITAS CON CUERPOS LENTICULARES DE ARENAS, ARENAS DE CANAL Y BARRAS DE MEANDRO
OLIGOCENO		MERECURE	ARENASCAS MASIVAS CON INTRCALACIONES DE LUTITAS
CRETACICO		GRUPO TEMBLADOR (F. TIGRE / F. CANOA)	INTERCALACIONES DE LUTITAS, ARENASCAS Y LIMOLITAS.
PRE-CAMBRICO		BASAMENTO	COMPLEJO IGNEO - METAMORFICO

Figura 2.5 Columna estratigráfica del área Ayacucho (CIED PDVSA, 1997).

2.3.2 Estructura del Área Ayacucho

Estructuralmente el área Ayacucho, donde se ubica el campo Arecuna, forma parte de un homoclinal fallado, generalmente con dirección Este-oeste y con buzamiento suave de 2 a 4° al Norte. (Gómez, José 1.999).

El patrón estructural está constituido básicamente en dos sistemas de fallas, uno con dirección Noreste-suroeste y el otro Noroeste-sureste, que representa la continuación hacia el sur del sistema observado en el área mayor de Oficina. (Morales I., 2.005; P. 23).

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

2.4 Campo Arecuna

2.4.1 Ubicación relativa del Campo Arecuna

El campo Arecuna se ubica en el sector Nor-occidental del área Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco. Cuenta con una superficie aproximada de 440 Km² (46.270 hectáreas) y está localizada a 60 Km al Sur-oeste de la población de San Tomé. Limita al Norte con el campo Yopales Sur, al Este con el cuadrángulo Bare, al Sur con el cuadrángulo Guahibo y al Oeste con el área Junín. (Morales I., 2.005 P. 6. Original de Abud y Lima, 1.985).

2.4.2 Vías de acceso al Campo Arecuna

Existen dos vías de acceso al campo, la más utilizada es la carretera de El Tigre hacia Atapirire a través de las cuatro vías, la segunda es la vía Paso Bajito-Arecuna 3; éstas carreteras están pavimentadas. Gómez, José (1.999).

2.4.3 Características físico naturales

2.4.3.1 Geomorfología: fisiográficamente el área pertenece a la altiplanicie de la Formación Mesa, región constituida fundamentalmente por sabanas bien drenadas.

Mesa en mayor detalle revela una apreciable diversidad de las unidades geomorfológicas, producto de los procesos morfológicos que incluye las deformaciones locales y los procesos de truncamiento de los suelos-coluviación, los cuales contribuyeron a crear una extensa superficie sub-estructural.

Los materiales que dieron origen pudieron haber sido originados “in situ” y afloraron por socavación de sedimentos provenientes de arrastres laterales. Estos valles están formados principalmente por morichales que son interceptados por cauces mayores de los valles aluviales (Gómez, José 1.999).

2.4.3.2 Suelos: se encuentran enmarcados dentro de los materiales provenientes de los sedimentos de la Formación Mesa, perteneciente al Pleistoceno Inferior, sometidos a un clima cálido tropical.

La vegetación produce pocos aportes de materia orgánica al suelo, por lo que predomina en él un horizonte ócrico en superficie, mientras que superficialmente predominan los procesos de traslocación de arcillas hacia los horizontes inferiores, formándose arcillas caoliníticas y se acumulan sexquióxidos.

Esta condición conlleva al predominio de un horizonte “Kándico” sub-superficialmente, predominando los suelos clasificados como Kandiustults; en caso de ser muy ligera la acumulación de arcilla en los espesores superiores se denomina Quartzipsaments.

2.4.3.3 Cobertura vegetal: Las formaciones existentes en ésta área son:

- Bosques de galería: Están constituidas por comunidades vegetales ubicadas en paisajes de valles pertenecientes a los ríos. La unidad está constituida por morichales y bosques.
- Sabana arbolada: Se caracteriza por presentar un estrato herbáceo continuo y otro arbóreo con especies de hasta 10 m de altura, los árboles predominantes son el Algarrobo, Aceite, etc. Poseen poca densidad y mediana cobertura.
- Sabana abierta: Constituida principalmente por estrato herbáceo, cuyas condiciones de suelos se caracteriza por ser extremadamente pobres y muy permeables.
- Sabana arbustiva: Se caracteriza por presentar un estrato herbáceo continuo y otro superior dominado por especies arbustivas leñosas. El primero está representado por gramíneas y el segundo por especies de mayor altura que oscila entre 3 a 5 metros.
- Sabana de chaparro: El género predominante de esta unidad lo constituyen dos especies principales la *Curatella Americana* (Chaparro) y la *Byrsonima Crassifolia* (Manteco); acompañado por especies gramíneas Gómez, José (1.999).

2.4.4 Estratigrafía del campo Arecuna

Ésta área puede definirse estratigráficamente como una cuña de rocas sedimentarias que se incrementa y buza hacia el Norte, y descansa sobre el basamento ígneo metamórfico de edad precámbrica del escudo de Guayana. La columna estratigráfica integrada por sedimentos no consolidados, se extiende desde el Paleozoico, el Grupo Temblador (Formaciones Tigre y Canoa) del Cretáceo y las Formaciones Merecure, Oficina, Las Piedras del Terciario y Mesa presenta espesores que alcanzan hasta 4.400 pies de sedimento (arenas, lutita, lignitos, etc.).

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

La información levantada en ésta área, ha permitido definir los patrones tectónicos, estratigráficos que rigen la zona y su relación con las acumulaciones de hidrocarburos, el cual determinó que la fuente de sedimentos se encuentra localizada al Sur, en zonas que corresponden a la actual Guayana y que la migración de hidrocarburos (100-150 Km.), generados en rocas cretáceas localizadas al Norte, produjeron el entrapamiento de hidrocarburos en la cuenca. Los intervalos arenosos donde se concentra la mayoría del petróleo en sitio en el área de Arecuna son las basales de la Formación Oficina depositadas encima del basamento ígneo metamórfico y presentado por cuerpos de origen Fluvial y Deltaico. (PDVSA-CIED, Op cit).

La Formación Merecure es discordante sobre las arenas del Grupo Temblador, la cual a su vez se encuentra discordante sobre el basamento ígneo-metamórfico del escudo Precámbrico de Guayana.

La Formación Oficina es concordante en el tope y base con las Formaciones Freites y Merecure respectivamente. Se caracteriza por alternancia de arenas, lutitas, limolitas y ocasionales lignitos, estos sobre todo en la parte media e inferior, que fueron depositados en ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros.

Oficina Inferior (Intervalo U1-P) con un espesor promedio de 500 pies, muy arenoso. Las arenas con espesor que varían entre 75 y 2 pies intercalada con lutitas de espesores entre 20 y 3 pies.

Oficina Media (Intervalo O-H) con un espesor promedio de 550 pies, muy lutítico, las arenas con espesores que varían entre 70 y 2 pies intercaladas con lutitas cuyos espesores se encuentran entre 80 y 2 pies. Las arenas que se ubican dentro de este intervalo son en general del tipo canal.

Oficina Superior (Intervalo G-A0) esta es fundamentalmente lutítico-limolítico intercaladas con areniscas delgadas de poca extensión lateral, las cuales son poco prospectivas; solo dos yacimientos fueron cartografiados en este intervalo. Sobre la Formación Oficina se depositaron las lutitas y limolitas transgresivas de la Formación Freites, de ambiente marino poco profundo. La parte superior de la secuencia la constituyen las arenas de la Formación Las Piedras constituidas por arenas, lutitas y limolitas de origen fluvial; sobre esta yace la Formación Mesa donde predominan las areniscas ferruginosas y conglomerados de origen continental. (Gómez, José 1.999).

2.4.5 Configuración estructural del Campo Arcuna

Éste campo al igual que todos los campos en el área mayor de Oficina forma parte del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y está constituida por un homoclinal fallado de rumbo general Este-oeste y de buzamiento 2° Norte.

El área estuvo sometida a una tectónica de tipo distensivo y de poca intensidad (fallamiento normal). El patrón principal de fallamiento está definido por:

a) Fallas normales con rumbo Noroeste-sureste: Éste sistema de fallas posiblemente controló la sedimentación en el área debido a que la distribución de los sistemas sedimentarios presenta un patrón paralelo al sistema de fallas. El buzamiento de estas fallas es generalizado hacia el Oeste.

b) Fallas normales con rumbo Noreste-suroeste: Las cuales se presentan casi perpendiculares al patrón principal de fallas antes mencionado. El buzamiento de estas fallas es generalmente hacia el Sur.

c) Fallas normales con rumbo Este-oeste: Constituyen el sistema de fallas principales en el campo Arecuna. El buzamiento de estas fallas es generalmente hacia el Sur.

Las fallas son normales de ángulo alto y desplazamiento vertical promedio de 80 pies en el área de los yacimientos. Algunas de estas fallas presentan desplazamientos verticales en el orden de los 30 pies y en muchos casos no actúan como barreras.

Las fallas más importantes en el área son las de rumbo Este-oeste y son, junto con los cambios de facies laterales de las arenas, las responsables en gran medida del entrapamiento de los yacimientos. (Gómez, José 1.999).

2.4.6 Ambiente de sedimentación del campo Arecuna

Se interpreta que los sedimentos fueron depositados en ambientes fluviales por la actividad de canales entrelazados, encontrándose los mejores espesores de arena en

la parte Centro-oeste y Centro-este con aproximadamente 60 pies y en el área central existe una disminución de los espesores hasta 10 pies. La interpretación de las electrofacies de los niveles estratigráficos saturados de hidrocarburos indica que predominan los depósitos tipo canal, propios de ambientes fluviales a deltaico.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

El Campo Arecuna fue descubierto en el año 1.979 con la perforación del pozo HAM-01 posee un área de 462 Km². Así, hasta diciembre de 1.983 en el Campo Arecuna, se perforaron 125 pozos, que generaron 6 trampas de tipo estructural (Trampas 3, 8, 10, 13, 40,92). Este campo contiene 204 yacimientos con 36 arenas de interés; posee información sísmica desde 1.996 en la Trampa MFA-03 y una evidencia del examen de núcleo tomado en el pozo MFA-44S. Actualmente tiene un total de 259 pozos perforados, del los cuales 86 son pozos horizontales, 152 verticales y 21 direccionales; más los pozos exploratorios HAM-01, HAM-02 y HAM-03.

Entre los trabajos anteriores realizados en el Campo Arecuna se puede mencionar Actualización del modelo geológico de los yacimientos ubicados al nivel de la arena U1 del campo Arecuna, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco. Distrito San Tomé, Estado Anzoátegui.

3.2 Bases teóricas

3.2.1 Ambientes Sedimentarios

Es una parte de la superficie terrestre caracterizada por un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo los cuales se acumulan los sedimentos. Tal conjunto de condiciones incluye la geología, la geomorfología, el clima, la flora y la fauna, y si el ambiente es subacuático, profundidad, salinidad,

temperatura y movimiento del agua. Las propiedades de los sedimentos depositados en un ambiente determinado, estarán altamente influenciadas por las características de ese ambiente. (Alfonsí P., 1.999)

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



Figura 3.1 Diferentes tipos de ambientes sedimentarios. Gómez, José (1.999).

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

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

3.2.2 Ambiente Continental

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

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

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

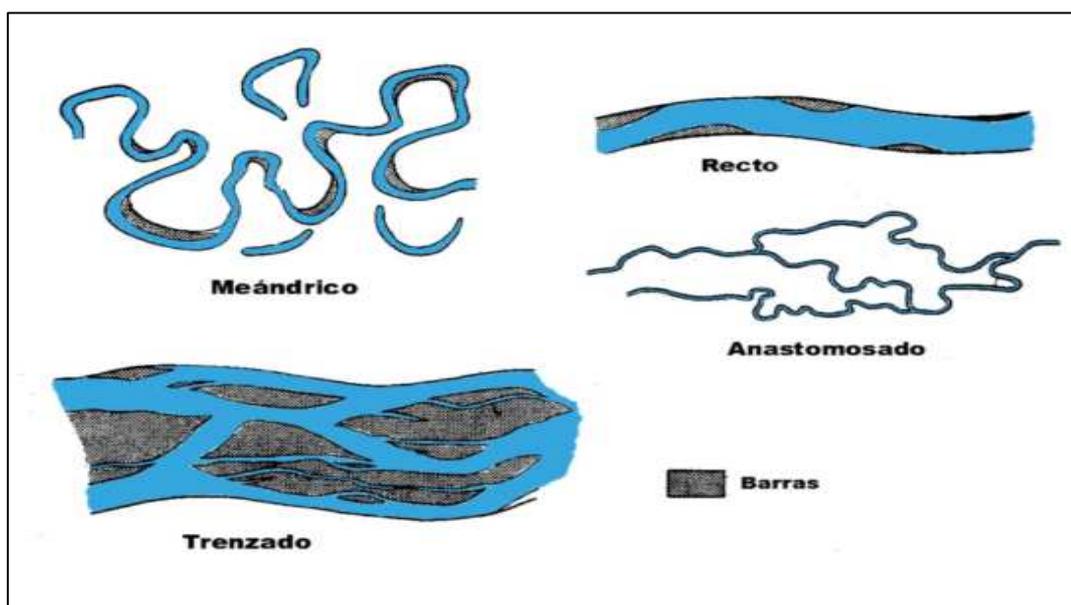


Figura 3.2 Diferentes tipos de canales dentro de los sistemas fluviales. (Serra, O. 1.986).

Métodos recientes que intentan clasificar, describir e interpretar los sedimentos fluviales de una manera estandarizada están basados en parámetros como: la jerarquía

de los estratos y las superficies limítrofes; las litofacies; la asociación de litofacies o elementos arquitecturales; y la geometría de los cuerpos sedimentarios. (Allen G., 1.989).

3.2.3 Ambiente deltaico

Un delta se forma cuando un río cargado de sedimentos entra a un cuerpo de agua, perdiendo de esta manera su capacidad de carga o transporte de sedimento. En general la forma del depósito deltaico depende de: La relación de densidades entre el agua proveniente del río y la del cuerpo de agua en la cual el río desemboca. La capacidad de los procesos marinos, olas y mareas para re TRABAJAR la carga Sedimentaria aportada por el río. (Galloway & Hobday, 1.996)

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

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

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

Basándose en estos procesos Galloway y Hobday (1.996) ha podido establecer una clasificación de los deltas, en la cual aparecen deltas dominados fluvialmente, deltas dominados por olas y deltas dominados por mareas. Sin embargo, muy pocos deltas se encuentran dominados por uno solo de estos procesos, sino que son el reflejo de la combinación del impacto entre el proceso constructivo fluvial y los procesos destructivos del oleaje y de la marea. (Figura 3.3).

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

2. Deltas Dominados por Oleaje: En un sistema deltaico dominado por oleaje, los sedimentos que inicialmente se han depositado en la boca de los canales distributarios es retrabajado por el oleaje y redistribuido a lo largo del frente deltaico por las corrientes costeras (Figura 3.3). Barras de desembocaduras de forma arqueadas, consistiendo de crestas de playa coalescentes. (Galloway & Hobday, 1.996).

3. Deltas Dominados por Mareas: A medida que el rango de las mareas se incrementa, lo mismo sucede con las corrientes de mareas, las cuales modifican la geometría de la desembocadura de los canales distributarios y redistribuyen los sedimentos que han sido depositados en la boca de los mismos. En este caso, al

contrario de los deltas dominados por oleaje, la dirección de transporte del sedimento es principalmente perpendicular a la costa, hacia dentro y hacia fuera del canal, sobre un extenso prodelta de aguas poco profundas construido por la mezcla y decantación rápida de los sedimentos en suspensión. Las barras de desembocadura son retrabajadas como una serie de barras elongadas que se extienden tanto dentro de la boca de los canales distributarios como en la plataforma del delta subacuática. (Galloway & Hobday, 1.996). (Figura 3.3).

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

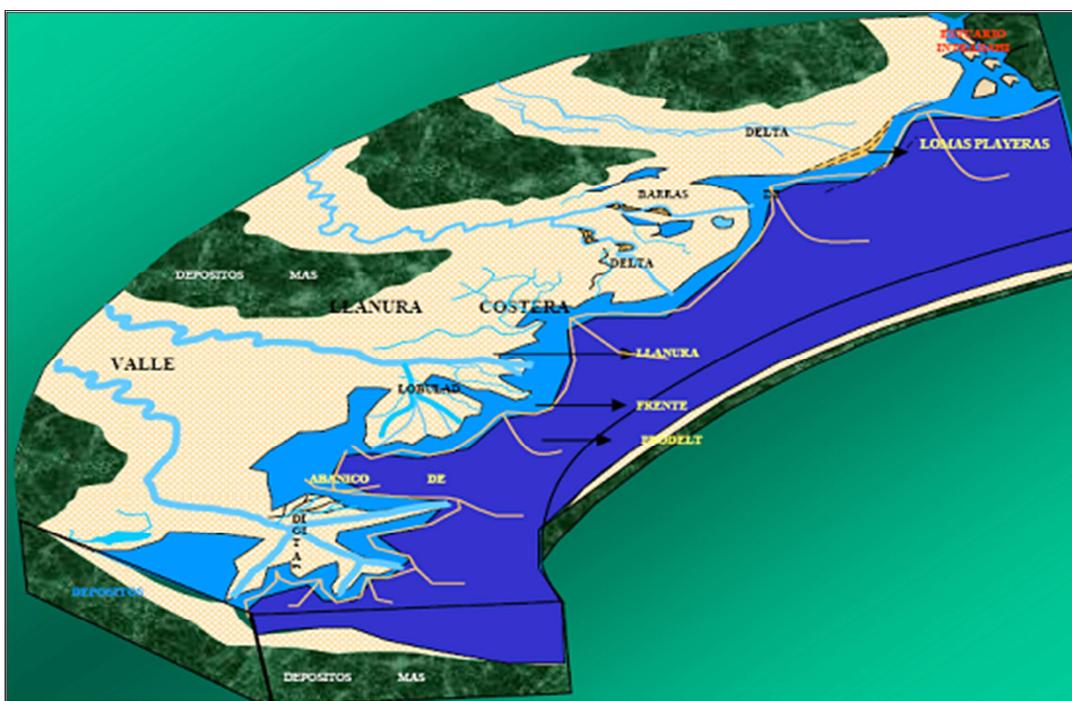


Figura 3.3 Tipos de Deltas. Fluvial, de Marea y por Oleaje.(Coleman & Prior.1.992).

5. Llanura Deltaica Baja: Se desarrolla donde ocurre la interacción fluvial-marina y se extiende desde el límite de la marea baja hasta el límite de la marea alta, por lo que su extensión se encuentra controlada por el rango de las mareas y por la pendiente de la topografía (Figura 3.4).

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

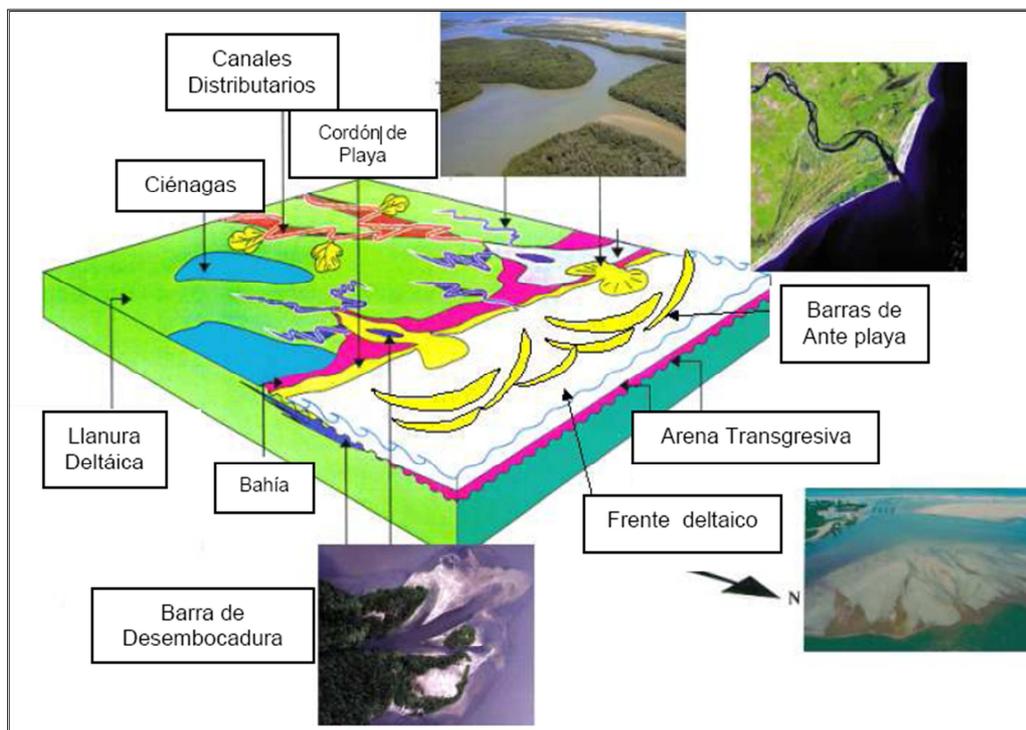


Figura 3.4 Asociación de facies en un modelo deltaico. (Coleman & Prior, 1.992).

3.2.4 Secciones estructurales

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

2.3.5 Secciones estratigráficas

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

3.2.6 Secciones estratigráficas

Un mapa es una proyección de líneas y superficies sobre un plano horizontal; la representación de las diferentes características geológicas se hace mediante los denominados mapas geológicos, los cuales se definen de una manera muy general como un mapa cualquiera que muestra la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sean de la superficie o del subsuelo. El mapa es uno de los productos finales de la interpretación geológica, de tal manera que

son un instrumento que presenta la información de manera clara, nítida y confiable. El propósito de la elaboración de mapas del subsuelo en la geología del petróleo es el hallazgo de trampas que contengan yacimientos comerciales de hidrocarburos. Dado el dinamismo de la información que se obtiene del subsuelo, los mapas deben ser continuamente modificados y actualizados.

3.2.6.1 Mapa estructural: es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. Este tipo de mapa muestra la relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y en él se indica la distribución de los fluidos dentro del yacimiento.

3.2.6.2 Mapa Isópaco: también llamado de espesores, es una representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos, unidades estratigráficas o entidades en el subsuelo. (PDVSA. CIED, op.cit).

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

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

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

c) Mapa Isópaco de Arena Neta Petrolífera: Este corresponde a la geometría de la arena neta saturada de hidrocarburo, se elabora a partir del mapa de arena neta considerando en espesor saturado de hidrocarburos, integrando los límites del yacimiento, que generalmente son los siguientes:

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

3.2.6.3 Mapa de Paleoambiente: los mapas de paleoambientes representan en dos dimensiones las condiciones paleográficas reinantes durante el tiempo de deposición de las arenas. Casi todas las formaciones o grupos de formaciones están dentro de límites estratigráficos definidos, pero dentro de esos límites un mismo tipo de roca puede cambiar lateralmente a otra, y es precisamente allí donde el mapa de electrofacies tiene el propósito de mostrar la naturaleza y la dirección de estas gradaciones.

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

3.2.6.4 Mapas de Isopropiedades: los mapas de isopropiedades son el resultado de la evaluación petrofísica y la interpretación geológica del yacimiento, desde el punto de vista estructural y de ambiente, a su vez permiten observar el comportamiento y la distribución de los fluidos dentro de los yacimientos donde las propiedades petrofísicas se relacionan con los patrones sedimentarios.

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

Mapa de Isopermeabilidad (K): la permeabilidad es importante porque es la propiedad que tienen las rocas de permitir el paso de los fluidos a través de los poros interconectados, pues una arena solo es permeable cuando sus poros están conectados entre sí, pero si esta conexión no existe, la arena puede ser porosa pero no permeable. Se construye con isolíneas de permeabilidad, en mili Darcy.

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

Mapa de Isosaturación *de Agua* (S_w): Nos indica la distribución del agua en el yacimiento, y los valores de esta propiedad se obtienen de la evaluación petrofísica.

3.2.7 Evaluación petrofísica

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

La elaboración de este modelo se basa en el análisis de los núcleos, de datos de registros, de datos de producción, en el cálculo de los más importantes parámetros petrofísicos y de calidad del yacimiento tales como resistividad (R_t), porosidad (ϕ), permeabilidad (k), litología, movilidad de hidrocarburos, volumen de arcilla (V_{sh}), saturación de agua (S_w), distribución entre gas y petróleo y en el cálculo de espesores para construir mapas isopacos de arena total, neta y petrolífera.

Para elaborar una satisfactoria evaluación de los yacimientos es necesario conocer una serie de parámetros físicos de la roca tales como:

3.2.7.1 Porosidad (ϕ): Se define como la relación existente entre el volumen de espacios vacíos, llamado también espacio poroso, al volumen total de la roca. (PDVSA. CIED, 2002).

3.2.7.2 Permeabilidad (k): Es la medida de la factibilidad con que una formación permite el paso de un fluido que determina viscosidad a través de ella. La unidad de permeabilidad es el "darcy", pero en la práctica se usa el milidarcy (md), una milésima de darcy. (Schlumberger, 1983).

3.2.7.3 Saturación de agua (S_w): La saturación de agua se refiere a la cantidad de agua contenida en la fracción del espacio poroso de la roca. Su valor varía entre la saturación de agua irreducible y uno. (PDVSA. CIED, 2002).

3.2.7.4 Saturación de agua irreducible (S_{wi}): Representa el agua retenida, por tensión superficial, en la superficie de los granos, en sus contactos y en los intersticios más finos de la roca. (PDVSA. CIED, 2002).

3.2.7.5 Volumen de arcilla (V_{sh}): Es la fracción volumétrica de lutita presente en una formación arenosa. (PDVSA. CIED, 2002).

3.2.7.6 Resistividad de la formación: El agua de formación o agua connata, es el agua que satura los poros de la roca yacimiento. Su resistividad (R_w) es un parámetro que se requiere para la determinación de saturaciones de agua y/o hidrocarburos. (PDVSA. CIED, 2002).

3.2.7.7 Exponente de cementación (m): Está determinado por el tipo y grado de cementación que mantiene unidos los granos de la roca y puede variar numéricamente entre 1,3 y 3.0. (PDVSA. CIED, 2002).

3.2.7.8 Exponente de saturación (n): Se puede determinar a partir del núcleo, cuando se dispone de información relacionada con el índice de resistividad; depende de la humectabilidad de la formación, al ser mojadas por agua (yacimiento hidrófilo). Presentan valores de “ n ” cercanos a 2.0, mientras que las rocas mojadas por petróleo (yacimiento oleófilo) presentan valores entre 9.0 y 12.0. (PDVSA. CIED, 2002).

3.2.7.9 Factor de tortuosidad (a): Es una constante determinada empíricamente y permite compensar las variaciones en compactación, estructura de poros, tamaño y distribución, en la relación factor de formación y porosidad; este parámetro se considera constante para una litología dada y su rango de variación oscila entre 0.6 y 1.0. (PDVSA. CIED, 2002).

3.3 Definiciones básicas

3.3.1 Sedimentación

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

3.3.2 Sedimento

Es el Conjunto de partículas solidas de naturaleza mineral u orgánica que se deposita en una cuenca y se transforma en una roca estratificada.

3.3.3 Falla

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

3.3.4 Falla Normal o Directa

Generalmente la superficie de la falla se encuentra inclinada con respecto a la superficie (horizontal). La falla es directa cuando el bloque superior se mueve hacia abajo (generalmente asociadas a extensión). (Figura 3.5).

3.3.5 Fallas Inversas

Son fallas bufantas donde el bloque superior se mueve hacia arriba. (Figura 3.5).

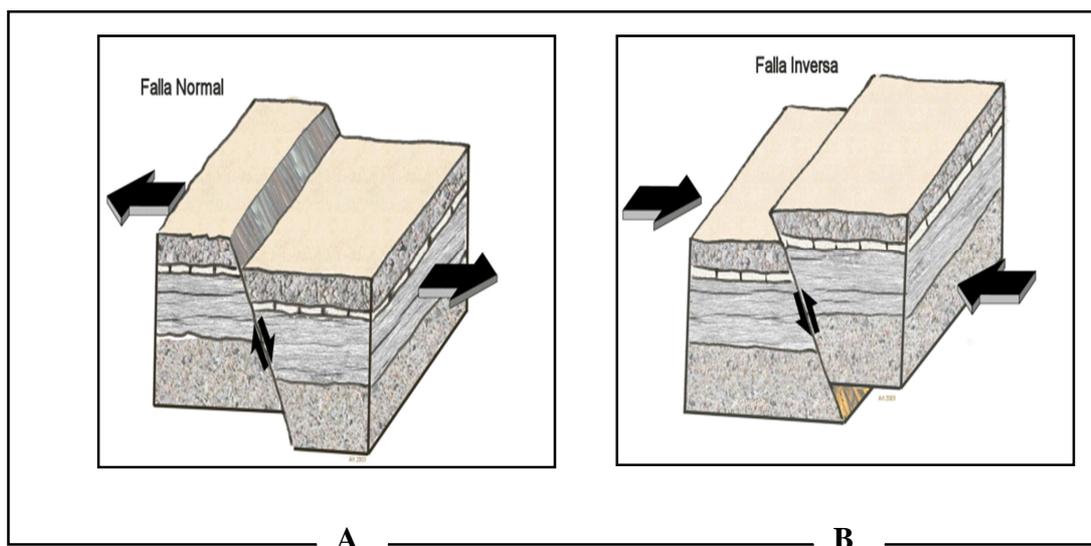


Figura 3.5 Fallas Normal e Inversa. (González, L, 2.007).

3.3.6 Formación

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

3.3.7 Facies sedimentarias

Una fase sedimentaria es una unidad litológica definida por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan de las otras rocas adyacentes. (Acosta et al, 2.006).

3.3.8 Yacimiento de hidrocarburo

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

3.3.9 Contacto Agua Petróleo

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

3.3.10 Cuenca

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

3.3.11 Campo

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

3.3.12 Correlación

La correlación de registros de pozos se puede definir como la determinación e identificación de unidades estructurales o estratigráficas que son equivalentes en tiempo, edad o posición estratigráfica.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Nivel de Investigación

De acuerdo con el objetivo general y el problema planteado, ésta investigación se ejecuta mediante métodos descriptivos, debido a que en ésta se encuentra la caracterización de un hecho con el fin de establecer su comportamiento, además de describir las propiedades de la arena T del Campo Arecuna, para luego realizar un análisis detallado a nivel petrofísico para el cálculo de reservas.

Finalmente el presente estudio tiene un diseño de investigación del tipo documental y de campo; debido a que, está basado en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos y otros tipos de documentos que ayudan al proceso investigativo.

4.2 Diseño de la Investigación

Este estudio utiliza como herramienta de trabajo principal los registros eléctricos de los pozos presentes, a partir de los cuales se obtienen y analizan los datos que permitirán la caracterización geológica del yacimiento. La investigación corresponde entonces, a una investigación del tipo documental, ya que los objetivos planteados se alcanzarán mediante la consulta y análisis tanto de los registros eléctricos de pozos, como del material bibliográfico disponible. (Figura 4.1).

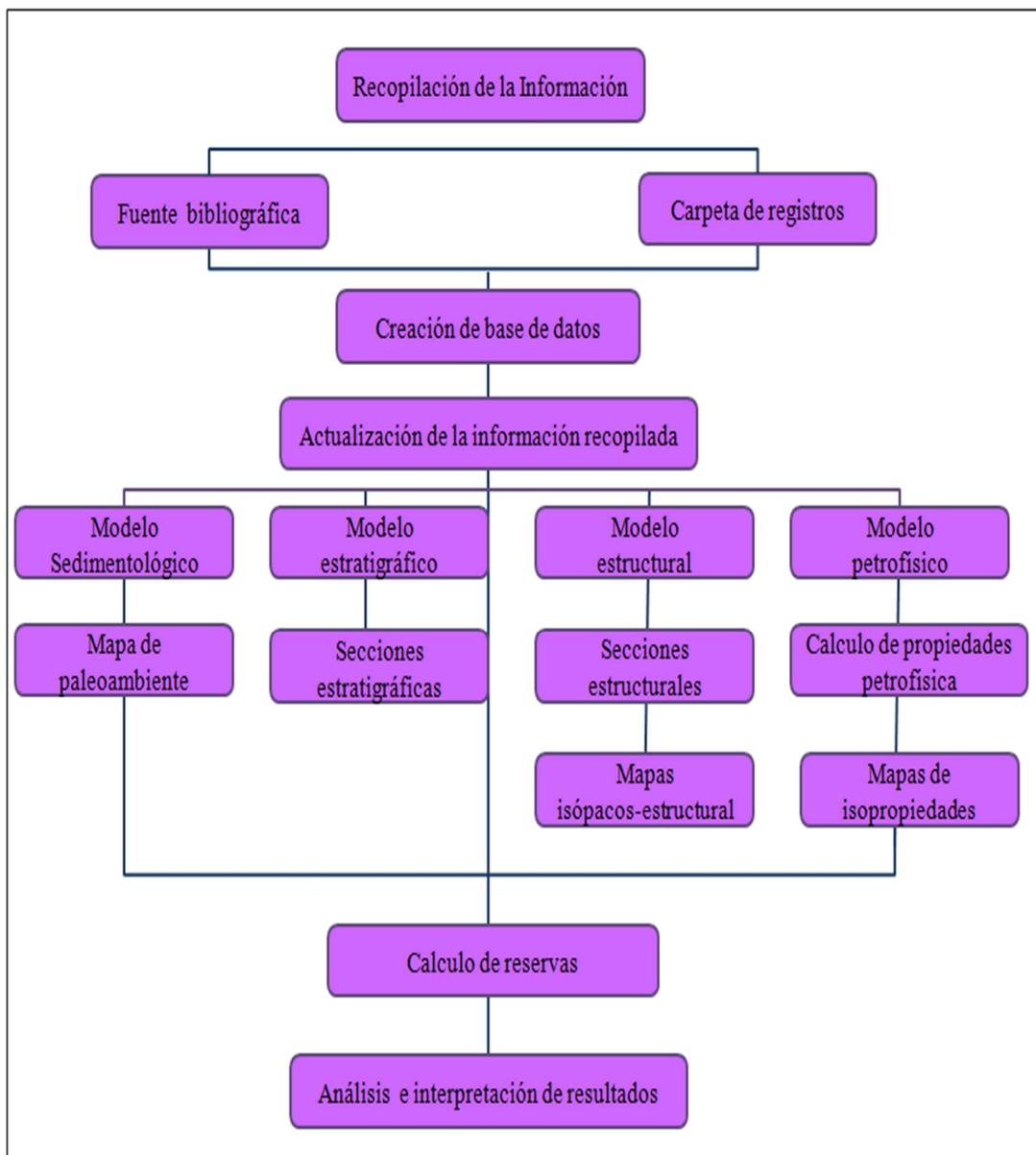


Figura 4.1 Cronograma de Trabajo

Es importante establecer un esquema de trabajo para mantener el orden de la realización de los objetivos planteados y permita una óptima sincronización de las actividades a desarrollar.

En búsqueda de maximizar el tiempo de trabajo, se elaboró un cronograma de actividades o basándose en el diagrama de Gannt .Este refleja cada uno de los pasos necesarios para lograr la actualización de la información y si se quiere creación de un nuevo modelo geológico.

El tiempo destinado para la realización de este estudio fue establecido por la empresa, el cual es de 6 meses, lapso que incluye la elaboración de conclusiones y recomendaciones, así como también, la redacción y presentación del Trabajo Final de Grado.

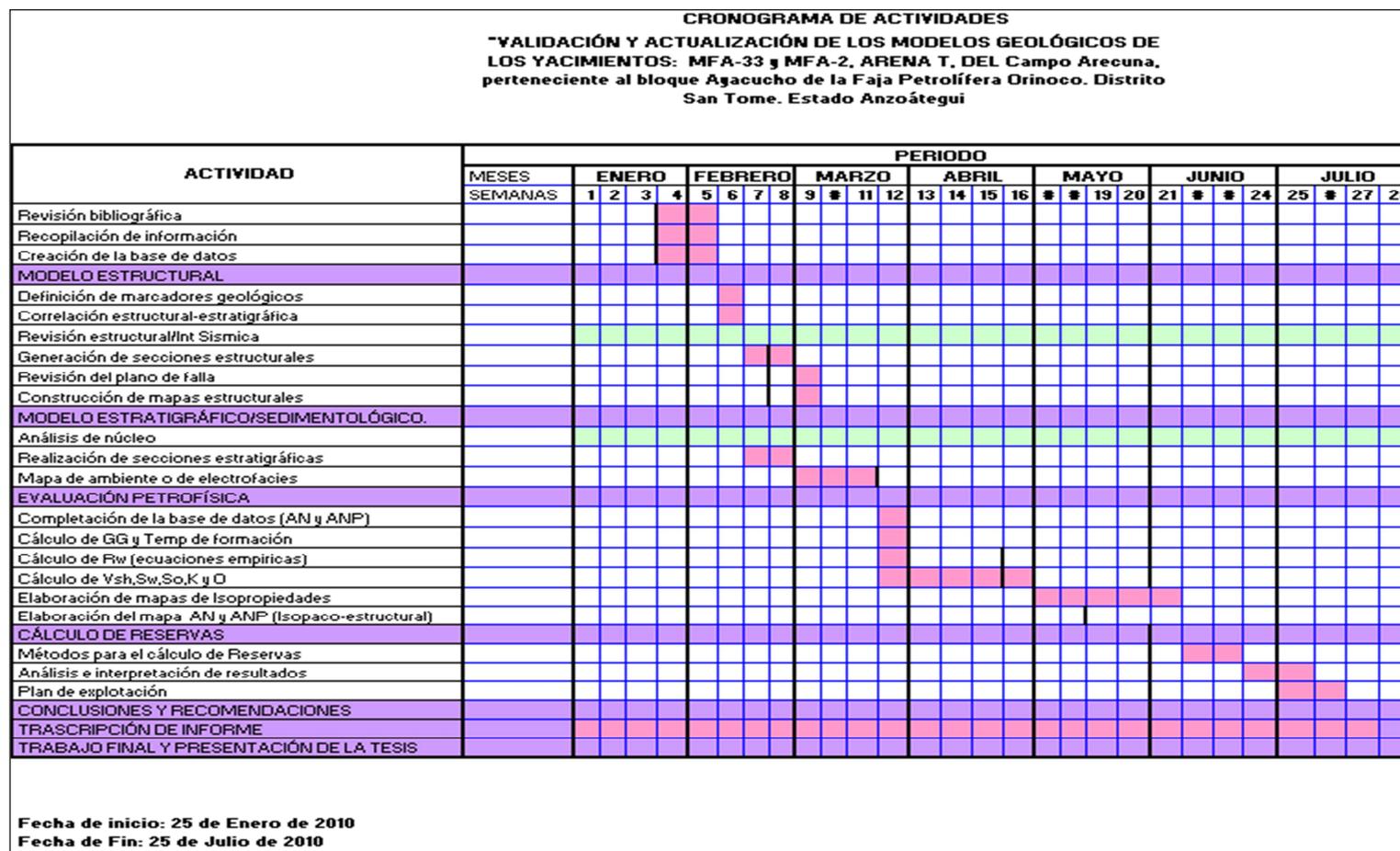


Figura 4.2. Cronograma de actividades “Diagrama de Gannt” (PDVSA Exploración y Producción, 2009)

4.3 Recopilación de información

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

Es en ésta etapa que se recopila, clasifica y valida toda la información sobre el área en estudio, tales como: a) estudios e informes previos del campo; b) registros eléctricos de pozos (GR, SP, resistividad, conductividad, densidad-neutrón); c) carpetas de pozos; d) sumarios de producción; e) trabajos de grado previos; f) mapas isópacos-estructurales oficiales, entre otros.

4.3.1 Revisión bibliográfica

Consistió en revisar toda la información de trabajos anteriores realizados en el campo Arecuna de manera exhaustiva; en trabajos de grado, informes de avance, bibliografía de geología general, ambientes sedimentarios, geología estructural y toda la información referente a los yacimientos estudiados.

Esta revisión bibliográfica se llevó a cabo en las instalaciones de la Biblioteca Sala Técnica del Distrito San Tomé, además de contar con la valiosa información aportada por la bien llamada biblioteca universal Internet. Esta etapa tiene gran relevancia en el trabajo porque permite afianzar los conocimientos referentes a la geología del área de estudio y facilita la investigación planteada.

4.3.2 Revisión, validación de Datos y Correlación de los Registros Eléctricos de Pozo

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

Para verificar la ubicación geográfica de los pozos se comparan las coordenadas que aparecen en el cabezal de cada registro con las coordenadas que están establecidos en la herramienta Sigemap 3.0. Este es un software que permite la digitalización de mapas de forma rápida y fácil, además de que se puede revisar, preparar y cargar la data del cuadrángulo a incorporar en el sistema (Figura 4.3).

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

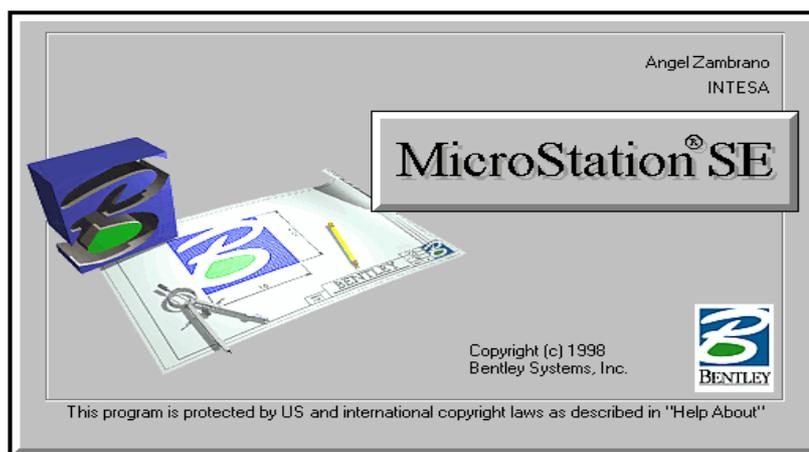


Figura 4.3 Pantalla de inicio de Sigemap 3.0.

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

Esta transformación se logro utilizando un programa de fácil manejo denominado Transcoordenadas, el cual está adaptado especialmente para Venezuela y utiliza como punto de referencia los distintos puntos de control geográfico que están distribuidos en el país. En este caso corresponde a la estación de Barcelona y al Meridiano central Oriente 63°, los cuales son los datos de entrada para proceder a la transformación. (Figura 4.4).

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

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

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



Figura 4.4 Ventana de entrada a Transcoordenadas.

El primer paso fundamental para la caracterización geológica es correlacionar los registros de 69 pozos presentes, extrayendo de cada registro información referida a espesores, profundidades, lecturas de los diferentes registros como el de potencial espontáneo y gamma ray, y toda la información general que aparece en el cabezal de registro, principalmente la referida a temperatura, resistividades del lodo, profundidad máxima, entre otros datos necesarios para la evaluación petrofísica.

4.4 Generación de la base de datos

A medida que se realizaba la correlación también se tomó simultáneamente la información correspondiente a la lectura de los registros de SP, GR, resistividad, conductividad, densidad, neutrón y sónico.

Recopilada toda esta información de los registros de pozos se organizó en una base de datos elaborada en Microsoft Excel, con el fin de facilitar el manejo y procedimiento de los datos.

4.5 Modelo sedimentológico

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

4.5.1 Elaboración del mapa de paleoambiente

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

4.6 Modelo Estratigráfico

Con este modelo se busca definir la arquitectura interna y cambios de facies del campo así como los marcadores de interés y por supuesto su continuidad lateral y vertical.

4.6.1 Correlación Estratigráfica

Para identificar el tope y la base de la arena T se procedió a correlacionar entre pozos cercanos y siguiendo siempre un marcador guía como lo es el tope de la arena S5, cuya característica lutítica posee gran extensión lateral observándose en la

mayoría de los registros; la arena de interés T se encuentra varios pies por debajo de este marcador y presenta buen espesor y usualmente dividida en dos o tres lentes.

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

Una vez definido el tope y la base del intervalo de interés se procedió a correlacionar cada uno de los pozos de manera manual, dicha correlación se realizó a todos los pozos pertenecientes al área en estudio y pozos adyacentes. De igual forma se corroboró la correlación realizada de los pozos con los registros en digital a través de la Plataforma Lankmark (Open Works), con la herramienta de *correlation*, siendo esto una herramienta de gran ayuda en lo que respecta a la digitalización de las secciones estratigráficas y estructurales.

Open Works; Es el sistema geológico de integración de datos donde está creada la base de datos, es una plataforma en ambiente “UNIX”, creada por “*LandMark Graphic*” que permite la integración de las diferentes disciplinas de las Geociencias, como la Petrofísica, Geofísica, Geología, Fluidos y otros; para la caracterización de un yacimiento, es decir, facilita todo el procesamiento de la información permitiendo estimar reservas de hidrocarburos. La interpretación geológica (correlaciones, secciones, litología, entre otros) utiliza la aplicación “*StratWorks*”, la interpretación estructural utiliza la aplicación de interpretación sísmica “*SeisWorks*”. La interpretación *petrofísica* se basa en la utilización de “*Petroworks*”, ya que cada una de estas aplicaciones está directamente conectada con la base de datos.(Figura 4.5).

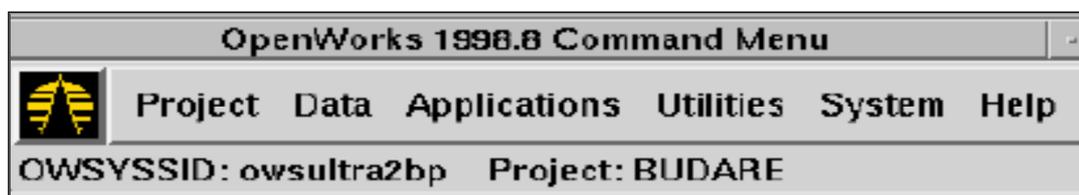


Figura. 4.5. Ventana Principal de OpenWorks.

4.6.2 Elaboración de secciones estratigráficas

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

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

Al tener identificado el marcador estratigráfico regional, se colgaron los registros de manera equidistante. Y por último se procedió a interpretar las secciones

estratigráficamente mediante representaciones graficas para cada facies: canal, barras y llanura de inundación.

4.7 Modelo estructural

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

4.7.1 Elaboración de secciones estructurales

Después de analizada la información obtenida de las correlaciones, con la ayuda de los registros de SP, Resistividad e Inducción, se elaboraron cuatro (4) secciones estructurales con la ayuda del programa Open works cubriendo la mayor zona posible del campo para la validación de las fallas principales.

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

4.7.2 Elaboración del mapa isópaco-estructural

Este mapa es una integración de un mapa estructural con un mapa isópaco. En vista que no se trabajó con sísmica el mapa estructural fue elaborado representando la profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar (TVDSS) de cada uno de los pozos. Se procedió de la siguiente manera:

1. En el mapa base suministrado por la Sección de Yacimientos Extrapesado, a escala 1:20.000, se colocan los valores del tope estructural leído de los registros de pozos.

2. Se trazan los contornos estructurales con un espaciamiento de 50'.

3. A partir del mapa de planos de fallas, también a escala 1:20.000, se procede a trazar las mismas tomando en cuenta los contornos estructurales, es decir, se le da el desplazamiento aproximado leído de los registros de pozos. Para obtener el mapa de planos de falla se lee la profundidad donde el pozo ve la falla y se interpola entre pozos.

A medida que se realizaba la correlación simultáneamente se determinaron los espesores de arena neta y arena neta petrolífera, a través de la diferencia entre el tope y la base del intervalo estudiado utilizando para ello las curvas de correlación geológica como lo son el GR y el SP a escala 1:500.

Teniendo los espesores de arena neta petrolífera se procede a generar el mapa isópaco, representando en el plano horizontal los espesores leídos. El mismo muestra la orientación, la distribución areal de la arena de interés y su geometría, lo que facilita la identificación e interpretación del tipo de depósito y ambiente sedimentario.

4.8 Evaluación petrofísica

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

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

La evaluación petrofísica de la arena en estudio se realizó a partir de la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos de pozo (Inducción, Gamma Ray, Potencial Espontáneo, Densidad-Neutrón), presentando los resultados por promedios para todo el campo y a través de las gráficas de S_w vs R_t , S_w vs V_{sh} , V_{sh} vs Φ_e , Φ_e vs K .

4.8.1 Cálculo de las propiedades petrofísicas

Estos cálculos se realizaron siguiendo paso a paso una serie de ecuaciones ya establecidas, donde se obtienen una serie de factores que en conjunto van dando forma a las propiedades físicas de los yacimientos y finalmente a todo el campo Arcuna; todo esto se realiza por diversos métodos y modelos con el fin de escoger por comparación cual es el más acertado y aplicable a nuestra zona en estudio.

4.8.2 Elaboración de los mapas de isopropiedades

A partir de los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica y la interpretación geológica de los yacimientos tanto desde el punto de vista estructural como del ambiente, se elaboraron los mapas de isopropiedades de: saturación de agua, volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad.

Estos mapas nos permiten observar el comportamiento y la distribución dentro de los yacimientos de cada una de las propiedades petrofísicas y de esta manera determinar donde se encuentran localizadas las mejores propiedades de las rocas. Los mapas fueron digitalizados a través de la herramienta de SIGEMAP.

4.9 Cálculo de reservas

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

Para esta estimación se utilizó el método volumétrico que por su sencillez y alto grado de certeza resulta el más indicado para este trabajo.

Para el cálculo del POES se utilizó la siguiente fórmula:

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

Donde:

Vol= Volumen en acre/pie.

So= Saturación de Petróleo en %.

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

1/Boi= Factor de Merma en %.

Tomando en cuenta los valores oficiales obtenidos del Libro de Reservas para el año 2008 se procedió a calcular las reservas bajo la ecuación:

$$R_{rec} = N * Fr \quad (4.2)$$

Donde:

R_{rec}= Reservas Recuperables.

N= POES.

Fr= Factor de Recobro (Utilizando el valor oficial)

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

$$R_{rem} = R_{rec} - N_p \quad (4.3)$$

Donde:

R_{rem}= Reservas Remanentes.

R_{rec}= Reservas Recuperables.

N_p= Petróleo Producido.

Una vez realizados y analizados los modelos geológicos y petrofísicos así como obtenidos los cálculos de reservas para cada yacimiento en estudio se procedió a elaborar la propuesta de posibles localizaciones.

4.10 Propuestas de futuras localizaciones

La elaboración de la propuesta de futuras localizaciones se realizó siguiendo los siguientes pasos:

- a. Verificar las propiedades petrofísicas y geológicas para seleccionar la mejor o mejores zonas prospectivas en el área de interés.
- b. Una vez seleccionada la mejor zona prospectiva se realiza un estudio del historial de producción de pozos y/o yacimientos que hayan sido completados en la arena de interés.
- c. Elegir el tipo de pozo a ser perforado (horizontal. Vertical stratigráfico, entre otros.) definiendo su trayectoria.
- d. Ubicar geográficamente la localización, elevación de la mesa rotaria, sección vertical y horizontal a ser perforada respetando el área de drenaje de pozos vecinos y su plataforma.
- e. Realizar la evaluación económica de dicha propuesta lo cual permitirá conocer la factibilidad económica de dicho plan.

CAPITULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Modelo sedimentológico

La arena T del campo Arecuna, se formò en un ambiente fluvial dominado por canales de corrientes entrelazadas, la morfología de este tipo de ambientes está representado por el cinturón de canales, formada por canales que se mantienen activos durante todo el año y en el que se observa el eje principal de la sedimentación, luego se encuentran las facies de margen de canal y finalmente la planicie de inundación, esta última formada por depósitos de inundación (arena mal escogida, limo y arcillas).

La materia orgánica está limitada en esta zona a diferencia de una llanura deltaica en los ambientes deltaicos, esto se debe a que la relación de carga de los canales arena/arcilla >1 lo cual dificulta la formación de depósitos arcillosos que favorezcan la estabilidad de los canales y el crecimiento de plantas en las adyacencias de los mismos.

Los sedimentos que la conforman, provienen del Cratón de Guayana y fueron transportados por sistemas fluviales representados por canales de corriente entrelazadas, abarcando una amplia región de lo que hoy en día se conoce como los campos Arecuna, Bare y Cariña.

5.2 Modelo estratigráfico

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

5.2.1 Correlación Estratigráfica

Se procedió a correlacionar según el mallado del área de estudio con los 69 pozos que se encuentran dentro de los yacimientos y en las zonas adyacentes, con la elaboración de la correlación resultaron cambios en cuanto a topes, bases y espesores. Con esta actualización de la correlación se redefinió estratigráficamente la arena T.

5.2.2 Interpretación de Secciones Estratigráficas

El análisis estratigráfico se efectuó a partir de la interpretación de las secciones estratigráficas orientadas en el sentido Oeste-Este, con la finalidad de definir la continuidad lateral de la arena y distribución areal, y así distinguir las variaciones de espesor.

La interpretación de las secciones demuestra la misma tendencia del modelo sedimentológico, donde se observa un conjunto de canales, conectados hidráulicamente y con la presencia de llanuras de inundación interpretadas.

El marcador estratigráfico utilizado corresponde a el tope de la arena S5, que tiene gran extensión lateral y es fácilmente reconocible en los registros. A continuación se explican con detalle las secciones realizadas.

5.2.2.1 Sección estratigráfica A-A': elaborada con los pozos MFA 167, MFA 2, MFA 187, MFA 179 y MFA 174, en dirección Oeste-Este, esta sección muestra un aumento de espesor de la arena hacia el centro de la sección. Podemos observar que la arena T se muestra como un sistema de facies de canal, donde los menores espesores se encuentran hacia los extremos en los pozos MFA 167 al Oeste y MFA 174 al Este. (Figura 5.1).

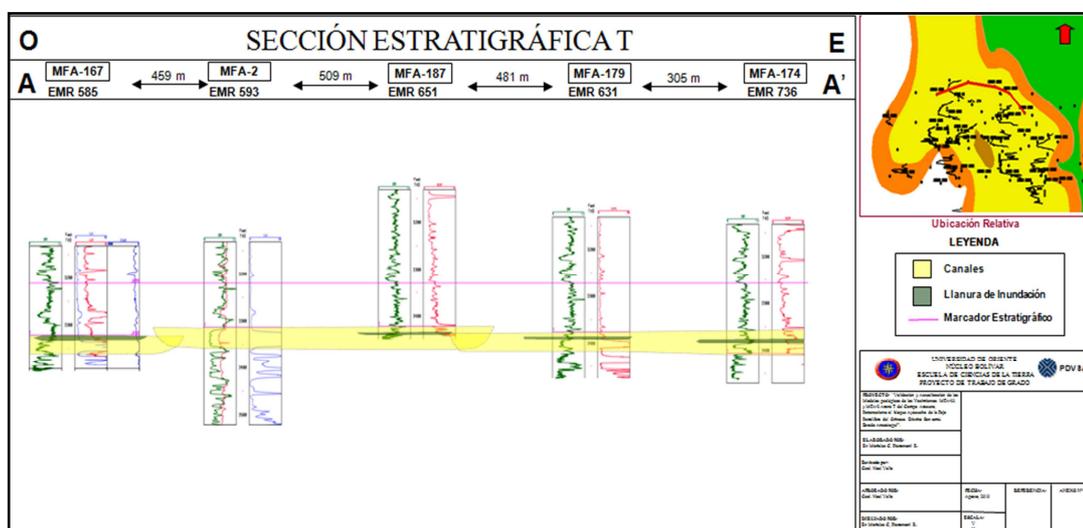


Figura 5.1 Sección estratigráfica A-A'.

5.2.2.2 Sección estratigráfica B-B': Compreendida por los pozos MFA 223, MFA 170, MFA 113, MFA 180, MFA 158, MFA 166 y MFA 171, en dirección Oeste-Este, en esta sección se puede observar la continuidad lateral de la arena y la variación de espesores que hacia la parte Oeste disminuyen debido a que esos pozos se encuentran cerca de la llanura de inundación y hacia la parte este los espesores aumentan. (Figura 5.2).

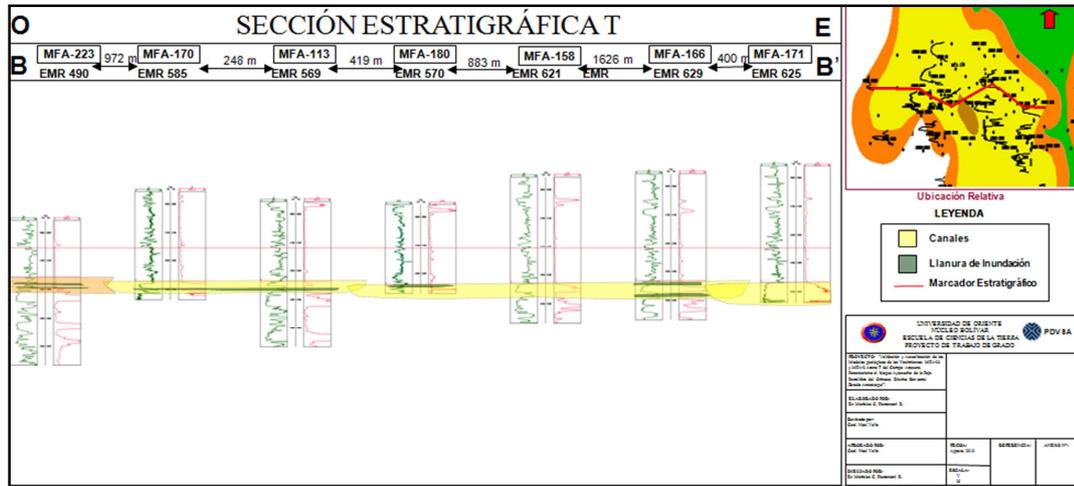


Figura 5.2 Sección estratigráfica B-B.'

5.2.2.3 Sección estratigráfica C-C': esta sección está comprendida por los pozos MFA 175, MFA 33, MFA 112 y MFA 182, tiene una dirección predominante Oeste-Este. En ésta sección se representan facies de canales en las que se puede observar la continuidad lateral de la arena y la variación de espesores, que en la parte Oeste y Este los espesores disminuyen y hacia la parte central del área los espesores aumentan. (Figura 5.3).

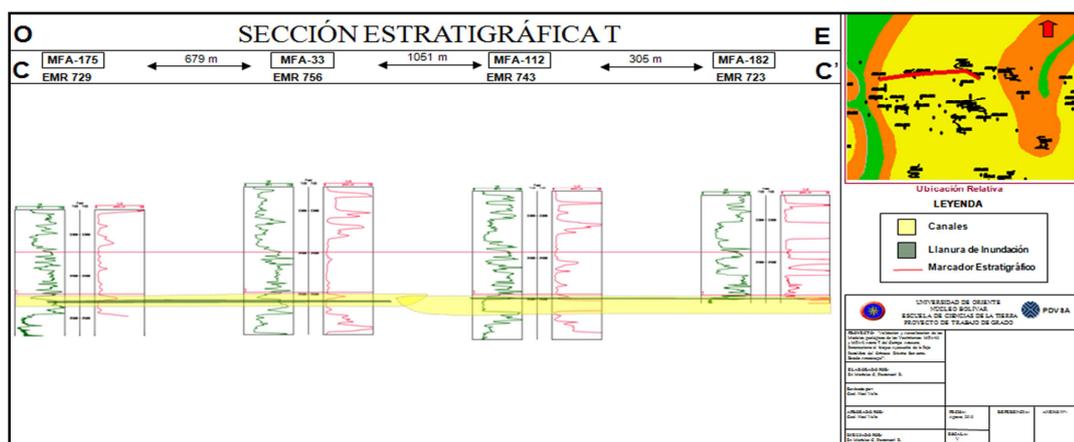


Figura 5.3 Sección estratigráfica C-C'.

5.2.2.4 Sección estratigráfica D-D': fue diseñada con los pozos MFA 169, MFA 173, MFA 205, MFA 188, MFA 204, MFA 186 y MFA 224, en dirección Oeste-Este. En esta sección se puede observar la variación de los espesores que hacia la parte Oeste los espesores disminuyen y hacia la parte Este estos aumentan debido a que se encuentran en el depocentro del canal. (Figura 5.4).

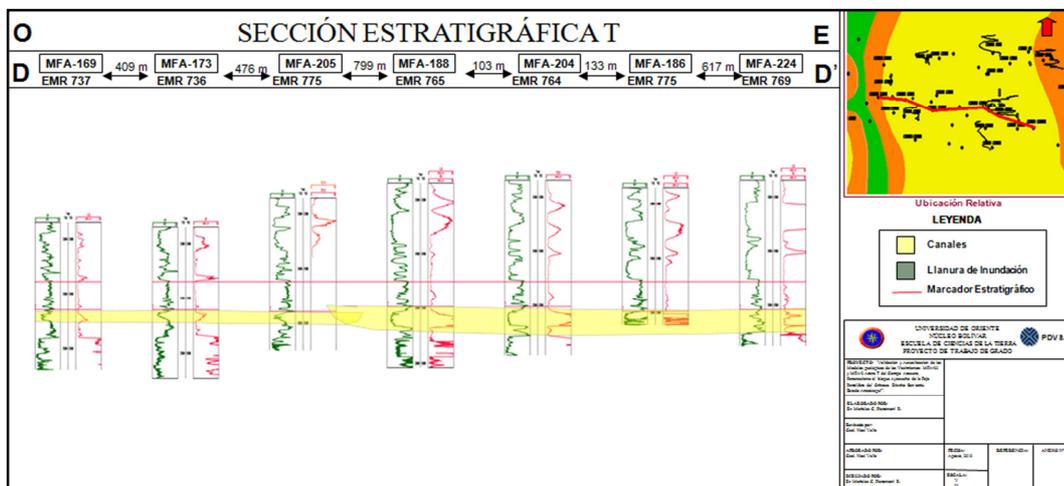


Figura 5.4 Sección Estratigráfica D-D'.

5.3 Modelo estructural

El modelo estructural se elaboro con el fin de comprobar el patrón de fallas y estructuras existentes en el área validándolo a partir de secciones estructurales, este modelo también permitió definir la orientación, geometría de los elementos estructurales y los límites de los yacimientos. Para esto se utilizaron los registros eléctricos de pozos, determinando las profundidades a la cual se encuentra la arena T y verificando la existencia de las principales fallas, resultando que los yacimientos se encuentran limitados por un conjunto de fallas de tipo normal.

5.3.1 Interpretación de Secciones Estructurales

Se elaboraron 4 secciones en sentido Sur-Norte representativas que permitieron validar todas las estructuras existentes en el área de estudio también permiten determinar las estructuras que influyen en la distribución y/o entrapamiento de los fluidos en los yacimientos, así como el buzamiento de los estratos. Estas secciones fueron las siguientes:

5.3.1.1 Sección estructural E-E': Fue construida en dirección Sur-Norte, a través de los pozos MFA 89, MFA 192, MFA 180, MFA 159 y MFA 167. En esta se observó un buzamiento de los estratos en dirección Norte y se pudo validar la existencia de una falla normal con un salto promedio de 85' aproximadamente, la cual se comporta de manera sellante y es uno de los límites hacia el Sur del yacimiento T MFA- 2. (Figura 5.5).

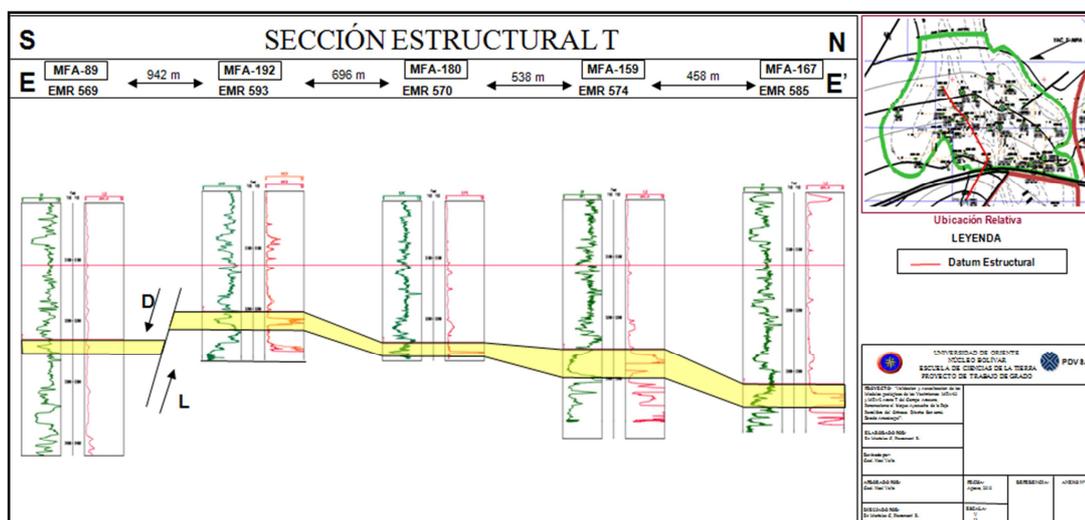


Figura 5.5 Sección estructural E-E'.

5.3.1.2 Sección estructural F-F': Fue diseñada en dirección Sur-Norte, conformada por los pozos MFA 131, MFA 162, MFA 207, MFA 166, MFA 174, y MFA 179. Esta sección muestra la presencia de dos fallas normales, la primera ubicada más hacia al sur y es límite del yacimiento TMFA- 2, se encuentra en dirección Oeste-Este, que buza hacia el Sur con un salto aproximado de 85' y se comporta de manera sellante, la segunda se ubica dentro del yacimiento tiene dirección SW-NE, buza hacia el Sur y tiene un salto aproximado de 20'. (Figura 5.6).

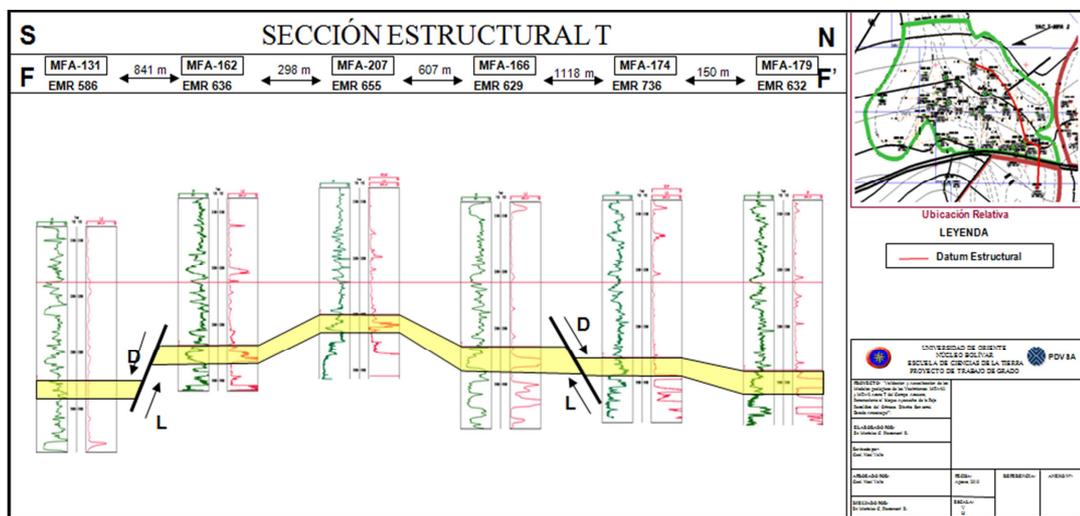


Figura 5.6 Sección estructural F-F'.

5.3.1.3 Sección estructural G-G': Tiene una dirección Sur-Norte, conformada por los pozos MFA 129, MFA 169, MFA 114 y MFA 175. En ésta se pudo observar un buzamiento suave de los estratos predominante hacia el Norte, lo que corrobora que se trata de un homoclinal. (Figura 5.7).

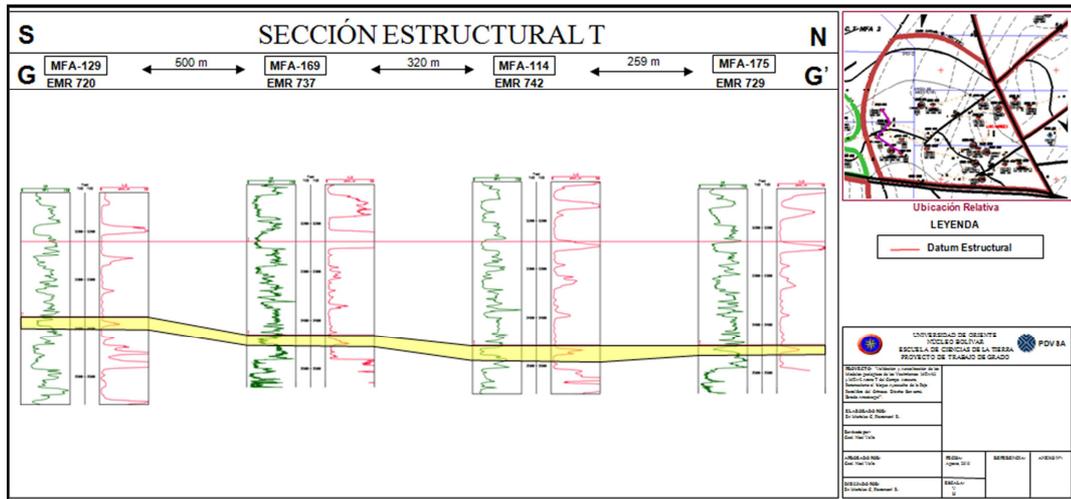


Figura 5.7 Sección estructural G-G'.

5.3.1.4 Sección estructural H-H': Se creó en dirección Sur-Norte, conformada por los pozos MFA 256, MFA 128, MFA 186, MFA 204, MFA 182 y MFA 112. Entre los pozos MFA 256 y MFA 258 se verificó la existencia de una falla normal de dirección SW-NE, que buza hacia el Norte y tiene un salto aproximado de 15'. (Figura 5.8).

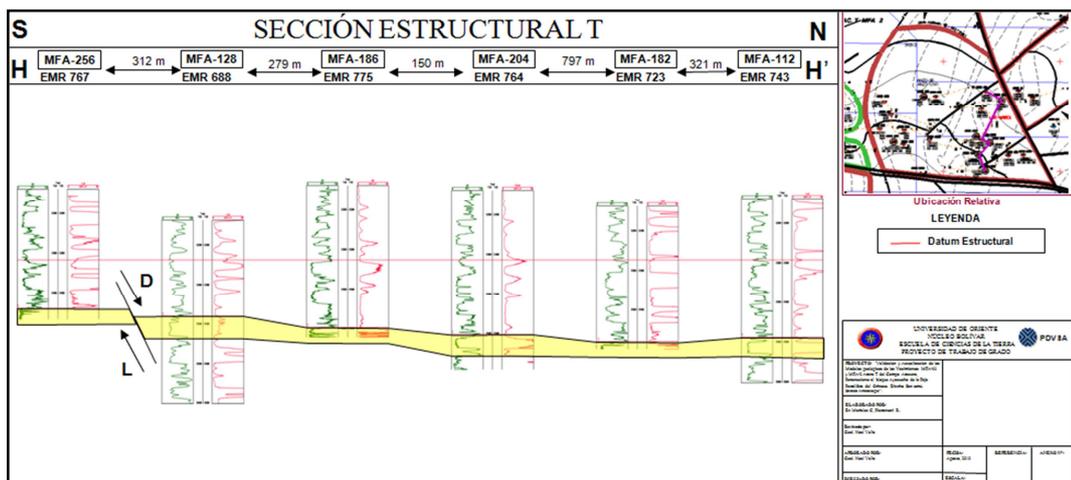


Figura 5.8 Sección estructural H-H'.

5.3.2 Mapa Isópaco-Estructural

Representa la integración del mapa isópaco y el estructural, además de reflejar los límites del yacimiento, este mapa permitió observar la orientación del cuerpo de arena, geometría y tendencia de los yacimientos T MFA-33 y T MFA-2. Para este campo los yacimientos tienen entrapamiento del tipo estructural y del tipo combinado; es decir están controlados tanto por elementos estructurales como estratigráficos.

5.4 Evaluación petrofísica

Se realizó una evaluación de un modelo petrofísico con el cual se obtuvo la información de las diferentes propiedades físicas de las rocas, naturaleza y distribución de los fluidos contenidos en ella, lo que sirvió de base para resaltar las variaciones de la calidad del reservorio y representarlo en papel a través de la elaboración de los mapas de isopropiedades.

5.4.1 Determinación de R_w

La resistividad del agua de formación R_w fue determinada mediante la ecuación con la curva SP, donde fue necesario el cálculo de la resistividad de una arena 100% saturada de agua, para la cual se cumple de que el coeficiente de tortuosidad (a) y el exponente de cementación (m) valen 0,81 y 1 respectivamente para el Campo Arcuna.

También se calculó el valor de R_w por el método de la Ecuación de Archie, para establecer una comparación de los métodos. En la tabla 5.1 se observan los valores y promedio de las resistividades del agua de formación por los dos métodos.

Después de haber obtenido la R_w a la arena 100% saturada y tomando el promedio del modelo de Archie se procedió al cálculo de R_w de la arena de interés. Se muestra en la tabla 5.2 el valor promedio de R_w para el Campo Arcuna.

Tabla 5.1 Valores de R_w calculados por el método de Archie y Curva SP.

Resultados de la Resistividad del Agua		
Pozo	<i>Para la arena T</i>	
	Archie	Curva Sp
MFA-002	0.241	0.578
MFA-003	0.450	1.102
MFA-033	0.270	0.925
MFA-112	0.420	0.998
MFA-113	0.321	1.890
MFA-114	0.405	0.991
MFA-127	0.429	0.722
MFA-128	0.393	1.654
MFA-130	0.404	0.740
MFA-131	0.080	1.118
MFA-223	0.194	1.010

Tabla 5.2 Valor promedio de R_w calculado.

R_w	0,327
-------------------------	--------------

5.4.2 Determinación de la arcillosidad

El modelo que más se ajustó al campo de acuerdo a los resultados obtenidos fue el de Larionov para Rocas Terciarias, que nos indica que los valores de mayor arcillosidad se encuentran hacia las zonas de márgenes de canal. Para realizar el cálculo de la arcillosidad mediante el método de Larionov, primeramente fue necesario calcular el índice de arcillosidad.

5.4.3 Determinación de la porosidad

Para calcular la Porosidad se utilizó el método de la curva de Densidad-Neutrón, obteniendo los mayores valores de porosidad en el centro de los canales, en las mismas zonas donde se presentan los menores valores de arcillosidad (V_{sh}), lo que refleja la relación de proporcionalidad inversa existente entre ambos parámetros.

5.4.4 Determinación de la saturación de agua (S_w)

Para la determinación de la saturación de agua se aplicaron varios modelos, entre ellos tenemos Simandoux, Archie, modelo Poupon, modelo Indonesia y el modelo Doble Agua, el modelo que arrojó valores más aceptables fue la Ecuación de Indonesia.

5.4.4.1 Determinación de la saturación de agua irreductible: este valor se determinó mediante el método de la gráfica R_t en función de la S_w , resultando un valor de 14% para el Yacimiento T MFA-33 y un valor de 10% para el Yacimiento T MFA-2. Para obtener la S_{wirr} por el método gráfico se estableció como R_t de corte aquella resistividad mínima. En los apéndices B1 y B2) se muestran los gráficos utilizados para determinar los parámetros de corte de los yacimientos T MFA-33 y T MFA-2 respectivamente.

5.4.5 Determinación de la permeabilidad

Luego de ensayar con varios modelos para el cálculo de la permeabilidad se determinó que los valores más aceptables fueron los arrojados por la Ecuación de Timur Convencional.

5.4.6 Determinación de los parámetros de corte

5.4.6.1 Saturación de Agua de Corte (S_{wc}): A partir de la gráfica de R_t en función de la S_w , se obtuvo un valor de corte de saturación de agua igual a 59% para el Yacimiento T MFA-33 y un valor de 62% para el Yacimiento T MFA-2, es decir aquellos pozos donde el 59% y 62% o más del espacio poroso de la arena está ocupado por agua no garantiza la producción efectiva y rentable del petróleo. Este valor se estableció a partir de una resistividad de corte de 10 y 9 Ohm·m respectivamente para ambos Yacimientos, que garantiza la producción de petróleo en el yacimiento. (Apéndices B-1 y B-2).

En la tabla 5.3 se ilustra un resumen de los parámetros de corte obtenidos.

Tabla 5.3 Resumen de los parámetros de corte obtenidos.

Yacimiento T MFA-33		Yacimiento T MFA-2	
Parámetros	Corte	Parámetros	Corte
R_{tc} (Ohm.m)	10	R_{tc} (Ohm.m)	9
S_{wc} (%)	59	S_{wc} (%)	62
V_{shc} (%)	52	V_{shc} (%)	24
Por.c (%)	13	Por.c (%)	24
K_c (mD)	450	K_c (mD)	700

5.4.6.2 Volumen de arcilla de corte (V_{shc}): se determinó proyectando la resistividad de corte establecida, se corta la curva y resulta un valor de volumen de arcilla de corte de 52 % para el Yacimiento T MFA-33 y 24% para el Yacimiento T MFA-2. (Apéndices B-3 y B-4).

5.4.6.3 Porosidad efectiva de corte (Φ_{ec}): la porosidad de corte se determinó a partir de la gráfica de porosidad efectiva vs volumen de arcilla, (Apéndices B-1 y B-2), tomando el valor de V_{shc} obtenido anteriormente, de allí se obtuvo una porosidad efectiva de corte de 13% para el Yacimiento T MFA-33 y de 24% para el Yacimiento T MFA-2.

5.4.6.4 Permeabilidad de corte (K_c): Se determinó igual que los parámetros anteriores a partir del gráfico generado entre la porosidad efectiva y la permeabilidad, (Apéndices B-3 y B4), Se aprecia para el Yacimiento T MFA-33 que utilizando un valor de Φ_{ec} de 13% se obtiene un valor de 1450 mD, y para el Yacimiento T MFA-2 se obtiene un valor de permeabilidad de corte de 700 mD.

En la tabla 5.4 se ilustra un resumen de las propiedades petrofísicas obtenidos.

Tabla 5.4 Resultados de las propiedades petrofísicas de la arena T para cada pozo.

POZOS	Vsh (%)	\square (%)	Sw (%)	K (mD)
MFA-002	6	32	9	3599
MFA-003	2	21	59	269
MFA-023	3	28	66	2000
MFA-024	3	24	78	484

Continuación de la tabla 5.4.

MFA-033	18	28	37	1617
MFA-089	30	10	92	34
MFA-112	3	30	29	1292
MFA-113	9	36	47	6043
MFA-126	10	29	93	1113
MFA-127	23	30	31	1292
MFA-128	2	29	16	1113
MFA-129	17	26	43	689
MFA-130	17	27	24	1704
MFA-131	5	33	42	4121
MFA-158	4	33	26	4121
MFA-165	2	28	98	954
MFA-182	2	29	10	1113
MFA-188	9	37	25	3252
MFA-223	26	24	62	1015
MFA-224	26	29	31	1113

En la tabla 5.5 se ilustra un resumen de los promedios ponderados de las propiedades petrofísicas obtenidos

Tabla 5.5 Promedios ponderados de las propiedades petrofísicas.

Yacimiento	Vsh (%)	□ (%)	Sw (%)	K (mD)
T MFA-33	10	30	26	1529
T MFA-2	9	31	26	3512

5.4.7 Mapas de isopropiedades

5.4.7.1 Mapa de isoarcillosidad: la principal razón de este mapa es mostrar la distribución de las arcillas en el yacimiento, encontrándose los menores porcentajes de arcilla hacia el centro de los canales debido a que los paquetes de arena bien definidos se acumulan en estos sitios mientras que hacia los márgenes de canales la arcillosidad es mayor.

Las zonas donde se observó la mayor cantidad de arcilla fueron hacia las zonas marginales de cada yacimiento por la gran cantidad de intercalaciones de sedimentos finos.

5.4.7.2 Mapa de isoporosidad efectiva: con este mapa observamos que las mejores porosidades se encuentran en el centro de los canales con valores alrededor de 34% debido a las condiciones de facies de mayor energía, las porosidades de menor valor se encuentran hacia las zonas de margen de canal donde se encuentran los mayores volúmenes de arcilla y con esto confirma la relación inversa con el mapa de Isoarcillosidad.

5.4.7.3 Mapa de isopermeabilidad: los valores de permeabilidad en el campo van desde 3000 mD en los centros de los canales y de 1113 mD hacia las zonas interpretadas en el mapa de paleoambiente como las zonas de margen de canal, observándose que la relación directa entre los factores de porosidad y permeabilidad se confirma al comparar los mapas de Isoporosidad y el de Isopermeabilidad.

5.4.7.4 Mapa de isosaturación de Agua: las mayores saturaciones de agua se localizaron en las zonas interpretadas como zonas marginales con valores de 43% y en aquellas zonas donde por motivo del fallamiento intenso del campo quedaron a mayor profundidad; por el contrario se localizan las menores saturaciones de agua en aquellas zonas más altas y buzamiento arriba con valores de 10%.

5.5 Reservas

El cálculo de reserva se realizó por medio del método volumétrico arrojando un POES de 38.827 MMBN para el Yacimiento T MFA-33 y para el Yacimiento T MFA-2 se obtuvo un POES de 59.079 MMBN. En la tabla 5.6 se aprecia un resumen de los resultados obtenidos en el cálculo del POES y las reservas recuperables y reservas remanentes para cada Yacimiento.(Tabla 5.6).

Tabla 5.6 Resultados del cálculo de las Reservas para el Trabajo de Grado.

Yacimiento	POES (MMBN)	Reservas recuperables (MMBN)	Reservas remanentes (MMBN)
T MFA-033	38.827	5.435	3.588
T MFA-002	59.079	8.271	6.289

En la tabla 5.7 se muestran los valores de reservas para el mapa oficial.

Tabla 5.7 Valores de reservas para el mapa oficial.

Yacimiento	POES (MMBN)	Reservas recuperables (MMBN)	Reservas remanentes (MMBN)
T MFA-033	43.463	6.085	4.407
T MFA-002	53.634	7.509	8.313

Se puede observar que para el Yacimiento T MFA-2 hubo un aumento en las reservas, siendo ganancias obtenidas según la interpretación realizada en este Trabajo debido a las expansiones en el Yacimiento, mientras que para el Yacimiento T MFA-33 hubo una disminución en el POES.

5.6 Propuestas de futuras Localizaciones

A partir de los mapas generados, como el de paleoambiente, isopropiedades y la nueva interpretación del mapa isópaco-estructural se pueden proponer ciertas zonas del yacimiento que son prospectivas. Integrando esta información se proponen dos nuevas futuras localizaciones en el Yacimiento T MFA-33, en sentido este franco, por presentar buenas propiedades petrofísicas y tener buen espacio para acomodar un pozo horizontal sin interferir con el área de barrido de los pozos, nombradas temporalmente como LOC-AREC1, con sus posibles coordenadas, Coordenadas de superficie: E:351884 N:951884, Coordenadas de tope: E:351247 N:951855, Coordenadas de fondo: E:350629 N:951855, y LOC-AREC2 con sus posibles Coordenadas: Coordenadas de superficie: E:350470 N:951139, Coordenadas de tope: E:350017 N:951140, Coordenadas de fondo: E:349398 N:951139.

Para el Yacimiento T MFA-2 se propone continuar un monitoreo en el pozo MFA-192 debido a que está presentando un alto corte de agua de 73%, hasta que este ya no sea económicamente rentable, para luego abandonar la arena UI y realizar un cañoneo en la arena T. En este Yacimiento no se proponen localizaciones debido a que la mayoría de los pozos presentan alto corte de agua.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El Área de estudio está conformada por 69 pozos de los cuales 22 son pozos verticales y 47 son pozos horizontales
- De acuerdo a la correlación realizada a la arena T del campo Arecuna, ésta presenta espesores que van desde los 5 hasta 64 pies.
- Las secciones estratigráficas y estructurales elaboradas demuestran la variación lateral y vertical de la arena T y las variaciones de los espesores en los canales así como también las características y complejidad estructural del campo certificando la ubicación de las fallas interpretadas en el plano de fallas.
- Los dos Yacimientos encontrados en la zona en estudio fueron delimitados y se representan en el mapa Isópaco-Estructural generado, donde fueron modificados sus límites estratigráficos, límites estructurales y contornos isópacos y estructurales.
- De acuerdo con el mapa de paleo ambiente generado, el modelo sedimentológico de la arena T en el campo Arecuna corresponde a un ambiente fluvial dominado por canales de corrientes entrelazadas, caracterizado por grandes espesores de arenas más o menos limpias lo que supone el centro de estos canales y con cambios progresivos a facies de margen de canal y finalmente planicies de inundación.

- De la evaluación petrofísica a los Yacimientos estudiados se obtuvo los promedios de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla los cuales fueron de 30%;1529 mD; 26% y 10% respectivamente para el Yacimiento TMFA-33, y para el Yacimiento TMFA-2 los valores de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla obtenidos fueron de 31%, 3512 mD, 26% y 9% respectivamente.

- Luego de elaborada la evaluación petrofísica las características de la arena fueron representadas mediante mapas de isopropiedades, mostrando las zonas de mayor calidad hacia el centro de los canales y muestran también la concordancia con el modelo sedimentológico interpretado.

- El POES calculado para el Yacimiento TMFA-33 es de 38.827 MMBN ; y para el Yacimiento TMFA-2 es de 59.079 MMBN, para el Yacimiento TMFA-2 hubo una disminución en el POES.

- Se proponen (2) futuras localizaciones en el Yacimiento TMFA-33 nombradas temporalmente como Localización LOC-AREC1 y Localización LOC-AREC2; basándose en las características petrofísicas y zonas prospectivas.

Recomendaciones

- Oficializar el mapa Isópaco-Estructural propósito de este estudio, que ha sido elaborado tomando en cuenta información estratigráfica, estructural y sedimentológica del campo.

- Tomar en cuenta las localizaciones propuestas y perforar pozos cuyo objetivo principal sea la arena T con el propósito de aprovechar las reservas recuperables del campo.

- Se sugiere continuar un monitoreo en el pozo MFA-195 del Yacimiento T MFA-2, hasta que este ya no sea económicamente rentable debido a que está presentando alto corte de agua de 73%, para luego abandonar la arena UI y realizar un cañoneo en la arena T.

- Ampliar el estudio a la zona Este del área, para verificar la continuidad de la arena T hacia esta zona.

- Aplicar sísmica 3D en el área de estudio con la finalidad de tener visión más representativa del modelo estático y dinámico.

- Digitalizar la información de todos los pozos del campo Arecuna en las diversas aplicaciones en cuanto a los registros, para facilitar la elaboración de correlaciones, secciones, evaluación petrofísica y mapas, para así poder realizar un modelo estático que sea lo más preciso y confiable.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

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

Allen, George (1.989). **SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPOSITOS CLÁSTICOS**.

Total Exploración Laboratory, pp: 44-77.

Coleman & Prior (1.992). **DELTAS ENVIROMENTS AND FACIES**, Pp 39-178.

Galloway & Hobday (1.996). **TERRIGENOUS CLASTIC DEPOSITIONAL SYSTEMS. BERLIN**, pp365-423.

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

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

González, .L. (2.007). **REINTERPRETACIÓN DE LA ARENA J3, YACIMIENTO MFB-3 Y MFB-9 E CAMPO BARE PERTENECIENTE A LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.DISTRITO SAN TOME, ESTADO**

ANZOATEGUI. Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela, pp 46-47.

Petróleos de Venezuela S:A -CIED, (1.997) **CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS.**

Segunda edición pp 2-30.

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

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

Petróleos de Venezuela S:A. (2.006). **LEXICO-CODIGO ESTRATIGRÁFICO DE LAS CUENCAS PETROLERAS DE VENEZUELA.**

Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura

(CIEN).pp100-150.

Petróleos de Venezuela S:A. (2.009) “Sumario Mensual de Producción por Yacimiento”, pp. 52, Agosto (2.009).

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

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

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

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

APENDICES

APENDICE A

Tabla de la base de datos obtenida de los yacimientos T MFA-33 y T MFA-2.

Tabla A-1 de la base de datos obtenida de los yacimientos T MFA-33 y T MFA-2.

POZO	ARENA	TOPE TVDSS (FT)	BASE TVDSS (FT)	AN (FT)	ANP (FT)	E.M.R	GEOMETRÍA
MFA-033	T	-2.739,00	-2.772,00	12	12	756	Vertical
MFA-168	T	-2.738,13	-2.778,13	2+10+2	2+10+2	761,87	Horizontal
MFA -112	T	-2.745,00	-2.790,00	8+28	8+28	743	Vertical
MFA-182	T	-2.757,00	NP	20+NP	20+NP	723	Horizontal
MFA-175	T	-2.714,28	-2.759,28	11+4	11+4	729,72	Horizontal
MFA-127	T	-2.736,00	-2.782,00	15+4	15+4	715	Vertical
MFA-188	T	-2.729,59	-2.772,59	30	30	765,41	Horizontal
MFA-186	T	-2.724,93	NP	4+NP	4+NP	775, 075	Horizontal
MFA-128	T	-2.692,00	-2.762,00	12+13+3	12+13+3	688	Vertical
MFA-205	T	-2.695,00	-2.735,00	4+20	4+20	775	Horizontal
MFA-129	T	-2.660,00	-2.695,00	15	15	720	Vertical
MFA-114	T	-2.708,00	-2.761,00	15	15	742	Vertical
MFA-173	T	-2.683,10	-2.717,10	13	13	736,9	Horizontal
MFA-169	T	-2.693,00	-2.731,00	12	12	737	Horizontal
MFA-172	T	-2.660,19	-2.702,19	2+2+10+4	2+2+10+4	717,81	Horizontal

MFA-206	T	NP	NP	NP	NP	744	Horizontal
MFA-256	T	-2.673,00	NP	28+NP	28+NP	767	Horizontal
MFA-204	T	-2.735,92	-2.790,92	28+5	28+5	764,08	Horizontal
MFA-177	T	NP	NP	NP	NP	737,33	Horizontal
MFA-181	T	-2.717,25	-2.755,25	2+11	2+11	764,75	Horizontal
MFA-224	T	-2.739,17	-2.778,17	3+8+2+4	3+8+2+4	769,83	Horizontal
MFA-002	T	-2.727,00	-2.772,00	35+2	35+2	593	Vertical
MFA-176	T	-2.694,00	-2.732,00	12	12	606	Horizontal
MFA-174	T	-2.623,10	-2.671,10	2+2+8	2+2+8	736,9	Horizontal
MFA-179	T	-2.746,45	-2.788,45	8+18+2	8+18+2	631,55	Horizontal

Continuación tabla A-1.

MFA-187	T	-2.770,00	NP	5+NP	5+NP	651	Horizontal
MFA-191	T	-2.692,52	-2.735,52	4+28	4+28	674,48	Horizontal
MFA-166	T	-2.700,76	-2.747,76	4+20	4+20	629,24	Horizontal
MFA-162	T	-2.700,72	-2.741,72	4+15	4+15	636,28	Horizontal
MFA-130	T	-2.643,00	-2.698,00	3+2+13	3+2+13	632	Vertical
MFA-190	T	-2.608,60	-2.678,60	4+2+38	4+2+38	593,4	Horizontal
MFA-183	T	-2.698,94	-2.753,94	34	34	631,06	Horizontal
MFA-158	T	-2.709,00	-2.751,00	29+2	29+2	621	Vertical
MFA-178	T	-2.688,00	-2.740,00	8+28+2	8+28+2	600	Horizontal
MFA-160	T	-2.656,00	-2.702,00	3+15+8	3+15+8	569	Horizontal
MFA-180	T	-2.666,93	NP	3+NP	3+NP	570,07	Horizontal
MFA-159	T	-2.677,00	-2.727,00	33	33	574	Horizontal
MFA-170	T	-2.687,00	-2.726,00	17+8	17+8	585	Horizontal
MFA-113	T	-2.668,00	-2.701,00	13+3	13+3	569	Vertical
MFA-208	T	-2.647,00	-2.697,00	3	3	571	Horizontal
MFA-189	T	NP	NP	NP	NP	553,66	Horizontal
MFA-210	T	-2.639,00	-2.689,00	14+2	14+2	571	Horizontal

MFA-184	T	-2.613,00	-2.646,00	4	4	554	Horizontal
MFA-219	T	-2.611,00	-2.645,00	10	10	547	Vertical
MFA-192	T	-2.610,60	-2.644,60	2+9	2+9	593,4	Horizontal
MFA-193	T	-2.603,00	-2.641,00	0	0	545	Horizontal
MFA-214	T	-2.601,73	-2.653,73	10	10	546,27	Horizontal
MFA-207	T	-2.645,00	-2.675,00	2+10	2+10	655	Horizontal
MFA-167	T	-2.732,33	-2.781,33	8+15	8+15	585,67	Horizontal
MFA-171	T	-2.743,00	-2.773,00	28+NR	28+NR	625	Horizontal
MFA-223	T	-2.665,00	-2.705,00	8+4	8+4	490	Vertical
MFA-195	T	-2.606,70	-2.654,70	6+10	6+10	543,3	Horizontal

Continuación tabla A-1.

MFA-203	T	-2.629,29	NP	10+10+NP	10+10+NP	644,71	Horizontal
MFA-200	T	-2.635,00	-2.686,00	18+2+8	18+2+8	644	Horizontal
MFA-131	T	-2.854,00	-2.908,00	4+15+9	4+15+9	586	Vertical
MFA-185	T	-2.663,40	-2.688,40	3	3	596,6	Horizontal
MFA-163	T	-2.648,51	-2.697,51	8+19	8+19	641,49	Horizontal
MFA-211	T	-2.654,70	-2.703,70	10+3	10+3	736,3	Horizontal
MFA-003	T	-2.671,00	-2.719,00	17+9	17+9	712	Vertical
MFA-031	T	-2.838,00	-2.888,00	22+9	22+9	582	Vertical
MFA-026	T	-2.756,00	-2.819,00	34	34	604	Vertical
MFA-197	T	-2.706,00	-2.744,00	8+17	8+17	719	Horizontal
MFA-036	T	-2.666,00	-2.716,00	22+10	22+10	734	Vertical
MFA-021	T	-2.680,00	-2.729,00	10+2+4	10+2+4	720	Vertical
MFA-024	T	-2.733,00	-2.808,00	48+8	48+8	662	Vertical
MFA-023	T	-2.593,00	-2.673,00	47	47	697	Vertical
MFA-215	T	-2.606,00	-2.678,00	48	48	692	Horizontal
MFA-165	T	-2.692,46	-2.762,46	64	64	682,54	Vertical
MFA-89	T	-2.663,00	-2.711,00	4+2	4+2	569	Vertical

APENCICE B

Gráficos de los parámetros de corte de los yacimientos evaluados.

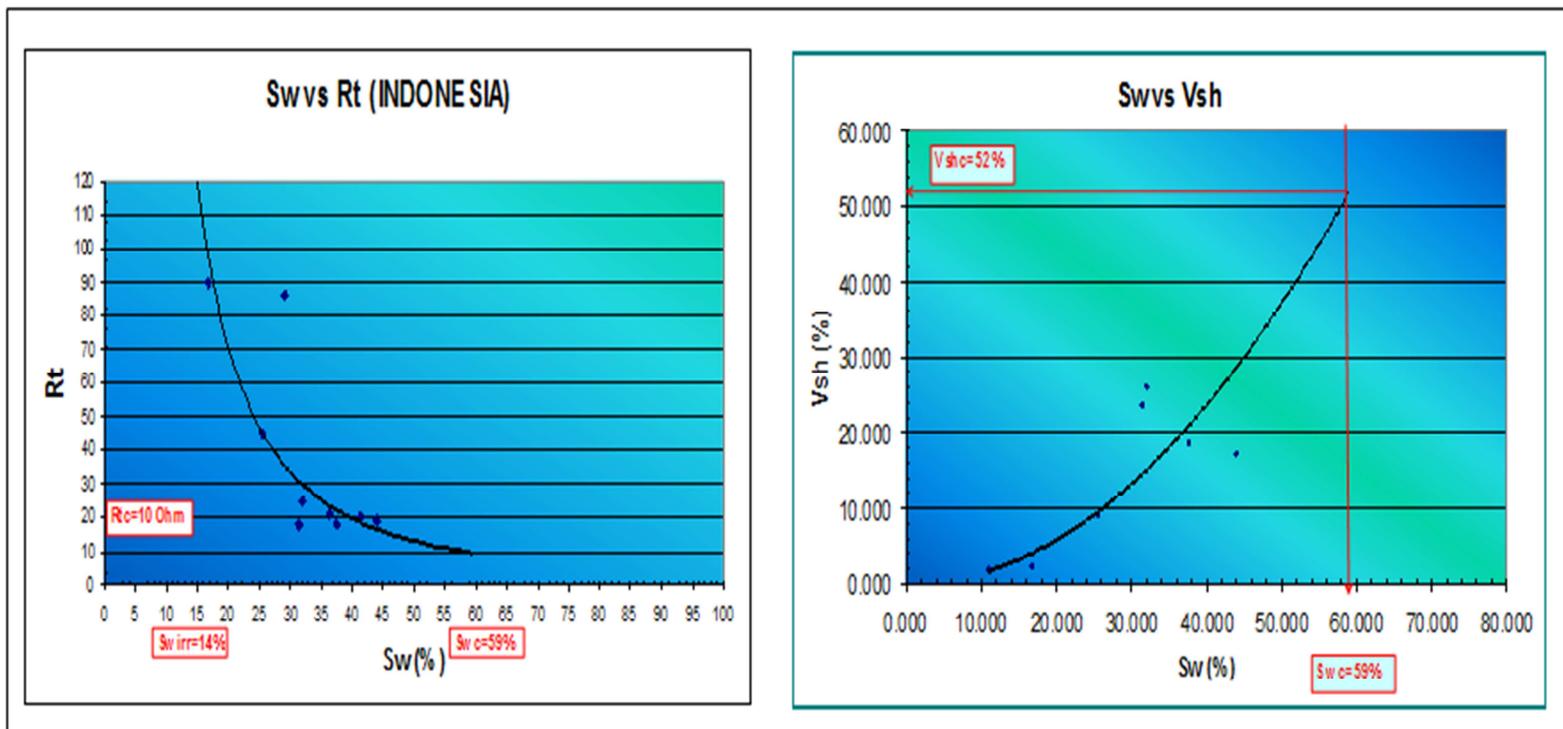


Figura B-1 Gráficos de los parámetros de corte. Yacimiento T MFA-33.

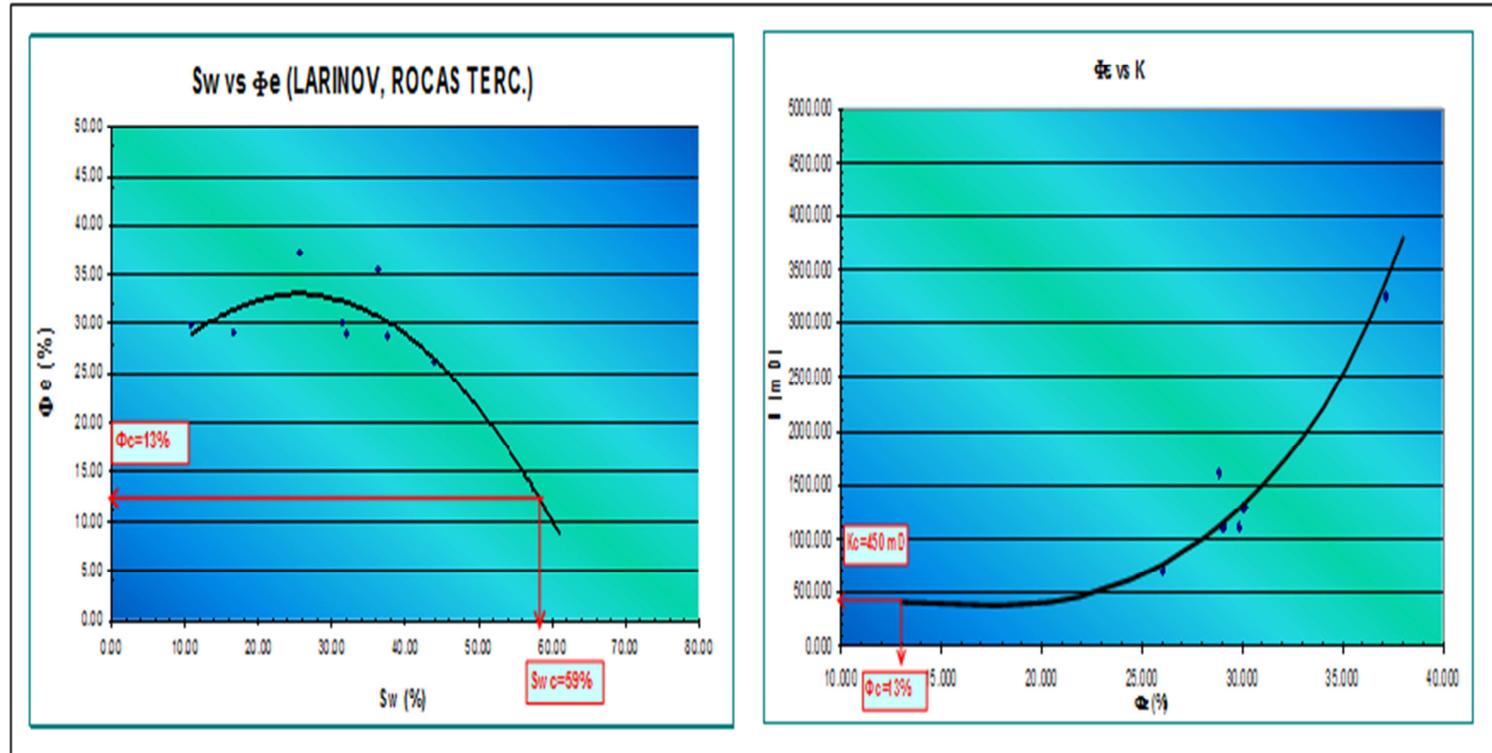


Figura B-2 Gráficos de los parámetros de corte. Yacimiento T MFA-33.

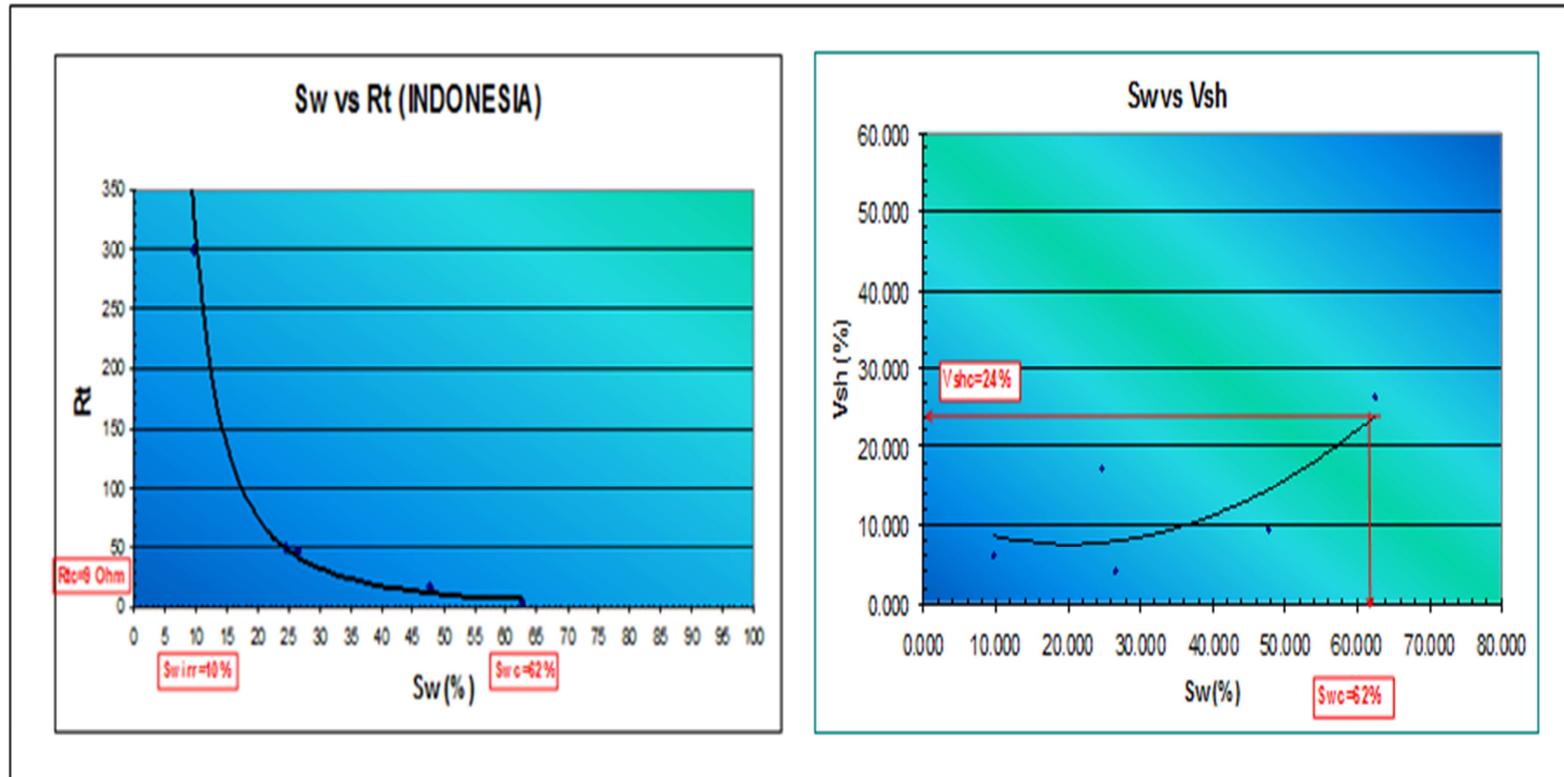


Figura B-3 Gráficos de los parámetros de corte. Yacimiento T MFA-2.

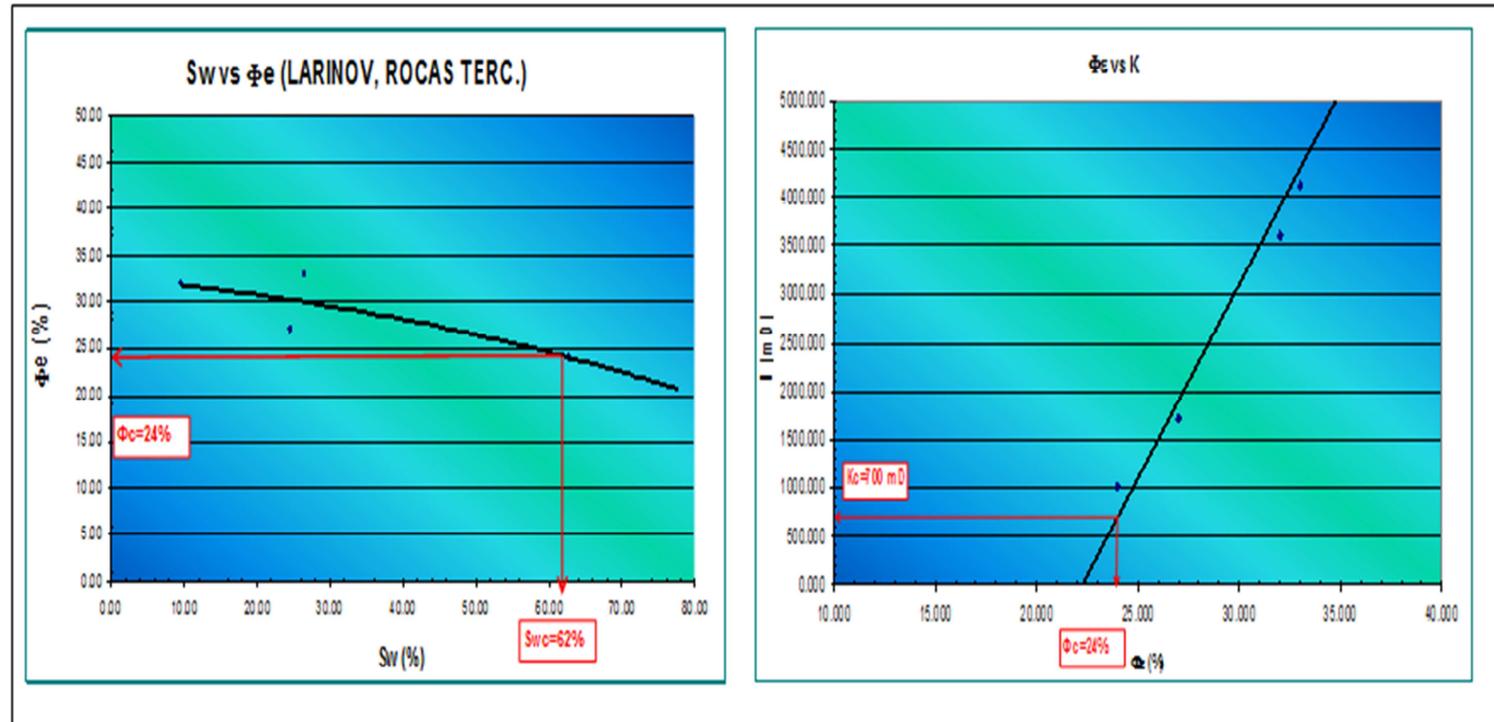


Figura B.-4 Gráficos de los parámetros de corte. Yacimiento T MFA-2.

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

Título	VALIDACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DE LOS YACIMIENTOS T MFA-33 Y T MFA-2 ARENA T DEL CAMPO ARECUNA, PERTENECIENTE AL BLOQUE AYACUCHO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, DISTRITO SAN TOMÉ, ESTADO ANZOÀTEGUI.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
MARIALES CARELI PIETRANTONI ROJAS	CVLAC	18.623.657
	e-mail	mariale- 13care@hotmail.com
	e-mail	marialescareli@gmail.com
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Modelo
T-MFA 2
Actualización
T- MFA 33
Arecuna

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/5

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Departamento de Geología	Geología

Resumen (abstract): El estudio se realizó en las áreas de la Sección de Yacimiento Extrapesado del Distrito San Tomé estado Anzoátegui, evaluando los Yacimientos T MFA-33 y T MFA-2 pertenecientes al campo Arecuna. El objetivo principal de este estudio fue la caracterización del modelo geológico de la arena T, calcular las reservas existentes y proponer áreas óptimas para localizaciones. Para el logro de los objetivos planteados, se partió de la correlación de registros de pozos para verificar la continuidad de la arena, siendo necesario correlacionar 69 pozos que permitieron una visión más integrada de las características de los yacimientos y el modelo sedimentológico general. A través de las secciones estratigráficas se demostró la continuidad y extensión lateral de la arena T. A partir de las secciones estructurales realizadas en los yacimientos se validaron una serie de fallas normales existentes en ambos Yacimientos con sus respectivos saltos y direcciones, seguidamente se elaboró el mapa isòpaco-estructural y posteriormente el mapa de electrofàcies, el ambiente de sedimentación está enmarcado dentro de un sistema deltaico con influencia fluvial, dominado por canales de corrientes entrelazadas. Seguidamente se realizó la evaluación petrofísica a 20 pozos del área en estudio para luego determinar el POES y las reservas de petróleo a partir del método volumétrico. Las mejores propiedades petrofísicas se encuentran en los depocentros de los canales, para el yacimiento T MFA-33 se determinó un Vsh de 10%, Porosidad de 30%, Sw de 26%, K de 1529 mD, el yacimiento T MFA-2 presenta un Vsh de 9%, porosidad de 31%, Sw de 26%, y K de 3512 mD, cuyos valores señalan excelentes horizontes prospectivos hacia las zonas centrales de los canales en los Yacimientos. El POES estimado obtenido a través del método volumétrico fue de 38.827 MMBN para el yacimiento T MFA 33, y para el yacimiento T MFA-2 el POES estimado fue de 59.079 MMBN, para el yacimiento T MFA 33 hubo una disminución en el POES, se obtuvieron unas reservas recuperables de 5.435 MMBN para el yacimiento T MFA 33 y para el yacimiento T MFA-2 se obtuvieron unas reservas recuperables de 8.271 MMBN. Se permitió plantear dos propuestas de futuras localizaciones en las áreas óptimas del yacimiento T MFA-33. Se evaluaron ciertos pozos del yacimiento TMFA-2 permitiendo recomendar un seguimiento al pozo MFA 195 por presentar un alto corte de agua de (73% A/S).

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Marcano, Iris	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	5.990.907
	e-mail	Iris mar_1958otmail.com
	e-mail	
Acosta, Enrique	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	5.082.874
	e-mail	enriquelacosta@yahoo.com
	e-mail	
Alvarez, Jesùs	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	15.971.275
	e-mail	Jesusmanuelalvarezl@gmailmail.com
	e-mail	
	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2010	11	09

Lenguaje: spa

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

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
TESIS DRMF.doc	Application/msword

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

Alcance:

Espacial: _____ (Opcional)

Temporal: **1-10 años** _____ (Opcional)

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 – 5/5

Derechos:

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado
“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la
Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros
finés con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,
quien lo participara al Consejo Universitario”

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

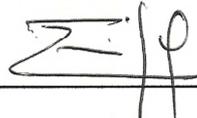


Mariales Pietrantoni
AUTOR 1

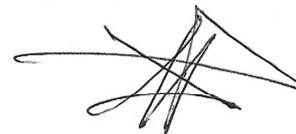
AUTOR 2

AUTOR 3

AUTOR 4



Enrique Acosta
JURADO 1



Jesús Alvarez
JURADO 2



Iris Marciano
TUTOR

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS: