

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



**REINTERPRETACIÓN GEOLÓGICA DE LA ARENA S5-T
(ÁREA TRADICIONAL DE SAN TOMÉ), DEL CAMPO
MELONES ÁREA MAYOR DE OFICINA, DISTRITO SAN TOMÉ
ESTADO ANZOÁTEGUI.**

**TRABAJO FINAL DE GRADO
PRESENTADO POR EL BACHILLER
RODOLFO J. VILLARROEL V.
PARA OPTAR AL TÍTULO
DE GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, NOVIEMBRE, 2010

HOJA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, intitulado “**Reinterpretación Geológica de la Arena S5-T (Área Tradicional De San Tomé), del Campo Melones Área Mayor de Oficina, Distrito San Tomé estado Anzoátegui**”, presentado por el Bachiller **Rodolfo J Villarroel V.** ha sido aprobado de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombres:

Firmas:

Profesora Rosario Rivadulla

(Asesor)

Profesora Rosario Rivadulla
Jefe del Departamento de Geología

Ciudad Bolívar Noviembre_2010_

DEDICATORIA

Las metas que en la vida uno se propone tienen como fin fundamental la superación personal, además de esto, enorgullecer a los seres queridos que se esfuerzan y dedican su vida para vernos alcanzar nuestras metas. A todas esas personas que hicieron posible la realización de esta meta en particular va dirigida esta dedicatoria:

A Dios Todopoderoso por darme el regalo de la vida y una familia tan bonita y especial como la que tengo.

Especialmente a mis Padres Argenis Villarroel y Gregoria de Villarroel por ser mi fuente principal de inspiración y motivación, a ellos les dedico este logro por darme la oportunidad de lograr esta meta, por haberme aconsejado, comprendido, por darme esperanzas y alentado en los momentos difíciles.

A mis Hermanos Argenis, Héctor, Carlos y Argelys por apoyarme siempre y estar pendientes en todo momento y por brindarme un apoyo incondicional.

RODOLFO J. VILLARROEL V.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi guía en los momentos malos y buenos de mi vida, por darme la iluminación en los momentos difíciles y las fuerzas para seguir adelante.

A mis Padres por su confianza y su apoyo incondicional, por darme todos los consejos y por los esfuerzos que hicieron para yo poder desarrollar esta carrera, y a mis queridos hermanos por apoyarme en cada paso que doy.

A la Universidad de Oriente, por permitirme desarrollar habilidades durante mi estadía en la Casa más Alta del Oriente de Venezuela, gracias por darme las herramientas necesarias para enfrentar los nuevos retos que enfrentare a partir de este momento en mi carrera profesional.

A todos mis compañeros de estudios y amigos que de una u otra manera me apoyaron durante la realización de este trabajo de grado y toda mi carrera universitaria.

A mi tutor a académica la profesora Rosario Rivadulla por guiarme, apoyarme y facilitarme sus conocimientos en la realización de este trabajo de grado.

A mi tutor industrial Geólogo Aldo Sardelli, a la Ingeniero Aymaré Gómez, a la Geóloga Claritza Martínez, al Ingeniero Jhonathan Ugerey, a los técnicos Melvama Leal y Ricardo Guacaran y demás ingenieros y compañeros, por el apoyo y colaboración brindada.

RESUMEN

Este estudio se realizó en las áreas de la Superintendencia de Planes y Reservas del Distrito San Tomé, en el estado Anzoátegui, tiene como objetivo fundamental la Reinterpretación geológica de las arenas S5 y T del Campo Melones, perteneciente al bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco. El estudio se inició con la búsqueda y recopilación de información. Posteriormente se definieron cada uno de los modelos, esto abarcó la correlación de 930 pozos, la elaboración de 7 secciones geológicas (4 estructurales y 3 estratigráficas), elaboración de los mapas, de paleoambiente, estructural, isopaco-estructural y se definieron los yacimientos probados, probables, posibles y se cuantificaron las reservas. La integración de la información permitió definir el modelo geológico de las arenas S5 y T. Estructuralmente el área de estudio es un homoclinal con un suave buzamiento hacia el Norte. Las fallas que afectan la estructura son de carácter normal en dirección Noreste-Suroeste, Sureste-Noroeste y Este-Oeste y buzamientos variables. Los límites de los yacimientos son tipo mixto, delimitados por fallas normales, por límites de roca, contacto agua petróleo y límites arbitrarios. El ambiente de sedimentación de las arenas S5 y T es de tipo fluvio deltaico, que se define como canales fluviales próximos a la zona deltaica. Con el nuevo modelo se determinó un incremento del POES de 414 MMBN, originando un incremento de las Reservas Recuperables de Petróleo de 86 MMBN.

CONTENIDO

HOJA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS.....	xi
INTRODUCCIÒN	1
CAPÍTULO I.....	4
SITUACIÓN A INVESTIGAR	4
1.1 Situación u objeto de estudio.....	4
1.2 Objetivos de la investigación	5
1.2.1Objetivo general	5
1.2.2 Objetivos específicos.....	5
1.3 Justificación de la investigación.....	5
1.4 Limitaciones de la investigación.....	6
1.5 Alcances de la investigación	6
CAPÍTULO II	7
GENERALIDADES	7
2.1 Ubicación geográfica del área de estudio	7
2.2 Acceso al área de estudio	8
2.3 Características físicas y naturales del área de estudio	8
2.3.1 Geomorfología	8
2.3.2 Vegetación.....	8
2.3.3 Clima.....	9
2.3.4 Drenaje	9
2.4 Geología regional y/o local	10
2.4.1 Faja Petrolífera del Orinoco	10
2.4.2 Formación Oficina (Terciario: Mioceno Inferior a Medio).....	16
2.4.3 Descripción del área del Campo Melones	17
CAPÍTULO III.....	22
MARCO TEÓRICO.....	22

3.1 Antecedentes a la investigación.....	22
3.2 Fundamentos teóricos.....	22
3.2.1 Yacimiento de hidrocarburo.....	22
3.2.2 Facies sedimentarias.....	23
3.2.3 Electrofacies.....	23
3.2.4 Contacto agua petróleo.....	24
3.2.5 Cartografía geológica.....	24
3.2.6 Ambientes sedimentarios.....	30
3.2.7 Perfiles de pozos.....	37
CAPÍTULO IV.....	43
METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	43
4.1 Nivel de la investigación.....	43
4.2 Diseño de la Investigación.....	43
4.3 Recopilación y actualización de la información.....	49
4.4 Revisión bibliográfica.....	49
4.5 Revisión y actualización de datos oficiales.....	49
4.5.1 Revisión.....	49
4.5.2 Actualización de datos oficiales.....	50
4.6 Correlación litoestratigráfica.....	53
4.7 Estación de trabajo Landmark (Halliburton).....	55
4.7.1 Open Works.....	55
4.8 Elaboración de secciones geológicas.....	56
4.8.1 Secciones estructurales.....	56
4.8.2 Secciones estratigráficas.....	57
4.9 Elaboración de mapas geológicos.....	57
4.9.1 Mapa estructural.....	57
4.9.2 Mapa isópaco-estructural.....	58
4.10 Modelo sedimentológico.....	59
4.11 Profundidad del plano de referencia.....	59
4.12 Factor volumétrico del petróleo.....	60
4.13 Cálculo del área y volumen de los yacimientos.....	60
4.14 Estimación de reservas (<i>POES</i>).....	60
4.15 Cálculo del factor de recobro del petróleo (<i>FRp</i>).....	61
4.16 Cálculo de reservas recuperables de petróleo.....	61
4.17 Cálculo de reservas remanentes de petróleo.....	61
4.18 Cálculo del gas original en sitio en solución (<i>GOES</i>).....	62

4.19 Cálculo del factor de recobro del gas en solución (<i>FRgs</i>).....	62
4.20 Cálculo de reservas recuperables de gas.....	62
4.21 Cálculo de reservas remanentes de gas	63
4.22 Interpretación de los yacimientos.....	63
CAPÍTULO V	64
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	64
5.1 Interpretación de secciones geológicas	64
5.1.1 Secciones estructurales.....	64
5.1.2 Secciones estratigráficas.....	68
5.2 Interpretación de mapas geológicos	71
5.2.1 Mapa estructural.....	71
5.2.2 Mapa isópaco-estructural	71
5.3 Modelo Sedimentológico	71
5.4 Cálculos de Reservas.....	72
5.5 Cálculo del GOES	74
5.6 Interpretación de los yacimientos.....	75
5.6.1 Yacimiento S5-T MG 603.....	76
5.6.2 Yacimiento S5 MM 459.....	77
5.6.3 Prospecto probable S5 MM 405.....	77
5.6.4 Yacimiento S5-T MEL 94.....	77
5.6.5 Prospecto probable S5 MEL 4.....	78
5.6.6 Yacimiento S5-T MM 412	78
5.6.7 Prospecto probable S5 MEL 21.....	79
5.6.8 Prospecto probable S5 MEL 69.....	80
5.6.9 Yacimiento S5-T MEL 68.....	80
5.6.10 Prospecto probable S5 MEL 84.....	80
5.6.11 Prospecto probable S5 MEL 24.....	81
5.6.12 Yacimiento S5 MEL 305.....	81
5.6.13 Yacimiento S5-T MS 446.....	81
5.6.14 Prospecto probable MEL 297.....	82
5.6.15 Prospecto posible S5 803	82
5.6.16 Prospecto probable S5 MEL 112.....	83
5.6.17 Prospecto probable MEL 333.....	83
5.6.18 Yacimiento S5-T MEL 105.....	83
5.6.19 Prospecto probable S5 MS 482	84
5.6.20 Prospecto probable S5 MS 418	84

5.6.21 Prospecto posible S5 802	84
5.6.22 Prospecto posible S5 801	85
5.6.23 Yacimiento S5 MS 701	85
5.6.24 Yacimiento S5 MG 623.....	85
5.6.25 Yacimiento S5 MG 21.....	86
5.6.26 Prospecto probable S5 MG 222.....	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	88
Conclusiones	88
Recomendaciones.....	89
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	90
APENDICES.....	92
APENDICES A.....	92
Base de datos obtenida de los yacimientos.....	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación del Campo Melones.....	7
Figura 2.2. Ubicación geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco (González, L. 2007).	11
Figura 2.3. Cuadrángulos del Bloque Ayacucho (González, L. 2007).....	16
Figura 2.4 Extensión de la Formación Oficina (González, L. 2007).....	18
Figura 2.5 Cuenca Oriental de Venezuela. (González, L. 2007).....	18
Figura 2.6 Diagrama de un Corte Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela. (González, L. 2007).	19
Figura 2.7 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina. Vera, M. (2002).....	21
Figura 3.1. Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Pérez, A. 2002).....	30
Figura 3.2 Sistema fluvial (Grijalva, F y González, A. 1.989).....	32
Figura 3.3. Secuencia litológica de una secuencia deltaica(Allen, GP et al, 1989).....	34
Figura 4.1. Organigrama de actividades.....	45
Figura 4.2. Cronograma de actividades “Diagrama de Gantt” (PDVSA Exploración y Producción, 2009)	48
Figura 4.3. Pantalla de inicio de Sigemap 3.0 (PDVSA Exploración y Producción, 2009).....	51
Figura 4.4. Ventana de entrada a transformación de coordenadas (PDVSA Exploración y Producción, 2009).	52
Figura 4.5. Registro tipo del pozo MM-486 (PDVSA Exploración y Producción, 2009).....	54
Figura. 4.6. Ventana Principal de Open Works. (PDVSA Exploración y Producción, 2009).....	55
Figura 5.1. Sección estructural A-A’	65
Figura 5.2. Sección estructural B-B’	66
Figura 5.3 Sección estructural C-C’	67
Figura 5.4 Sección estructural D-D’	68
Figura 5.5 Seccion estratigrafica E-E’	69
Figura 5.6 Seccion estratigrafica F-F’	70
Figura 5.7 Seccion estratigrafica G-G’	70

LISTA DE TABLAS

Tabla 5.1 Resultados obtenidos en el cálculo de reservas para cada yacimiento.	73
Tabla 5.2 Resultados obtenidos en el cálculo del GOES.	75

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los crudos pesados y extrapesados están siendo tomados en cuenta más que nunca, debido a la escasez de nuevos descubrimientos de yacimientos de fluidos de mayor gravedad API (más livianos). 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, lo cual acompañado de las altas reservas ya mencionadas ha llevado a la industria a hacer estudios para romper las barreras que hay sobre la explotación de este tipo de crudos y hacerla más factible desde el punto de vista técnico-económico.

La Gerencia Corporativa de Estudios De Yacimientos de la mano de las gerencias de las diferentes divisiones, y más específicamente el grupo de Estudios de Yacimientos de Pesado del Distrito San Tomé, tiene como función desarrollar nuevos planes de explotación y el desarrollo de dichos campos realizando estudios en todas las ramas; Geología, sedimentología, petrofísica, yacimientos y simulación.

El área tradicional de crudos pesados se encuentra en la cuenca oriental, entre la Faja Petrolífera del Orinoco y el Área Mayor de Oficina y comprende los campos Melones, Melones Central, Merey, Miga, Oca, Oleos, Oveja, Lejos y Yopales Sur. El Campo Melones, se encuentra ubicado a 50 km. al sureste de San Tomé, en el Estado Anzoátegui, en el límite norte de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Es considerado el de mayor productividad del área debido que cuenta con un P.O.E.S. de 15 MMBNP, reservas primarias de 1,5 MMBNP y una producción acumulada de 275 MMBNP aproximadamente, por lo cual es considerado el de mayor productividad del Área Tradicional, por todo esto existe un mayor interés en esta zona por desarrollar planes de explotación a corto, mediano y largo plazo. Las

principales acumulaciones de hidrocarburos de dicho campo están formadas por canales fluvio deltaicos de arenas de las formaciones Oficina, Merecure y Freites, siendo las arenas S5 y T unas de las arenas más prospectivas.

Con el fin de buscar e incorporar nuevas reservas al inventario que tiene la empresa petrolera, el geólogo está en una búsqueda y evaluación constante de los posibles horizontes productivos, tratando de aumentar la certidumbre de las reservas y potencializar la explotación o extracción de las mismas. Esto se logra integrando la información que aportan los registros de pozos y evaluando las carpetas, es posible dar los primeros pasos para la obtención de mapas de ambientes, de secciones estratigráficas, que permiten determinar la continuidad o no del horizonte evaluado; de secciones estructurales que permiten el régimen estructural y caracterizar el yacimiento; los mapas isópacos-estructurales, que permiten visualizar de manera rápida las mejores zonas del yacimiento y así poder establecer futuras localizaciones en estas zonas.

La importancia de este estudio radica en que al realizar la actualización del modelo geológico del Campo Melones se pretende sincerar y/o 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.

Este informe ha sido estructurado por capítulos, para lograr una mejor visión, de la información. El Capítulo I describe la situación objeto de estudio y los motivos por los que se realiza la investigación. En el Capítulo II se dan a conocer los rasgos característicos del área de estudio, como su geología, condiciones climáticas, vegetación y vías de acceso actualmente disponibles. En el Capítulo III se presenta de manera resumida la terminología básica relacionada directamente con el tema de estudio. En el Capítulo IV se describe detalladamente la metodología aplicada en el

trabajo, desde la recopilación de información hasta los métodos utilizados para el cálculo de reservas. En el Capítulo V se analizan e interpretan los resultados obtenidos de la validación del modelo geológico. Y por último se establecen conclusiones, recomendaciones del estudio realizado, las referencias utilizadas, apéndices y anexos.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación u objeto de estudio

El modelo geológico de la arena S5-T del campo Melones está continuamente sometido a evaluaciones de vital importancia para la industria petrolera, ya que periódicamente se establecen nuevos pozos en el área, por tal motivo es necesario actualizar sus características, con el fin de aumentar la certeza en lo referente a los volúmenes de recursos del yacimiento.

A medida que se van realizando estudios, pueden aparecer diferencias en cuanto a la interpretación de factores de orden sedimentológico, estratigráfico y estructural, dependiendo esto de la interpretación realizada. Si se introducen cambios en el modelo geológico de la arena S5-T, entonces también experimentarían diferencias en el área y/o volumen de los yacimientos y por lo tanto el estimado del POES, es decir, el volumen de petróleo que originalmente estaba en el yacimiento.

El campo Melones geológicamente está situado en el borde del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela en la Área Mayor de Oficina de la Sub cuenca de Maturín, específicamente al Sureste de la población El Tigre, en el municipio San José de Guanipa del Estado Anzoátegui y limita al Norte con el campo Levas, al Sur con el campo Cariña, al Este por el campo Dobokubi y al Oeste por los campos Merey, Oleos, Miga y Bare.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

“Reinterpretar Geológicamente la Arena S5-T del Campo Melones de la Formación Oficina, de edad Mioceno Medio-Inferior (Arena Tradicional de San Tomé)”.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Actualizar la correlación estructural de la arena S5-T a lo largo del área de estudio.
2. Determinar las variaciones laterales y verticales de las unidades estratigráficas, mediante la elaboración de secciones estratigráficas.
3. Establecer los límites de los yacimientos a partir del mapa isópaco estructural de arena neta (AN).
4. Definir el modelo sedimentológico del área elaborando el mapa de paleoambiente.
5. Estimar las reservas de hidrocarburo existente, por medio del método volumétrico, utilizando el mapa de arena neta petrolífera (ANP).

1.3 Justificación de la investigación

Con la realización de este proyecto “Reinterpretación Geológica de la arena S5-T, del campo Melones” se pretende suministrar toda la información necesaria como:

interpretaciones geológicas, estratigráficas, y estructurales, para así poder establecer planes de explotación futuros y búsqueda de nuevas áreas para ser explotadas, que aumenten la productividad de la arena.

Además de generar también una interpretación más confiable del modelo sedimentológico, estratigráfico y estructural de los yacimientos para futuros proyectos en la empresa.

1.4 Limitaciones de la investigación

1. Ésta investigación se podría ver limitada por la disponibilidad física de los registros de pozos en los archivos ya que están muy deteriorados, debido a que son muy utilizados por los trabajadores de esta área.

2- Falta de información en los cabezales de los registro, ya que estos solo contienen la elevación del terreno, coordenadas planas, fecha de perforación, número de proyecto y nombre del pozo.

3. Otro factor limitante fue el mal estado en que se encuentran de los equipos de digitalización e impresión de los mapas.

1.5 Alcances de la investigación

El radio de estudio se basa en la reinterpretación geológica de la arena S5-T del Campo Melones perteneciente al área Mayor de la Formación Oficina, la información generada servirá como estudio para el análisis de las reservas y diseñar un nuevo plan de explotación para futuras perforaciones. Lo cual será un soporte como estudio base para el proceso de sometimiento a oficialización de los yacimientos de esta arena ante el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo

CAPÍTULO II GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área de estudio

El campo Melones geológicamente está situado en el borde del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela en la Área Mayor de Oficina de la Subcuenca de Maturín, específicamente al Sureste de la población El Tigre, en el municipio San José de Guanipa del estado Anzoátegui y limita al Norte con el campo Levas y al Sur con el campo Cariña, al Este por el campo Dobokubi y al Oeste por los campos Merey, Oleos, Miga y Bare. González, L. 2007). (Figura 2.1).

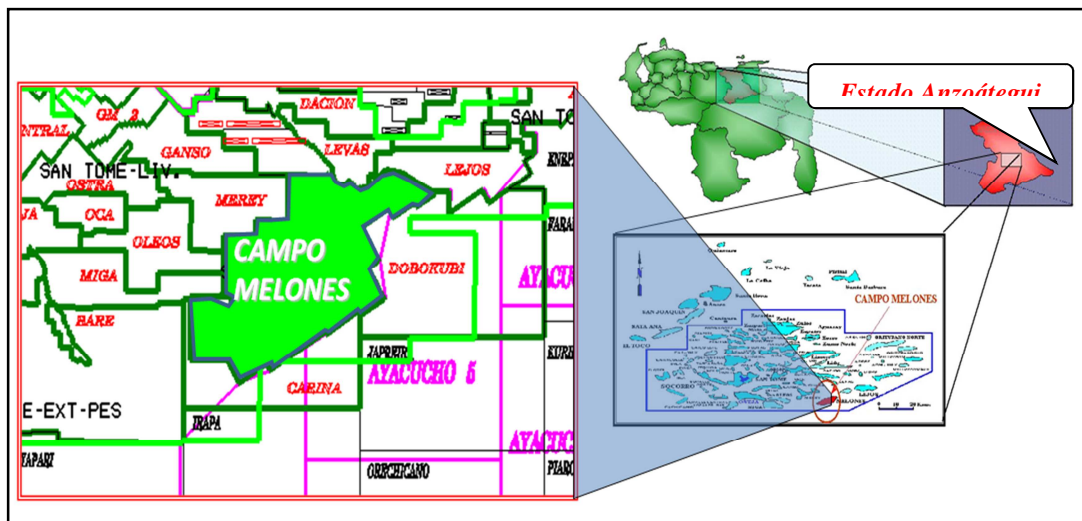


Figura 2.1. Ubicación del Campo Melones.

2.2 Acceso al área de estudio

Para acceder al área se utiliza como vía principal la carretera que comunica Ciudad Bolívar-El Tigre (estado Anzoátegui) la cual se clasifica como carretera nacional tipo C; y para acceso al campo, se puede utilizar la carretera que va hacia el Centro Operacional Bare (COB).

2.3 Características físicas y naturales del área de estudio

2.3.1 Geomorfología

El área de estudio ocupa una pequeña porción de extensa planicie, suavemente ondulada, la cual forma parte de los Llanos Orientales de Venezuela y es conocida geológicamente con el nombre de Mesa. (González, L. 2007).

Estas amplias y extensas llanuras se caracterizan por estar truncadas, a lo largo de las rutas principales de drenajes, por prominentes cárcavas y escarpados de pendientes abruptos que frecuentemente alcanzan unas diferencias de elevación de 38m a 40m aproximadamente (González, L. 2007).

El desarrollo sedimentario que presenta actualmente estos llanos, obedece a depósitos de sedimentación eólicos y lagunares. La continuación de las mesas es generalmente arenosa con granos variables, frecuentemente más gruesos hacia los bordes Norte y Oeste y más finos hacia el Este y Sur.

2.3.2 Vegetación

La vegetación predominante en la zona es típica de sabana tropical dominada por el clima y el tipo de suelo imperante en la región. La vegetación es herbácea y

relativamente abundante, encontrando también arbustos de poca altura; los morichales y mereyales constituyen una vegetación más diferenciada del resto de las existentes en el área (González, L. 2007).

La gran mayoría de los paisajes están constituidos en su totalidad por los pastizales, especies regularmente conocidas con el nombre de: a) Paja Peluda (*Axonopus Canescens*); b) Paja estrella (*Cyperus Incompletus*); c) Chaparro (*Curatella Americana*) y d) Manteco (*Byrsonimia Crassifolia*).

2.3.3 Clima

El clima predominante es de tipo tropical seco, con una temperatura media anual que oscila los 26°C y 28°C, la humedad relativa media anual en la región es del 3%, con una precipitación media anual que está entre los 1.200mm y 1.400mm., y una evaporación media anual entre los 1.900mm y 2.000mm (González, L. 2007).

En el área se observa un régimen pluviométrico caracterizado por dos temporadas claramente definidas: a) una temporada de sequía (desde Enero hasta Abril) y b) una temperatura de lluvia (desde Mayo hasta Diciembre).

2.3.4 Drenaje

El drenaje superficial es escaso y está pobremente desarrollado. Estudios anteriores realizados en la región han comprobado que los ríos de área tienen su origen en los manantiales formados en los escarpes de las mesas. A estos ríos se le considera en realidad como el sistema de drenaje de los acuíferos confinados del área a la cual pertenecen, que permite clasificar el drenaje como dendrítico y caracterizado por presentar un área de captación radial (González, L. 2007).

2.4 Geología regional y/o local

2.4.1 Faja Petrolífera del Orinoco

Remontándose al origen de la Faja Petrolífera del Orinoco, se tiene que ésta inicialmente es conocida como Faja Bituminosa, siendo modificado debido a que las investigaciones realizadas sobre el área indicaron que parte del crudo es móvil a condiciones de yacimiento.

Dicha Faja, ocupando la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, se despliega desde las cercanías de Tucupita, en el estado Delta Amacuro, hasta las inmediaciones de la Ciudad de Calabozo, en el estado Guárico. Abarca una zona de 600 Km. de largo con promedio de 70Km de ancho, lo cual le da un área de 42.000 Km² en los estados Monagas, Anzoátegui, Guárico y Delta Amacuro (González de Juana et al, 1980). Está limitada al Norte con las áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes, al Sur con el río Orinoco, al Este con la Región Deltana y al Oeste con el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure(González de Juana et al, 1980). (Figura 2.2).

Las formaciones que constituyen estos yacimientos de crudos pesados y extrapesados son arenas no consolidadas, es decir, los granos de arena que tiene poca adhesión entre si y por lo tanto son bastante sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre elevada porosidad, encontrándose porosidades de 30% y en algunos casos hasta 38 y 40%; así como también alta permeabilidad; pero presenta una gran desventaja cuando es penetrando la mecha, por la inestabilidad de la pared del hoyo imposibilitando muchas veces las extracciones de núcleos. (González de Juana et al, 1980).

La columna sedimentaria que se perfora en la Faja del Orinoco comprende tres ciclos distintos: un primer ciclo de edad Paleozoico Superior, el segundo ciclo de edad Mesozoico y el último ciclo de edad Cenozoico.

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

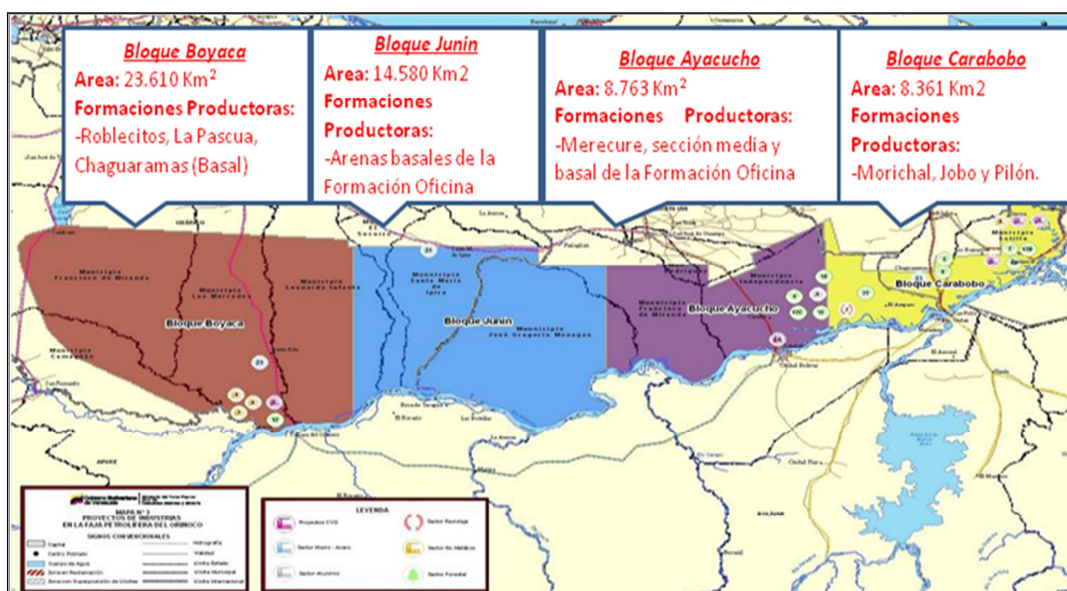


Figura 2.2. Ubicación geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco (González, L. 2007).

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

Por ello las dos unidades clásicas del Grupo Temblador, Formación Canoa, de ambiente continental y Formación EL Tigre, de ambiente moderadamente marino, son difíciles de diferenciar y se agrupan bajo el nombre de temblador, aplicado a una secuencia de areniscas macizas con intercalaciones de lutitas delgadas que en la parte central y occidental de la Faja presentan espesores de 50 a 150' (15m a 46m) de arena neta petrolífera (González, L. 2007).

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

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

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

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

Los sedimentos tienen rumbo regional Este-Oeste y buzamiento suave, de alrededor de 3° en la parte Sur que aumenta hacia el Norte. Las fallas de carácter regional son normales, con rumbos de dos sistemas; uno Este-Oeste y otro Noreste-Sureste; los planos de falla, se inclinan unos 45°; unas veces al Norte, hacia la cuenca y otras al Sur, hacia el cratón. (González, L. 2007).

2.4.1.1 Área de Carabobo: ubicada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sureste del estado Anzoátegui y con un área de 8.361 Km². Se compone de tres miembros formacionales: Morichal, Jobo y Pilón. 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).

2.4.1.2 Área de Junín: ubicada al Sur-Este del estado Guárico y al Sur-Oeste del estado Anzoátegui con un área de 14.580 Km². Esta acumulación se encuentra en las arenas 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).

2.4.1.3 Área de Boyacá: ubicada en el Centro-Sur del estado Guárico. Perteneció 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).

2.4.1.4 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. (González de Juana et al, 1980).

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

menores desarrollos de arena con crudos de menor calidad (González de Juana et al, 1980).

Esta área está dividida en 25 cuadrángulos, cada uno de los cuales están identificados con la letra del abecedario que va de la “A” a la “Y”, las cuales presenta la inicial del nombre de cada uno de estos bloques. Así mismo, desde el inicio de la explotación, estos yacimientos han sido agrupados por trampas, ubicados a lo largo de la columna estratigráfica y comparten el mismo sistema de entrapamiento. (Figura 2.3).

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

La mayoría de las acumulaciones petrolíferas pertenecientes a esta área se encuentra en la Formación Merecure y en la sección media y basal de la Formación Oficina. La información petrofísica procedentes de la evaluación de núcleos, revela similitud de las características de roca a lo largo de toda el área de ayacucho, presentando una porosidad promedio de 32%, permeabilidad en un rango de 8 a 10 darcies, saturación de agua connota de 13% y contenido de arcillas de 5%.(González de Juana et al, 1980).

Posee una extraordinaria variedad de tipos de areniscas recipientes formados por depósitos fluvio-deltaicos a marinos, canales distributarios, barras de meandros y costaneras, abanicos de rotura, entre otras.

El régimen tectónico del área es de tipo extensivo, caracterizado por un sistema de fallas normales de rumbo Este - Oeste, Noroeste - Sureste y Noreste - Suroeste y una serie de fallas de compensación de salto pequeño. Todas estas fallas, en combinación unas con otras forman las trampas de hidrocarburo en el área, donde adicionalmente se observan cambios fuertes de buzamiento en las arenas prospectivas. (González de Juana *et al.*, 1980).

Las arenas de la Formación Oficina son recipientes que individualmente tienen poca extensión lateral a cambio de una prolífica distribución vertical. Frecuentemente no se aprecia bien si dos o más arenas estratigráficamente cercanas presentan o presentaron comunicación entre sí.

Otras veces sólo están separadas por intervalos lutíticos delgados cuya efectividad como barreras a la intercomunicación entre arenas puede ser dudosa, especialmente durante aquella etapa en que la cobertura era insuficiente para producir una compactación efectiva en las lutitas. (González de Juana *et al.*, 1980).

2.4.3 Descripción del área del Campo Melones

2.4.3.1 Modelo Estructural: hacia el Sur del corrimiento de Anaco, en el Área Mayor de Oficina, el régimen estructural es extensivo, representado por un homoclinal con un buzamiento entre 2° y 4° hacia el Norte, cortado por una serie de fallas normales, la mayoría de ellas con buzamiento Norte (Figuras 2.4 y 2.5).

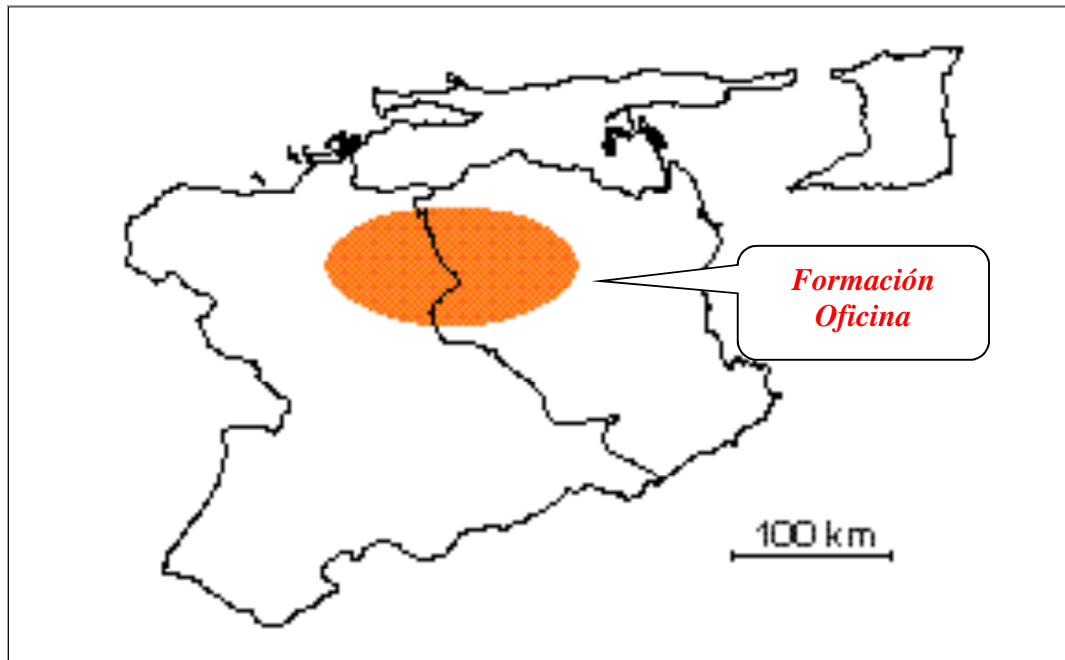


Figura 2.4 Extensión de la Formación Oficina (González, L. 2007).

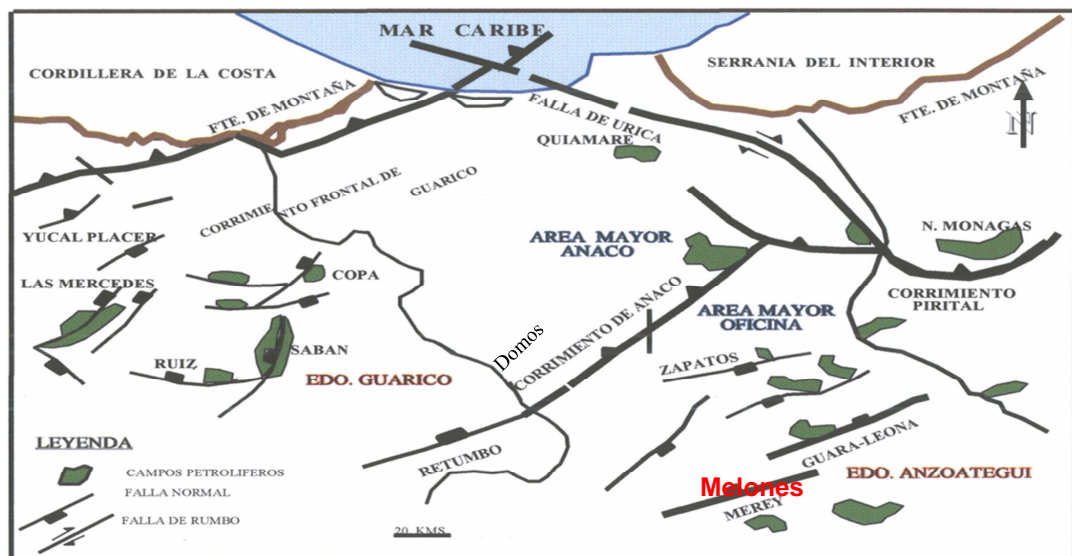


Figura 2.5 Cuenca Oriental de Venezuela. (González, L. 2007).

En general en el área de estudio se observan dos sistemas preferenciales de fallamiento: Un sistema de rumbo Noroeste-Sureste, las cuales son interceptadas por fallas de rumbo Noreste- Suroeste. El sistema de fallas principales de rumbo Noreste, presenta desplazamientos verticales de aproximadamente 200 pies, la intersección de estos patrones de fallas originan el entrampamiento de estos grandes volúmenes de hidrocarburos. (Figura 2.6).

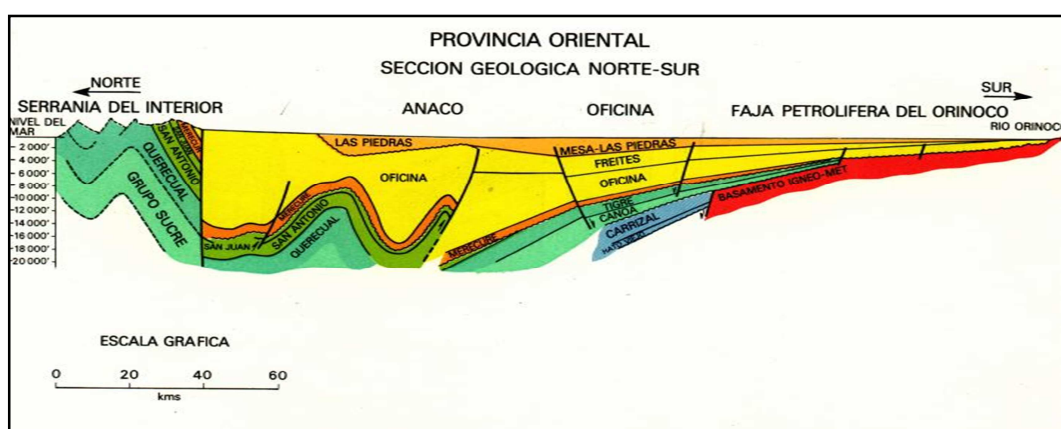


Figura 2.6 Diagrama de un Corte Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.

(González, L. 2007).

2.4.3.2 Estratigrafía y Sedimentología: la columna estratigráfica, en el área donde se ubica el Campo Melones, ha sido determinada mediante la interpretación de registros de pozos perforados, así como el análisis del núcleo del pozo MS-827, del Campo Miga, vecino al área en estudio. (Figura 2.7).

2.4.3.2.1 La Formación Tigre (Grupo Temblador): de edad Cretácica, ha sido identificada como la más profunda y descansa discordante sobre el Basamento. Esta formación es una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, de color gris a gris verdoso; también presenta areniscas gruesas, limolitas de color gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas. En la sección estratigráfica existen intercalaciones de calizas dolomíticas y dolomías en capas blanquecinas, delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Se presentan pocos intervalos de arcilitas blancas y moteadas. Vera, M. (2002).

2.4.3.2.2 Formación Merecure: de edad Terciario (Mioceno Inferior a Oligoceno) constituida por una secuencia de areniscas masivas, típicas de ambiente fluvial, fundamentalmente originadas por superposición de canales entrelazados, separadas por alternancias de lutitas de extensión variable. (Vera, M. 2002).

2.4.3.2.3 Formación Oficina: de edad Mioceno medio a inferior, está constituida básicamente por una alternancia de areniscas y lutitas con algunas intercalaciones de lignito, formando depósitos fluvio deltaicos, los cuales, junto con los depósitos de la Formación Merecure, contienen la mayoría de los yacimientos de hidrocarburo comerciales del Área Mayor de Oficina. Vera, M. (2002).

2.4.3.2.4 Formación Freites: de edad Mioceno Superior a Plioceno Inferior, caracterizada por una sección de lutitas producto de una gran transgresión marina. Vera, M. (2002).

2.4.3.2.5 Formación Las Piedras: de edad Plioceno se encuentra suprayacente a la Formación Freites, caracterizada por un ambiente fluvio deltaico y finalmente se encuentra la Formación Mesa de edad Pleistoceno. Vera, M. (2002).

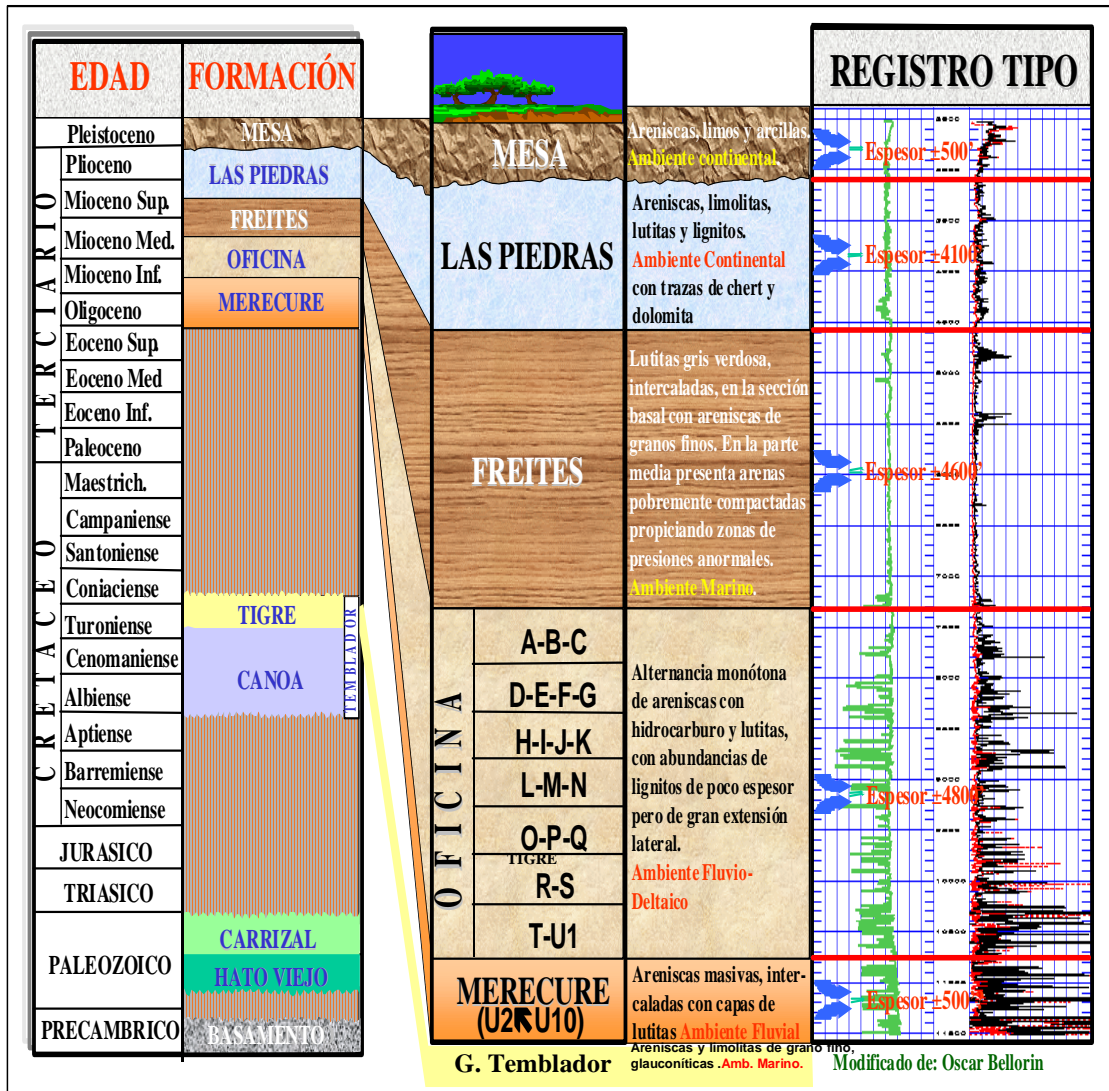


Figura 2.7 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina. Vera, M. (2002).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes a la investigación

En el área se han realizado estudios que han favorecido el desarrollo de los planes de explotación del campo, entre los cuales podemos señalar. “Estudio Geológico del Cuadrángulo Melones (1997)”, realizado por Geoexploración, donde se caracterizó la columna completa para toda el área del campo Melones.

Entre otro estudio relevante en el área se puede mencionar el que lleva por nombre: “Estudio Integrado del Yacimiento. S5-T MM 412 (2002)”, (CIED-PDVSA, 2.002). Éste estudio pretendía desarrollar un modelo estático basado en técnicas geoestadísticas con la finalidad de cuantificar POES además de proveer un mallado geocelular para el modelo dinámico para proponer planes de explotación en el campo, el cual fue culminado presentando inconvenientes.

Los estudios antes mencionados nos brindaron gran parte de la información para llevar a cabo este proyecto como lo son todo la información acerca del modelo estructural y geológico del área en estudio.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 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 (Rojas, 1995).

3.2.2 Facies sedimentarias

Una facies es una unidad litológica definida por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan y diferencian de las otras rocas adyacentes. Estos parámetros son definidos con base a la descripción de color, tamaño de grano, escogimiento, estructura sedimentaria y presencia o ausencia de microfósiles e icnofósiles, entre otras. (Acosta, 2006).

3.2.3 Electrofacies

La respuesta de cada registro está en función de muchas de las características de las facies y de las propiedades de la roca. Cada registro puede ser visto como un espectro de respuestas a estas propiedades, por lo tanto un conjunto de registros forman una descripción de la roca y por ende una imagen de sus facies geológicas. Es concebible definir entonces a electrofacies como el conjunto de respuestas generadas por los registros que caracterizan a los sedimentos y permite a este ser distinguido de otro. Con las electrofacies se establecen también las columnas litológicas verticales, se identifican secuencias sedimentarias y se coleccionan secciones de un pozo a otro. Los perfiles más utilizados con esta finalidad son aquellos cuya respuesta está influenciada por los cambios litológicos que por los fluidos contenidos en la roca, tales como el potencial espontáneo, rayos gamma, densidad, neutrón, resistividad y sonido (CIED-PDVSA, 1997).

Cuando no se tiene mucha información de núcleos se toman como datos la descripción de muestras de canal y de pared y se comparan con las curvas de SP o GR del registro eléctrico como base para interpretar las electrofacies.

3.2.4 Contacto agua petróleo

Es el nivel que determina el límite natural abajo en un yacimiento, y de donde se pasa de un fluido a otro. El contacto define la profundidad máxima de la acumulación, que generalmente es una superficie horizontal detectada directamente en los registros eléctricos (Vera, M., 2002).

3.2.5 Cartografía geológica

Un mapa es una proyección de líneas y superficies sobre un plano horizontal; la representación de las diferentes características geológicas se hace mediante los denominados mapas geológicos, los cuales se definen de una manera muy general como un mapa cualquiera que muestra la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sean de la superficie o del subsuelo (CIED-PDVSA, 1996).

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 (Vera, M. 2002).

Los mapas más utilizados en geología de yacimientos petrolíferos son el mapa estructural y el mapa isópaco, pero además se utilizan mapas facies, el mapa de plano

de fallas, los mapas de isopropiedades petrofísicas, los mapas de geoquímicas y geofísicos entre otros que complementan con su información.

3.2.5.1 Secciones estructurales: Muestran las variaciones de alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical normalizado al nivel del mar (González, L. 2007).

La estructura, a diferencia de la sedimentación, es un aspecto geológico de gran consistencia a lo largo de la secuencia estratigráfica, y de importancia al momento de definir eventos tectónicos que definen el tipo de entrapamiento.

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

La dirección o rumbo de este tipo de secciones depende del objetivo para la cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizan en dos direcciones, paralelas al eje de la estructura y perpendicular a la misma, en esta última se muestra el buzamiento real tanto de la estructura como de la fallas existentes (González, L. 2007).

Otras secciones estructurales persiguen definir la posible ocurrencia de fallas y otros elementos detectados por anomalías en los contornos estructurales. En algunos casos, tratan de mostrar el comportamiento estructural de una unidad o yacimiento para ubicar por ejemplo, las zonas más favorables a su desarrollo, o de riesgo por

presencia de gas o agua, y además la posible posición del contacto entre los fluidos del yacimiento.

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

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

3.2.5.2 Secciones estratigráficas: Son esencialmente secciones de correlación. Se usan para identificar unidades semejantes que permitan establecer la continuidad lateral de las mismas, así como las relaciones verticales entre las unidades que forman la columna estratigráfica. El objetivo básico de las secciones estratigráficas es determinar la geometría de los cuerpos, así como definir unidades de flujo y establecer la presencia de fallas (González, L. 2007).

Se construyen con registros eléctricos colocados uno al lado del otro, tomando un marcador geológico reconocible claramente en todos los registros.

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

Un buen mallado de secciones estratigráficas provee valiosa información para determinar áreas de comunicación de una unidad, con las supra e infrayacentes. En un yacimiento formado por muchos pozos, es recomendable hacer secciones estratigráficas paralelas y en direcciones cruzadas para poder detener las variaciones litológicas y ambientales de las formaciones estudiadas.

Los factores regionales de sedimentación, como la dirección de la sedimentación, ejercen un alto grado de control sobre los eventos locales, factores en los que se basa el diseño de mallado de secciones en un estudio geológico. Las secciones paralelas a la dirección de la sedimentación permiten observar la continuidad de los eventos sedimentológicos, mientras que en dirección perpendicular a la sedimentación permiten visualizar los diferentes cuerpos sedimentarios y su relación.

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

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

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

3.2.5.3 Mapa estructural: es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. Este tipo de mapa muestra la relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y en él se indica la distribución de los fluidos dentro del yacimiento (Vera, M. 2002).

3.2.5.4 Contornos estructurales: son líneas o curvas de igual profundidad, referidas al nivel del mar, del tope del cuerpo de arena.

De su trazado e interpretación es posible deducir la orientación geográfica del estrato mapeado (rumbo), la inclinación o magnitud (buzamiento) medido en un plano vertical, normal al rumbo, la morfología de las estructuras (pliegues, anticlinales, homoclinales entre otros) y el desplazamiento de las fallas (Vera, M. 2002).

3.2.5.5 Mapa isópaco: también llamado de espesores, es una representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos, unidades estratigráficas o entidades en el subsuelo.

La construcción del mapa isópaco se realiza trazando contornos de igual espesor por medio de líneas discontinuas. Estos mapas muestran de una manera sencilla la distribución tridimensional de una unidad geológica en particular (Vera, M. 2002).

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.

. 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 (Vera, M. 2002).

. 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 (Vera, M. 2002).

. Mapa isópaco de área 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 (Vera, M. 2002), 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 Ambientes sedimentarios

Un ambiente es el resultado de un conjunto de facies que se originaron durante los diferentes procesos de sedimentación (corriente fluviales, mareas, oleaje, otros), las cuales poseen características físicas, químicas y biológicas que determinan las propiedades geométricas del reservorio (Figura 3.1).

Cada ambiente en particular posee distintos tipos de facies, ya que estas representan las características litológicas y paleontológicas que definen a una unidad estratigráfica en particular, lo que permite diferenciarlo de los demás. Las propiedades de los sedimentos depositados en un ambiente determinado estarán altamente influenciadas por las características de ese ambiente (Vera, M. 2002).

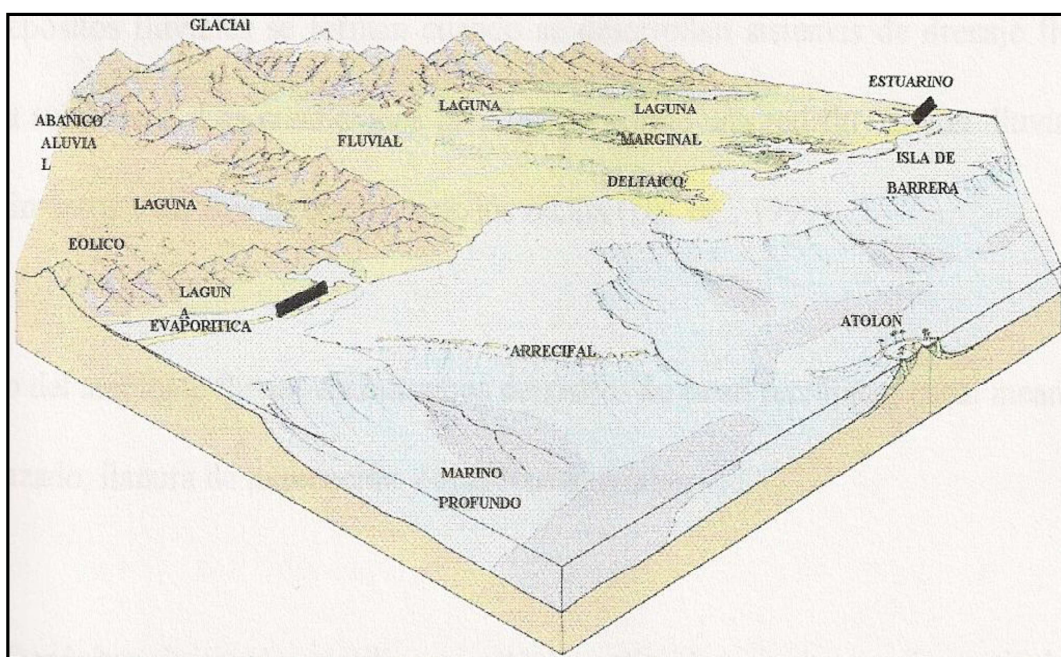


Figura 3.1. Diferentes tipos de ambientes sedimentarios (Pérez, A. 2002).

3.2.6.1 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 que lo caracteriza, 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. 1989; Op cit).

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. 1989; Op cit).

3.2.6.2 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 (Figura 3.2 (Grijalva, F y González, A. 1.989).

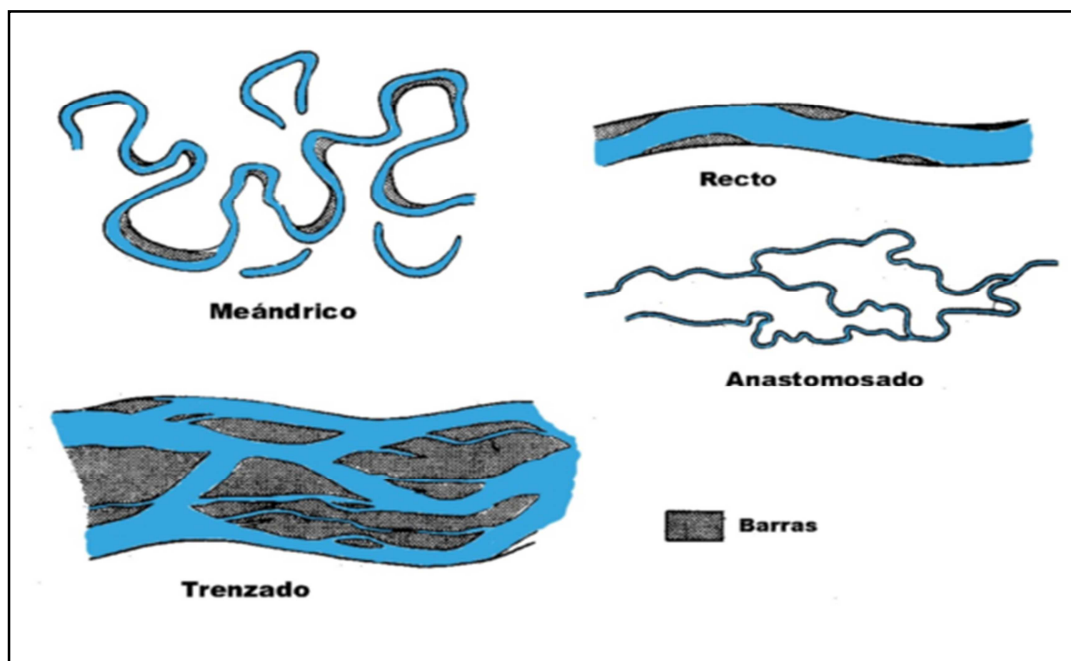


Figura 3.2 Sistema fluvial (Grijalva, F y González, A. 1.989).

3.2.6.3 Ambientes transicionales o costeros: un delta se forma donde un río trae al mar más sedimento de los que las olas y corrientes litorales pueden distribuir hacia otras áreas. El tipo de delta resultante dependerá de la magnitud del aporte de sedimento a la costa y su redistribución por olas, mareas y corrientes litorales. De esta manera, según el tipo de energía predominante, se pueden distinguir el delta con dominio fluvial, delta con dominio de marea y delta con dominio de oleaje; aunque, generalmente dos o hasta los tres factores pueden actuar conjuntamente para dar lugar a deltas de tipo mixto (Pérez, A. 2002).

Un delta está constituido por tres partes que, de la más cercana al río, al más distal o más cercana al mar se denominan: la llanura deltaica, que es el área con un dominio del continente; el frente deltaico donde se desarrollan ya procesos de tipo marino, y el prodelta. (Pérez, A. 2002).

Evidentemente, no hay que considerar al delta como un ente estático, sino que se halla en continua evolución, ya sea en avance agrandándose, o en retroceso hacia tierra por su destrucción por el mar. En su avance, lógicamente, las distintas partes en que se divide el delta van progradando hacia el mar de tal forma que la parte ocupada por el prodelta, mas tarde, es ocupada por el frente deltaico, y si este sigue avanzando, finalmente, por la llanura deltaica. (Pérez, A. 2002).

Este hecho tan simple es el que luego dará una explicación a la secuencia tipo de un delta, secuencia que se irá repitiendo cíclicamente dando lugar a un ciclo deltaico.

A medida que prograda el delta, los depósitos de los tres medios sedimentarios principales se van a sobreponer verticalmente, dando lugar a secuencias regresivas de progradación. Dicha secuencia se caracteriza por su granocrecencia.

Presenta en la base sedimentos finos del prodelta, sobreyacidos por las arcillas arenosas del frente deltaico, y luego por los sedimentos de la llanura deltaica con las arenas de canales, y las arcillas y el carbón de las zonas intercanales.

El tope de la secuencia esta frecuentemente caracterizada por extensos depósitos de carbón. El espesor de una secuencia deltaica, formada por la progradación de un solo delta es equivalente al espesor del mismo delta. En deltas muy grandes una secuencia deltaica no pasa los 100m.

Después de la compactación, la potencia de las secuencias deltaicas antiguas generalmente varía entre 10 y 100m. Sin embargo, los depósitos deltaicos antiguos alcanzan a menudo miles de metros, implicando que se formaron por la superposición de varios deltas.

Los principales reservorios de hidrocarburos en los deltas son las arenas de los canales distribuidos y de las barras de desembocaduras siendo las últimas generalmente más arcillosas y de menor calidad (Pérez, A. 2002). (Figura 3.2).

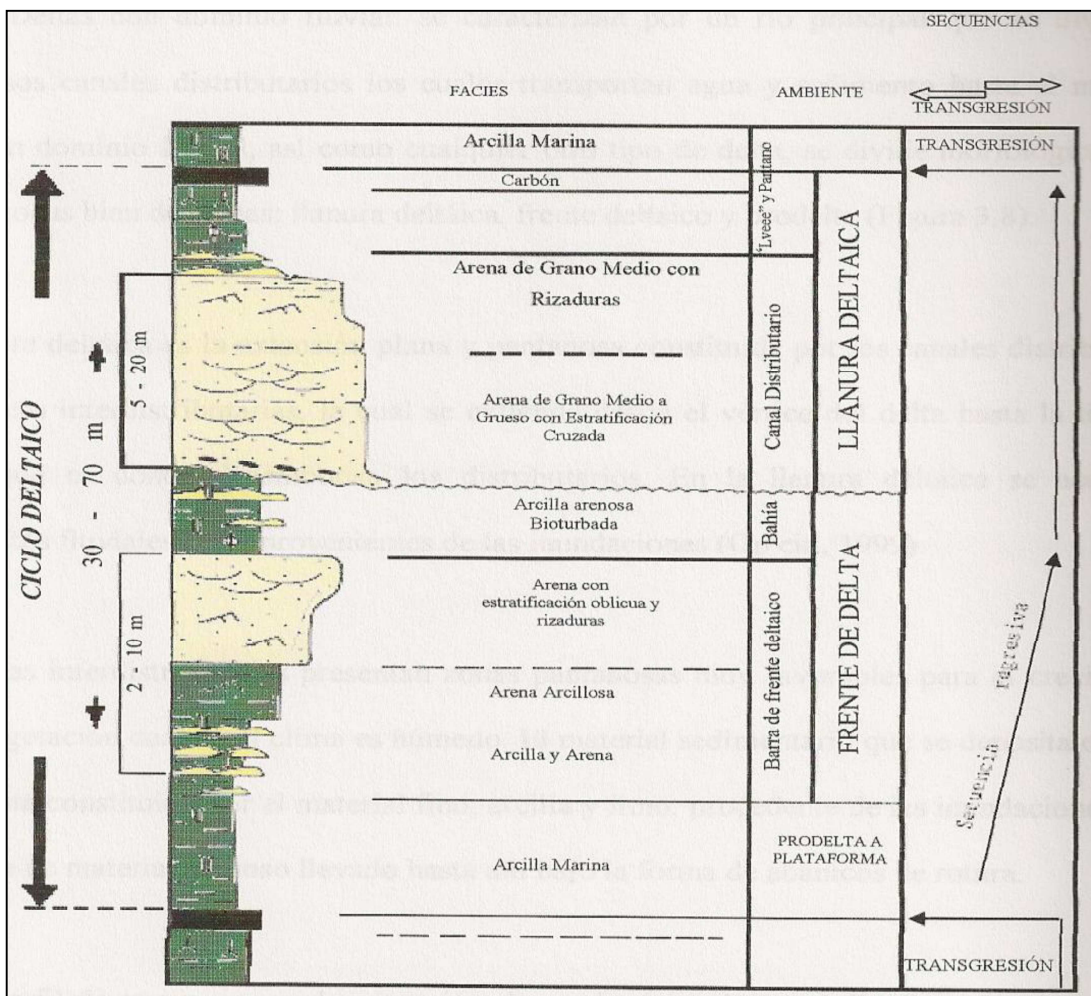


Figura 3.3. Secuencia litológica de una secuencia deltaica(Allen, GP et al, 1989).

. Deltas con dominio fluvial: se caracterizan por un río principal que se divide en numerosos canales distributarios los cuales transportan agua y sedimento hasta el mar. Un delta con dominio fluvial, así como cualquier otro tipo de delta, se divide

morfológicamente en tres zonas bien definidas: llanuras deltaicas, frente deltaico y prodelta.

La llanura deltaica es la extensión plana y pantanosa constituida por los canales distributarios y las áreas interdistributarias, la cual se extiende desde el vértice del delta hasta la línea de costa, que es donde desembocan los distributarios. En la llanura deltaica se acumulan sedimentos fluviales finos provenientes de las inundaciones (Pérez, A. 2002).

Las zonas interdistributarias presentan zonas pantanosas muy favorables para el crecimiento de la vegetación cuando el clima es húmedo. El material sedimentario que se deposita en estas zonas está constituido por el material fino, arcilla y limo, procedente de las inundaciones, más el aporte de material arenoso llevado hasta allí abajo la forma de abanicos de rotura.

En un perfil de rayos gamma la expresión de un depósito de canal distributivo muestra una tendencia a la forma cilíndrica, si el canal es rectilíneo, o a una forma acampanada, si el canal es meandriforme. Además, exhibe deflexiones alternantes arena-arcilla hacia los márgenes del canal. Aunque estos depósitos tienen individualmente varios metros de espesor, suelen presentarse a veces apilados verticalmente constituyendo intervalos de arena de varias decenas de metros de espesor (Pérez, A. 2002).

El frente se extiende desde el límite marino de la llanura deltaica hasta la línea donde finaliza la sedimentación del material arenoso de las barras de desembocadura, que es precisamente donde comienza la sedimentación de la arcilla y el limo traídos en suspensión por los canales distributarios. Este es el sub-ambiente donde desemboca la corriente fluvial del canal distributivo, el canal deposita su carga arenosa de fondo y forma una barra de desembocadura.

Una barra de desembocadura está constituida por un cuerpo arenoso de textura granocreciente, desde arena muy fina hasta arena gruesa o grava, el cual se va haciendo gradualmente más limpio hacia el tope del depósito.

El cuerpo de arena que constituye la barra de desembocadura tiene una forma de manto, y es más gruesa en la desembocadura del distributario y se hace gradualmente más fina hacia los márgenes de la barra. Puede notarse que la barra de desembocadura que se deposita encima de material arcilloso, grada lateralmente a material fino (Pérez, A. 2002).

El prodelta es una franja que se extiende desde el límite marino del frente deltaico, que es donde termina la sedimentación de arena de la barra de desembocadura, hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla marina. El prodelta es por lo tanto un sub-ambiente de sedimentación fina, donde se depositan el limo y a la arcilla transportada en suspensión por los canales distributarios, luego que la arena de la carga de fondo es dejada en el frente deltaico (Pérez, A. 2002).

□ Deltas dominados por olas: el material sedimentario aportado al mar por los canales distributarios es distribuido por las corrientes litorales formándose un frente deltaico constituido por lomas de playa. En los frentes de deltas dominados por el oleaje las barras forman extensos cinturones continuos de arena, paralelas a la línea de costa, las cuales son cortadas por los distributario a medida que el delta avanza hacia el mar; que suelen ser de tipo meandriformes, por lo cual sus depósitos serán por lo general granodecrecientes (Pérez, A. 2002).

. Deltas dominados por marea: el material aportado al mar por los canales distributarios es retrabajado por las corrientes de marea, que es la energía dominante en la línea de costa, donde la arena es transportada hacia el mar ya hacia el continente

por las corrientes de marea. Se forman barras perpendiculares a la línea de costa, las cuales están separadas una de otras por canales de mareas (Pérez, A. 2002).

Se forman barras perpendiculares a la línea de costa, las cuales están separadas una de otras por canales de mareas (Pérez A., 2002).

3.2.7 Perfiles de pozos

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

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

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

determinar si los fluidos que contiene se mueven fácilmente a través del sistema de poros. Esta propiedad de la formación, la cual depende de la interconexión entre los poros se denomina permeabilidad., afirma que las principales propiedades físicas necesarias para evaluar un reservorio, son su porosidad, litología, saturación de hidrocarburos, espesores y permeabilidad. Esos parámetros pueden ser derivados o inferidos de registros de pozos, tales como el registro eléctrico, el nuclear, el sísmico y el gamma ray, entre otros. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los perfiles de pozo de mayor importancia para la industria petrolera. (Schlumberger, 1999).

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

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

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

4. Determinar valores cualitativos del contenido de arcillosidad.

En el caso de capas de arenas limpias con aguas, la deflexión del SP, es una función de la permeabilidad y del tamaño de grano. La curva SP se puede ver afectada por factores tales como:

- 1 La resistividad de las capas adyacentes.
- 2 Espesor de las capas de la formación.
- 3 Resistividad del lodo.
- 4 El diámetro del hoyo.
- 5 Resistividad de la zona invadida.
- 6 Presencia de arcilla en capas.
- 7 Sensibilidad magnética a perturbaciones eléctricas, ruidos del cable y corrientes telúricas.

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

Mide de manera continua la radioactividad natural de las formaciones, fue utilizado por primera vez en 1939, como técnica para determinar la litología de los

pozos entubados que nunca antes habían sido registrados. Los usos principales de este perfil son:

1. Correlación.
2. Determinación del contenido de arcillas de la formación.
3. Análisis mineralógico.

Con el incremento de la radioactividad hacia la derecha, asemejando a la curva del SP, cuya deflexión hacia la derecha la presencia de lutitas.

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

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

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

- a) Tipo de detector (Cámara de Ionización, Contador Geiner-Muller, Detectores de Centello).

- b) La velocidad de perfilaje y constante de tiempo 4.000'/Hora.
- c) Esta parcialmente degradado por la densidad y la composición química.
- d) Diámetro del hoyo y excentricidad, porque el radio de investigación es de 6".
- e) Revestimiento y cemento que reducen la radioactividad en 30%.

Registros convencionales de resistividad: una de las propiedades más importante de una formación es la medida de la resistividad. Dicha medida en conjunción con la porosidad y resistividad del agua se usan en los cálculos de saturación de agua, y en consecuencia, en la saturación de hidrocarburos. Los registros de resistividad presentan más de una clase de medición de la misma. Estas diferentes mediciones se combinan con la información de otros instrumentos de medición, para obtener así una visión global de las formaciones y de los fluidos en cuestión (Schlumberger, 1999).

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

1. Registro eléctrico: es una serie de curvas de resistividad que reciben el nombre de normal o lateral, según la configuración de los electrodos en la herramienta utilizada.

2. Registro de inducción eléctrica: es la combinación de curvas eléctricas y de inducción. Mide la conductividad de la formación y es muy efectivo en formaciones con porosidad de intermedia a alta.

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

4. Registro F_o , R_{xo} : mide la resistividad en las zonas inmediatamente adyacentes a las paredes del pozo, es decir, que más efectivamente ha sufrido la limpieza a causa de la invasión del lodo.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Nivel de la investigación

El nivel de esta investigación viene dado por la profundidad con que se aborda el tema estudiado, la cual puede ser de tipo descriptivo, analítico, exploratorio o explicativo.

Este estudio tiene como objetivo principal la actualización geológica de la arena S5-T del Campo Melones, partiendo de la interpretación y análisis de registros de pozos presentes en dicha arena, tomando en cuenta parámetros importantes como lo son rasgos estructurales del área estudiada, su estratigrafía, sedimentología y propiedades petrofísicas.

De acuerdo con lo descrito anteriormente, este es un estudio de tipo analítico y descriptivo, ya que a partir de los registros de pozos, se leen valores de las propiedades físicas de las rocas y se determina cualitativamente que fluidos y qué tipo de litología están presentes. A partir de estos datos, se procede posteriormente a correlacionar las respuestas electrográficas, definiendo la continuidad o no de la arena de interés, la forma en que se depositó, los regímenes estructurales que caracterizan el área estudiada y la forma en que contribuyeron al entrapamiento del petróleo.

4.2 Diseño de la Investigación

Para desarrollar una investigación es necesario el establecimiento de estrategia para así poder esclarecer dudas del tema planteado. Esta investigación posee un diseño de tipo: a)- documental, b) de campo y c) experimental. Este estudio se basa

principalmente en la utilización de registros eléctricos de los pozos presentes en el área, a partir de los cuales se obtiene y analizan los datos que permitirán la caracterización geológica del yacimiento. Esta investigación corresponde, a una investigación de tipo documental, ya que lo que se tiene como objetivo principal se alcanzara mediante la consulta y análisis tanto de los registros eléctricos de pozos, así como del material bibliográfico disponible. Para poder alcanzar los objetivos previstos es necesario establecer un esquema o plan de trabajo, el cual permitirá una sincronización optima y precisa de las actividades a desarrollar. De esta forma se lograra un mejor flujo de trabajo y el máximo rendimiento del mismo. A continuación se presenta un organigrama de actividades, en el cual se observa cada una de las etapas a seguir para la validación del modelo geológico o estático del yacimiento, así como también, la sinergia entre varias disciplinas de la Geología que permiten una caracterización más integrada de la arena en estudio (Figura 4.1).

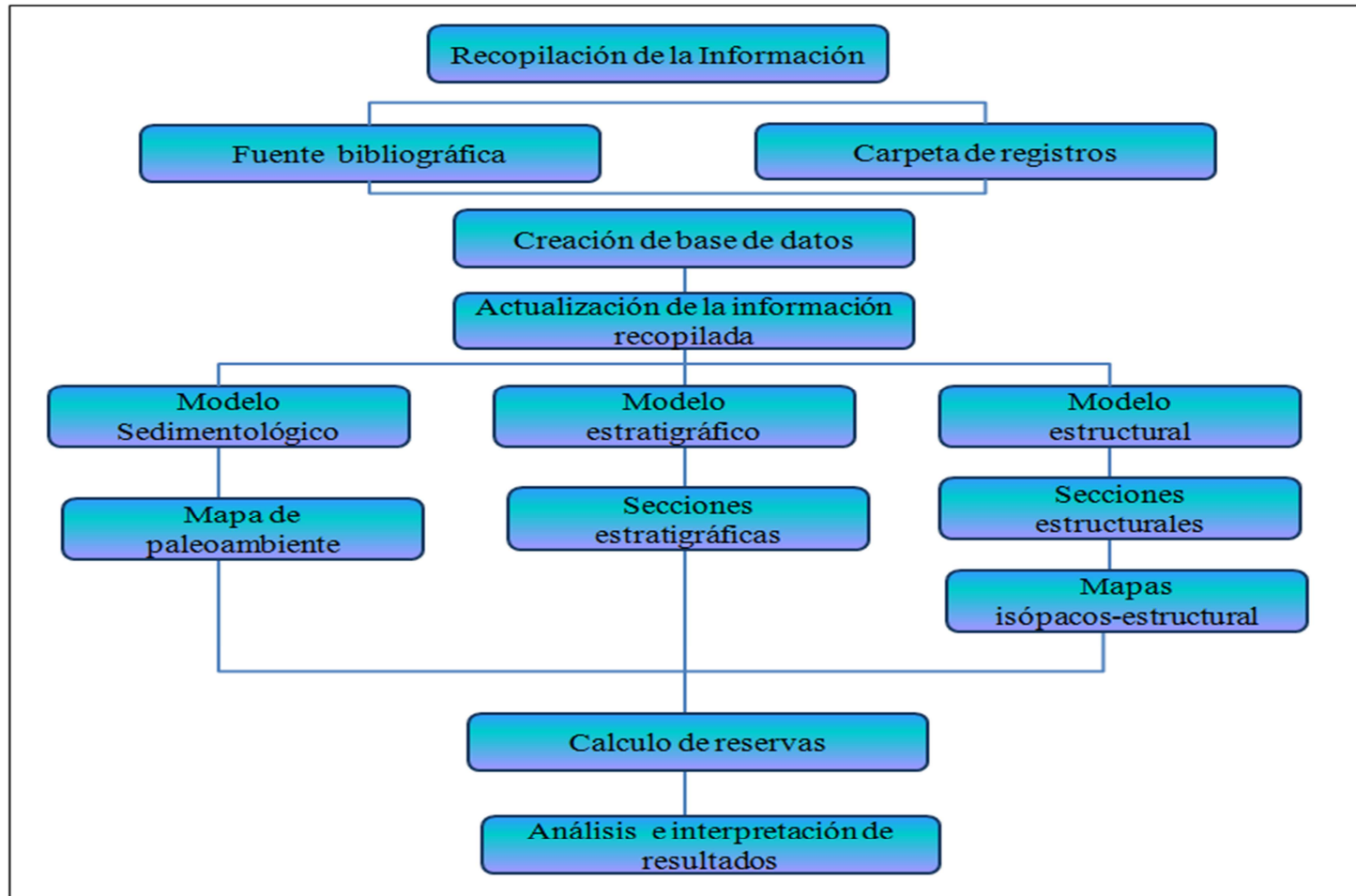


Figura 4.1. Organigrama de actividades.

El organigrama de trabajo comienza con la recopilación de información, proceso que involucra a su vez diferentes pasos como son la revisión de fuentes bibliográfica, de los datos y mapas oficializados, de los registros y carpetas de pozos, y de los sumarios de producción, de estos se adquiere la información más relevante, se organiza y se almacena en una base de datos de Microsoft Excel, con la finalidad de tener una rápida disponibilidad de los mismos.

Como paso más importante y que involucra la validez del trabajo se correlacionan los registros de “930” pozos presentes en el área de estudio, extrayendo de cada registro la información referida a espesores, profundidades, lectura de los diferentes registros como el de Potencial Espontáneo, Gamma Ray, Inducción.

La caracterización geológica se logró integrando el modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico. El modelo sedimentológico permite establecer o crear el mapa de ambiente, es decir la forma en que se pudieron haber depositado los sedimentos, analizando para ello las distintas respuestas electrográficas y agrupando respuestas de facies similares.

El modelo estratigráfico se basa principalmente en la realización de secciones estratigráficas, que permiten definir la continuidad o no de la arena, su geometría, conexión, hidráulica y la actualización de los límites estratigráficos de los yacimientos.

El modelo estructural consiste en la realización de secciones estructurales para determinar la dirección y el buzamiento de la estructura, identificar la presencia de fallas, su profundidad y salto de la misma. Luego con esto se procede a la realización del mapa de contornos estructurales e isópacos con los cuales se determina el buzamiento estructural del yacimiento, las áreas de mayor espesor e acumulación de

hidrocarburos dentro del yacimiento y junto con el mapa de plano de falla se elabora el mapa isópaco-estructural del yacimiento.

Integrando toda esta información se tendrá un modelo estático final de la arena S5-T, a partir del cual se realiza el cálculo de reservas, se compara con los mapas oficiales y se establecen las zonas más prospectivas del yacimiento que pudieran servir para futuras localizaciones en el área estudiada. De la misma forma y en búsqueda de maximizar el tiempo de trabajo, se elaboró un cronograma de actividades o basándose en el diagrama de Gantt . 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 en 6 meses, lapso que incluye la elaboración de las conclusiones y recomendaciones, así como también, la redacción y presentación del informe final. (Figura 4.2).

ACTIVIDAD	PERIODO																																							
	MESES	JUNIO			JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE				ENERO			FEBRERO								
	SEMANAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36			
Revisión bibliográfica		■	■																																					
Recopilación de información			■	■																																				
Creación de la base de datos				■	■	■	■	■	■	■																														
MODELO ESTRUCTURAL																																								
Definición de marcadores geológicos					■	■	■	■	■	■																														
Correlación estructural-estratigráfica					■	■	■	■	■	■																														
Generación de secciones estructurales											■	■																												
Revisión del plano de falla													■																											
Construcción de mapas estructurales														■	■	■	■	■																						
MODELO ESTRATIGRÁFICO/SEDIMENTOLÓGICO.																																								
Realización de secciones estratigráficas																																								
Mapa de ambiente o de electrofacies																																								
EVALUACIÓN PETROFÍSICA																																								
Cálculo de GG y Temp de formación																																								
Cálculo de Piv (ecuaciones empíricas)																																								
Cálculo de Vsh, Sw, So, K y D																																								
Completación de la base de datos (AN y ANP)																																								
Elaboración de mapa de AN y ANP (Isopaco-estructural)																																								
CÁLCULO DE RESERVAS																																								
Métodos para el cálculo de Reservas																																								
Análisis e interpretación de resultados																																								
Definir Posibles Localizaciones																																								
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES																																								
TRASCRIPTIÓN DE INFORME																																								
TRABAJO FINAL Y PRESENTACIÓN DE LA TESIS																																								

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

4.3 Recopilación y actualización de la información

Esta etapa comprende la recopilación, clasificación y actualización de toda la información geológica sobre el área de estudio, tales como: a) estudios de informes previos de los yacimientos; b) registros de pozos (GR, SP, resistividad, conductividad, densidad-neutrón); c) carpeta de pozos; d) sumario de producción; g) mapa oficial, entre otros. La recopilación y organización de la información es un paso muy importante, ya que de él depende el avance y éxito de la investigación.

4.4 Revisión bibliográfica

Consistió en revisar toda la información de trabajos anteriores realizados en la arena S5-T del Campo Melones de manera precisa; bibliografía de geología general, ambientes sedimentarios, geología estructural y toda la información referente a la arena en estudio.

Esta se llevó a cabo en las instalaciones de la Biblioteca Sala Técnica del Distrito San Tomé y en la Biblioteca de la Escuela de Ciencias de la Tierra de la Universidad de Oriente Núcleo de Bolívar, además de contar con valiosa información aportada por la 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.

4.5 Revisión y actualización de datos oficiales

4.5.1 Revisión

Para la revisión de los datos oficiales de la arena estudiada se utilizó el Sumario de producción por pozos para identificar el estado actual de cada uno de ellos. Por

otra parte, en el Libro Oficial de Reservas de Hidrocarburos del Distrito San Tomé del año 2.008 se verificó la data oficial de los yacimientos, tal como: datum, datos de producción entre otros.

4.5.2 Actualización de datos oficiales

Consiste en actualizar la información contenida en el mapa oficial de la arena en estudio, es decir, las coordenadas, las condiciones actuales de cada pozo (completado, interpretado, abandonado), los espesores de arena neta y arena neta petrolífera, los límites de los yacimientos 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 establecidas 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 e incorporar en el sistema (Figura 4.3).

A través de esta herramienta se pueden elaborar y actualizar los mapas isópacos-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 (PDVSA Exploración y Producción, 2009).

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

Estas transformaciones se logran utilizando un programa de fácil manejo denominado Transcoordinadas, 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 630, los cuales son los datos de entrada para proceder a la transformación (Figura 4.4).



Figura 4.4. Ventana de entrada a transformación de coordenadas (PDVSA Exploración y Producción, 2009).

Una vez que están transformadas las coordenadas a UTM se procede a verificar la ubicación de cada uno de los pozos que conforman el yacimiento 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 3.0.

En esta herramienta también se realiza la actualización 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, como ya se explicó. En el caso de los pozos que pertenecen a la categoría de pozos interpretados se debe ir a la información de registros eléctricos de SP, GR y resistividad para

validar si el horizonte es arenoso o arcilloso y que tipos de fluidos (agua, gas y/o petróleo) encierra. Luego se procede a la digitalización del mapa geológico, a partir de los nuevos datos obtenidos. En el apéndice A se muestra una tabla resumen de los pozos con sus características principales como: elevación de la mesa rotaria, tope en TVD, tope en TVDSS, base en TVD, base en TVDSS, arena neta y arena neta petrolífera. Es importante decir, que esta etapa también involucra la validación de profundidad de tope y base de la arena y los límites de los yacimientos, es decir, límites de roca, límites arbitrarios y fallas presentes, lo cual será descrito a continuación.

4.6 Correlación litoestratigráfica

Para la identificación del tope y base de la arena S5-T del Campo Melones se procedió a correlacionar entre pozos cercanos y siguiendo siempre como registro guía o tipo el correspondiente al tomado a través del pozo MM-486, el cual es el pozo vertical y está completado en dicha arena, ésta se presenta con un espesor considerable, no está fallado y es uno de los registros más completos en profundidad. (Figura 4.5).

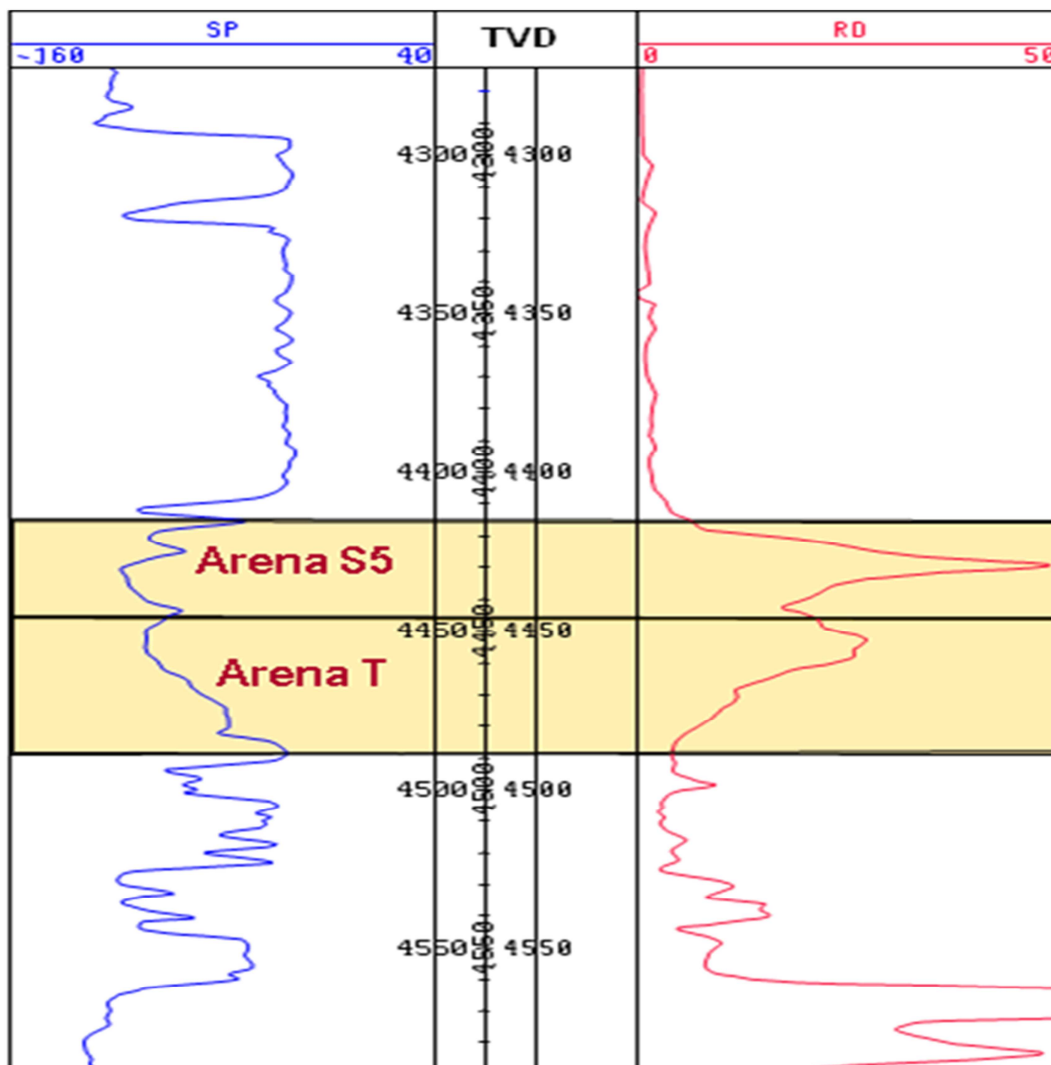


Figura 4.5. Registro tipo del pozo MM-486 (PDVSA Exploración y Producción, 2009).

Para correlacionar se realizó un inventario de los tipos de registros con los que contaba cada pozo, resultando que todos tenían curvas SP, así como también la mayoría de los pozos contaban con registros de GR. Se utilizaron entonces ambos registros para la correlación de los pozos, siempre considerando que fueran en TVD y a escala 1:500.

Una vez definido el tope y base del intervalo de interés se procedió a correlacionar los mismos 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.

4.7 Estación de trabajo Landmark (Halliburton)

4.7.1 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 4.6).



Figura. 4.6. Ventana Principal de Open Works. (PDVSA Exploración y Producción, 2009).

4.8 Elaboración de secciones geológicas

Con motivo de demostrar la continuidad lateral de los cuerpos arenosos, su espesor y geometría se construyeron en total tres (3) secciones estratigráficas, las cuales tienen una dirección predominante perpendicular a la sedimentación. Así mismo se realizaron cuatro (4) secciones estructurales con la finalidad de reflejar las fallas y ver el buzamiento de la estructura, todas las secciones tienen la dirección igual al buzamiento de la estructura o paralelas a la dirección de sedimentación.

4.8.1 Secciones estructurales

Las secciones estructurales se realizaron en sentido longitudinal a la dirección de sedimentación del paleocanal, es decir, en dirección Sur-Norte. Estas secciones permitieron representar las fallas que posee el Campo Melones en la arena S5-T, en su parte interna las cuales son de tipo normal.

A través de estas secciones también se determinó si las fallas actúan como cierre estructural o no, teniendo presente que una falla se considera sellante sólo cuando su desplazamiento es mayor que el máximo espesor encontrado en el yacimiento. Al igual que las secciones estratigráficas, en este caso también se procedió primeramente a digitalizar las secciones a través de la herramienta Correlation.

Para ello se ubicó la profundidad de la arena de estudio en el pozo más alto de la estructura y se trazó un datum de referencia estructural. Una vez identificada la profundidad de la arena en los demás pozos se le sumó la EMR al datum, la profundidad que resultaba se ubicaba en el pozo y se colgaba. Finalmente se procedió a la correlación y a la identificación de la falla. Para la digitalización se utilizó el mismo procedimiento que en las secciones estratigráficas.

4.8.2 Secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas se realizaron en sentido perpendicular a la sedimentación utilizando la herramienta de *Correlation*. Estas secciones permiten la visualización de los diferentes cuerpos sedimentarios y su relación.

Estas secciones se elaboraron con los registros digitalizados y luego cargados como un proyecto en el programa Open Works.

4.9 Elaboración de mapas geológicos

La actualización permanente de un modelo geológico de un yacimiento es indispensable, y constituye una herramienta para el desarrollo de los hidrocarburos. Los mapas geológicos obtenidos son el resultado de la integración del mapa isópaco de ANP con el mapa estructural y el mapa isopaco con el AN con el mapa estructural. En los cuales permiten visualizar los límites de los yacimientos, buzamiento de las estructuras, entre otras.

4.9.1 Mapa estructural

El mapa estructural fue diseñado simplemente representando la profundidad subsea de cada uno de los pozos que se encuentra dentro del área y cercanos al yacimiento. Se procedió de la siguiente manera:

1. En mapa base fue suministrado por el técnico de Sigemap, a escala 1:20.000, con la ubicación de cada uno de los pozos, luego se les coloco de forma manual los topes estructurales en subsea leído en los registros de cada pozo.
2. Se trazaron los contornos estructurales con un espaciamiento de 25'.

4.9.2 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.

4.10 Modelo sedimentológico

Para la realización del modelo sedimentológico o mapa de paleoambiente se cartografió el mapa base oficial del yacimiento dejando solo la ubicación y nombre del pozo, luego se procedió a fotocopiar y minimizar las repuestas de GR de cada pozo en el intervalo de la arena estudiada. Luego de fotocopias y minimizadas las repuestas de GR de cada pozo se recortaron y pegaron en el mapa ya impreso con la ubicación y nombre del pozo. Cabe destacar que el mapa oficial con el nombre y ubicación de los pozos fue facilitado por el personal de Sigemap de la Sección de Yacimientos Extrapesados del Distrito San Tomé. Este modelo fue elaborado a mano alzada previamente en el mapa base a escala 1:20.000, tomando como criterio los conceptos de las curvas de electrofacies, donde del tipo “coarsening up” (fino en la base y grueso hacia el tope, granocreciente) era considerada secuencias de barras o abanicos de roturas y del tipo “finining up” (grueso hacia la base y fino hacia el tope, granodecreciente), fue considerado facies de canal.

Seguidamente se digitalizó el modelo sedimentológico a través de la herramienta Sigemap 3.0, que permite una rápida y fácil interpretación y obtención de los mapas de paleoambiente.

También se llevó a cabo la validación del modelo de ambiente a través de la realización de secciones estratigráficas que permitieron determinar la coalescencia entre los dos lentes que se observan en algunos registros.

4.11 Profundidad del plano de referencia

El datum o plano de referencia del yacimiento representa el punto medio del mismo, el cual fue tomado del libro de reservas oficial del año 2009.

4.12 Factor volumétrico del petróleo

Este valor fue tomado del libro de reservas oficial del año 2009, y fue determinado por medio de la correlación de la compañía total, en donde se toma en consideración la densidad del petróleo, la solubilidad del gas en el petróleo a condiciones iniciales (R_{si}) y la temperatura del yacimiento

4.13 Cálculo del área y volumen de los yacimientos

El cálculo del área y del el volumen de la Arena S5-T del Campo Melones, fue realizado en el programa Sigemap 3.0.

4.14 Estimación de reservas (*POES*)

La estimación de reservas como su nombre lo indica involucra cierto grado de incertidumbre que va a depender de la calidad y cantidad de la información disponible. Existen numerosos métodos para determinar el POES tales como el método volumétrico, simulación numérica y métodos estocásticos, siendo el primero de ellos el de uso oficial en la industria petrolera

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

Donde:

POES= Petróleo original en sitio.

7758= Constante volumétrica en acres-pies.

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 %.

\emptyset = Porosidad.

4.15 Cálculo del factor de recobro del petróleo (FRp)

Este valor fue tomado del libro oficial de Reservas del año 2009.

4.16 Cálculo de reservas recuperables de petróleo

Para el cálculo de reservas recuperables se multiplica el POES por el factor de recobro del petróleo (FRp).

$$\text{Reservas Recuperables} = POES \times FRp \quad (4.2)$$

Donde:

$POES$ = Petróleo original en sitio.

FRp = Factor de recobro del petróleo.

4.17 Cálculo de reservas remanentes de petróleo

Estás se obtuvieron al restarle a las reservas remanentes la producción acumulada del yacimiento que se obtuvo del libro de reservas del año 2009 en la sección de yacimientos pesados del Distrito San Tomé.

$$\text{Reservas Remanentes} = \text{Reservas recuperables} - \text{Producción acumulada} \quad (4.3)$$

4.18 Cálculo del gas original en sitio en solución (*GOES*)

Este se obtuvo al multiplicar el petróleo original en sitio (*POES*) por la relación gas petróleo original (*Rsi*) que se obtuvo del libro de reservas del año 2009 en la sección de yacimientos pesados del Distrito San Tomé.

$$GOES = POES \times Rsi \quad (4.4)$$

Donde:

GOES= Gas original en sitio en solución.

POES= Petróleo original en sitio.

Rsi= Relación gas petróleo original.

4.19 Cálculo del factor de recobro del gas en solución (*FRgs*)

Este valor fue tomado del libro oficial de Reservas del año 2009.

4.20 Cálculo de reservas recuperables de gas

Para el cálculo de reservas recuperables se multiplica el *GOES* por el factor de recobro del gas en solución (*FRgs*).

$$\text{Reservas Recuperables} = GOES \times FRgs \quad (4.6)$$

Donde:

GOES= Petróleo original en sitio.

FRgs= Factor de recobro del gas en solución.

4.21 Cálculo de reservas remanentes de gas

Estás se obtuvieron al restarle a las reservas remanentes la producción acumulada del yacimiento que se obtuvo del libro de reservas del año 2009 en la sección de yacimientos pesados del Distrito San Tomé.

$$\text{Reservas Remanentes} = \text{Reservas recuperables} - \text{Producción acumulada} \quad (4.7)$$

4.22 Interpretación de los yacimientos

La misma se llevó a cabo tomando en cuenta información estructural y sedimentológica del campo así como también datos obtenidos en cuanto a área y volumen, definiendo así cada uno de los yacimientos y prospectos que conforman en área de estudio.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Interpretación de secciones geológicas

5.1.1 Secciones estructurales

Con la finalidad de establecer la configuración estructural del área de estudio, se realizaron cuatro secciones estructurales que 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:

5.1.1.1 Sección estructural A-A': fue construida en dirección Sur-Norte, a través de los pozos MEL-263, MEL-111, MEL-106, MEL-305, MS-434, MS-482, MG-623-3 y MG-623, con una longitud aproximada de 12.871 m y un datum estructural en TVDSS de -3.300'.

En ésta se puede observar un buzamiento suave de los estratos hacia el Norte, lo que corrobora que se trata de un homoclinal. Entre los pozos MEL-263 y MEL-111 se verificó la existencia de una falla normal de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste con un salto aproximado de 100', la cual se pudo establecer que tiene comportamiento sellante, entre los pozos MEL-111 y MEL-106 se determinó la presencia de dos fallas normales, la primera con dirección Noroeste-Sureste y un salto aproximado de 30', la segunda falla tiene dirección Noreste-Suroeste y tiene un salto aproximado de 60' la cual se comporta de manera sellante, entre los pozos MEL-106 y MEL-305-1 se verificó la presencia de dos fallas normales, la primera con dirección Noroeste-Sureste con un salto aproximado de 60' la cual se comporta de manera

sellante, la segunda falla tiene dirección Noroeste-Sureste y un salto aproximado de 15', entre los pozos MEL-305-1 y MS-434 se corroboró la existencia de dos fallas normales ambas con dirección Noroeste-Sureste, la primera con un salto aproximado de 40' y la segunda con un salto aproximado de 20', entre los pozos MS-434 y MS-482 se determinó la presencia de una falla normal con dirección Noreste-Suroeste y un salto aproximado de 40', entre los pozos MS-482 y MG-623-3 se verificó la existencia de una falla normal de dirección Noreste-Suroeste con un salto aproximado de 50', entre los pozos MG-626-3 y MG-623 se determinó la presencia de una falla normal con dirección Noroeste-Sureste con un salto aproximado de 60'. (Figura 5.1).

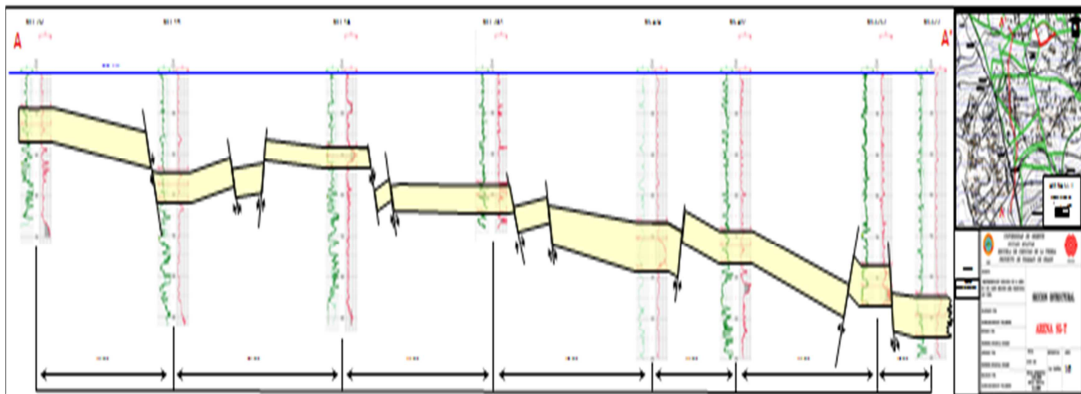


Figura 5.1. Sección estructural A-A'.

5.1.1.2 Sección estructural B-B': fue diseñada en dirección Sur-Norte, conformada por los pozos MEL-112, MEL-004, MEL-050, MS-415 y MS-451, teniendo una longitud aproximada de 13.1285 m y un datum estructural en TVDSS de -3.100', entre los pozos MEL-112 y MEL-4 se corroboró la existencia de tres fallas normales, las cuales tienen dirección Noroeste-Sureste, la primera falla buza hacia el Noreste con un salto aproximado de 100' y se comporta de manera sellante, la segunda falla buza hacia el Suroeste con un salto aproximado de 30', la tercera falla buza hacia el Noreste con un salto aproximado de 10', entre los pozos MEL-004 y MEL-050 se corroboró la existencia de dos fallas normales, la primera con dirección Este-Oeste y un buzamiento hacia el Sur y un salto aproximado de 50' la cual se comporta de manera sellante, la segunda falla tiene dirección Noreste-Suroeste y un buzamiento hacia el Sureste con un salto aproximado de 10', entre los pozos MEL-050 y MS-415 se verificó la existencia de una falla normal de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur con un salto aproximado de 60', la cual se comporta de manera sellante, entre los pozos MS-415 y MS-451 se comprobó la existencia de una falla normal de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur con un salto aproximado de 30'. (Figura 5.2).

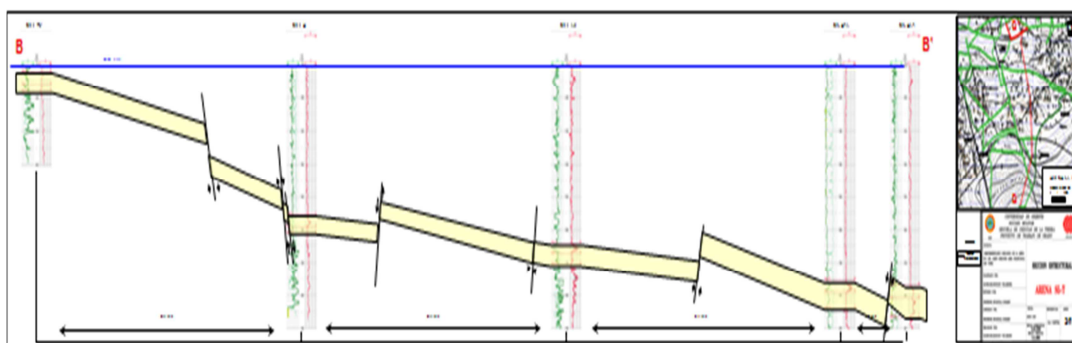


Figura 5.2. Sección estructural B-B'.

5.1.1.3 Sección estructural C-C': está conformada por los pozos MEL-075, MEL-138, MM-507 y MM-459 con una dirección Sur-Norte y una longitud aproximada de 6.482 y un datum estructural en TVDSS de -3.500, entre los pozos MEL-075 y MEL-138 se verifico la existencia de una falla normal de dirección Este-Oeste que buza hacia el Norte y con un salto aproximado de 2', entre los pozos MEL-138 y MM-507 se comprobó la existencia de dos fallas normales, la primera con una dirección Noreste-Suroeste y buza hacia el Noroeste y un salto aproximado de 10', la segunda falla es de dirección Noreste-Suroeste buza hacia el Sureste y con un salto aproximado de 10', entre los pozos MM-507 y MM-459 se corrobora la existencia de una falla normal de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur y tiene un salto aproximado de 15'. (Figura 5.3).

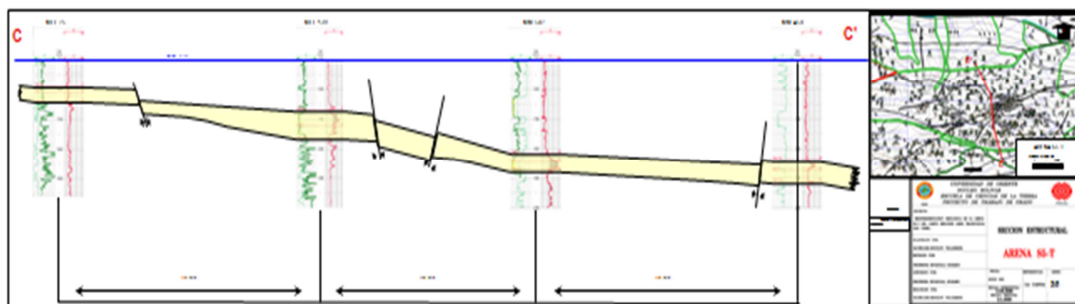


Figura 5.3 Sección estructural C-C'.

5.1.1.4 Sección estructural D-D': fue diseñada en dirección Sur-Norte hacia la parte Este del mapa, está conformada por los pozos MEL-091, MEL-085, MEL-069, MEL-008, MM-477 y MM-433, con una longitud aproximada de 9.093' y un datum estructural en TVDSS de - 3500, entre los pozos MEL-091 y MEL-085 se comprobó la existencia de una falla normal de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste con un salto aproximado de 15', entre los pozos MEL-085 y MEL-069 se verifico la existencia de una falla normal de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste con un salto aproximado de 20', entre los pozos MEL-069 y MEL-008 se comprobó la existencia de una falla normal de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste con un salto aproximado de 15', entre los pozos MEL-008 y MM-477 se corroboró la existencia de una falla normal de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Sureste con un salto aproximado de 10', entre los pozos MM-477 y MM-433 se verifico la existencia de una falla normal de dirección Este-Oeste que buza hacia el sur con un salto aproximado de 15'. (Figura 5.4).

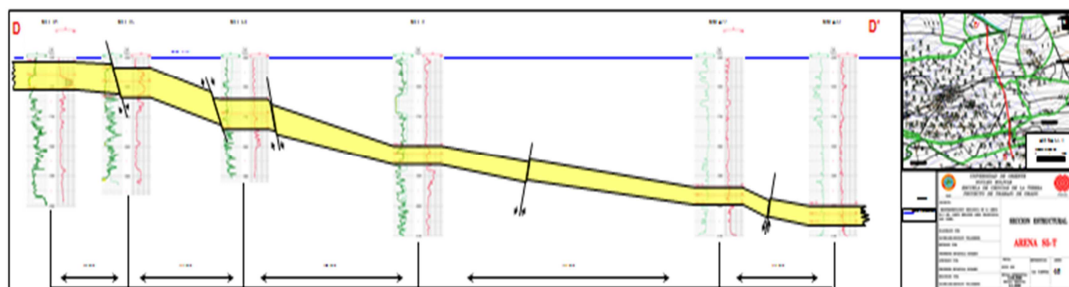


Figura 5.4 Sección estructural D-D'

5.1.2 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.

5.1.2.1 Sección estratigráfica E-E': fue diseñada con los pozos MG-026, MG-620, MG-618, MM-456, MM-406 y MEL-307, en dirección Oeste-Este con una longitud de 24.602, en esta se observa que entre los pozos MG-026, MG-620, MG-618, MG-456 y MEL-307 no hay continuidad lateral de los cuerpos arenosos por la presencia de la llanura de inundación que separa los canales, mientras que entre los pozos MM-456 y MM-406 si hay continuidad lateral de los cuerpos arenosos, así como también se puede observar que los espesores hacia la parte Este disminuyen y hacia la parte Oeste aumentan. (Figura 5.5).

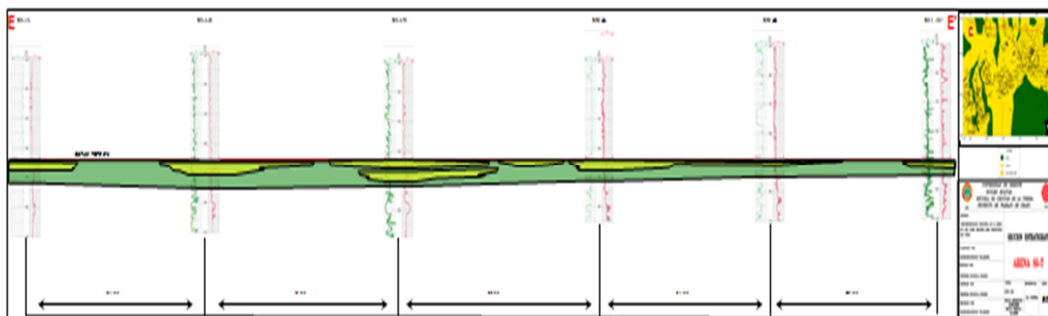


Figura 5.5 Sección estratigráfica E-E'.

5.1.2.2 Sección estratigráfica F-F': fue creada con los pozos MM-416, MEL-137, MEL-124 y MEL-010, con una longitud de 9.150 m, en ésta se puede observar la continuidad lateral de los cuerpos arenosos y la variación de los espesores que hacia la parte central del área los espesores aumentan mientras que hacia la parte Este disminuyen. (Figura 5.6).

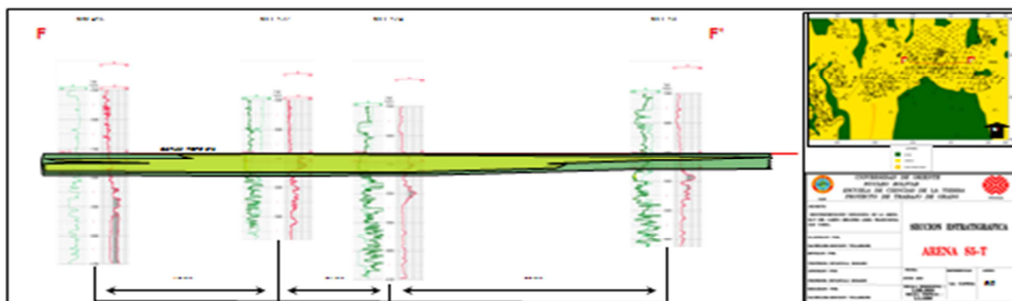


Figura 5.6 Sección estratigráfica F-F'.

5.1.2.3 Sección estratigráfica G-G': se realizó en sentido O-este-Este y está conformada por los pozos MEL-305, MEL-302, MEL-050, MEL-021, MEL-011, MEL-069 y MEL-024, con una longitud de 20.223 m, en esta se puede observar la continuidad lateral de los cuerpos arenosos y la variación de espesores que hacia la parte Oeste y central de la sección los espesores aumentan, mientras que hacia la parte Este los espesores disminuyen. (Figura 5.7).

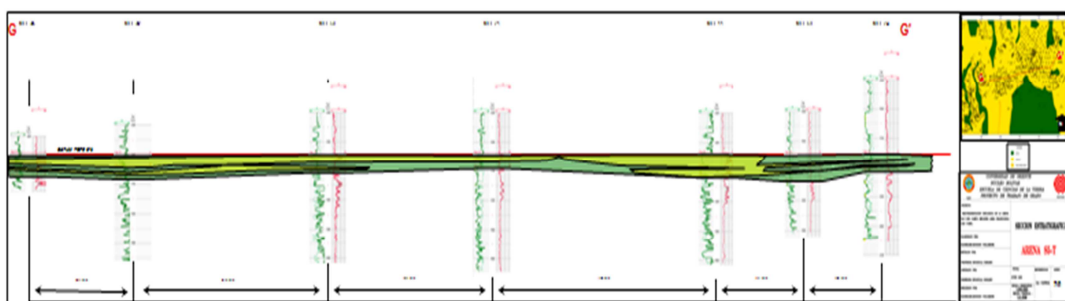


Figura 5.7 Sección estratigráfica G-G'.

5.2 Interpretación de mapas geológicos

5.2.1 Mapa estructural

El mapa validado presenta contornos bastante uniformes con un buzamiento en la estructura hacia el Norte, además se representan tres (3) sistemas fallas normales con diferentes direcciones y buzamientos, unas de dirección Noreste-Suroeste que buzán hacia el Noreste, otras de dirección Sureste-Noroeste que buzán hacia el Noroeste y por último unas de dirección Este-Oeste que buzán hacia el Sur.

5.2.2 Mapa isópaco-estructural

Representa la integración del mapa estructural y el mapa isópaco, además de reflejar los límites de los yacimientos, que son de tipo combinado estructural y estratigráfico, donde podemos observar límites de rocas de concesión o arbitrarios establecidos según criterios geológicos fallas normales de carácter sellante y capos.

5.3 Modelo Sedimentológico

Una vez analizadas las electrofacies de cada pozo y de agrupar respuestas electrográficas similares, se establecieron patrones secuenciales para conocer la extensión y geometría del ambiente sedimentario, a través de la construcción e interpretación del mapa de paleoambiente.

A partir del análisis del mapa de paleoambiente, se interpretó a la arena S5-T como de ambiente fluvial (canales fluviales próximos a la zona deltaica) con canales distributarios con sinuosidad baja a media de dirección Sur-Norte. La respuesta de la curva de GR o SP es de forma cilíndrica y algunas electrofacies en forma de campana, con espesores hasta de 75' en los pozos donde se puede observar la

coalescencia, cuya fuente de sedimentos provenía del sur desde algún punto del Escudo de Guayana. A continuación se describen las facies encontradas en el modelo sedimentológico:

1. Facies de canales: están constituidos de arena de grano medio a fino por medio de sedimentos granodecrecientes hacia el tope y sus espesores varían de 10' a 75'.

Los depósitos de canal se caracterizan por el desarrollo de una secuencia vertical de arena en forma masiva y cilíndrica.

2. Facies llanura de inundación: corresponde a la zona de desbordamiento del canal, donde los sedimentos son de grano fino a muy fino, alcanzándose el máximo volumen de arcillosidad y definiendo el límite estratigráfico de los yacimientos en sus flancos Oeste-Este.

5.4 Cálculos de Reservas

Luego de obtener el modelo geológico del área en estudio se procedió a calcular las reservas de cada yacimiento, para lo cual se empleó el método volumétrico, donde se obtuvieron los siguientes resultados en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resultados obtenidos en el cálculo de reservas para cada yacimiento.

Yacimientos	Área (Acres)	Volumen (Acres/Pies)	POES (MMBN)	Reservas recuperables de petróleo (MMBN)	Reservas remanentes de petróleo (MMBN)
S5 MEL 84	1.657	18.786	30.039	4.205	4.205
S5 MM 405	584	4.592	7.343	1.028	1.028
S5-T MM 459	2.882	51.758	82.953	11.613	11.613
S5 MEL 69	233	2.568	4.106	575	575
S5-T MEL 68	1.743	36.127	57.767	8.087	8.087
S5 MEL 21	127	3.889	6.219	871	871
S5-T MEL 94	6.317	147.259	235.467	32.965	32.965
S5-T MEL 105	1.619	50.780	65.100	9.114	9.114
S5- MEL 24	1.855	21.872	34.973	4.896	4.896
S5- MEL 4	421	7.075	11.269	1.127	1.127

Continuación de la tabla 5.1

S5-T MS 446	3.427	93.992	120.498	16.870	13.446
S5-T MEL 305	1.078	17.721	22.718	3.181	3.181
S5-T MM 412	15.338	389.228	622.376	87.133	87.133
S5 MS 701	469	8.248	11.514	1.612	1.612
S5-T MG603	438	73.492	114.941	15.977	12.553
S5 MG 623	2.110	46.613	65.211	9.130	5.706
S5 MG 21	961	19.278	25.971	3.636	212
Prospectos	Área (Acres)	Volumen (Acres/Pies)	POES (MMBN)	Reservas recuperables de petróleo (MMBN)	Reservas remanentes de petróleo (MMBN)
S5 MEL 333	981	27.376	43.663	6.113	6.113
S5 MS 418	428	6.966	8.930	1.250	-2.174
S5 MEL 297	249	1.705	2.186	306	-3.118
S5 MG 222	739	17.091	23.859	3.340	3.340
S5 MS 482	943	25.816	33.946	4.633	4.633
S5 801	1987	57.664	77.846	10.898	10.898
S5 802	835	24.068	30.855	4.320	4.320
S5 803	692	11.694	18.652	2.611	2.611

5.5 Cálculo del GOES

Se determinó el gas original en sitio para un yacimiento, donde se obtuvo los siguientes resultados tabla 5.2.

Tabla 5.2 Resultados obtenidos en el cálculo del GOES.

Yacimiento	Área (Acres)	Volumen (Acres/Pies)	GOES (MMPCN)	Reservas recuperables de gas (MMPCN)	Reservas remanentes de gas (MMPCN)	
S5 T MG 603	611	10.108	11.887	8.321	21.226	

5.6 Interpretación de los yacimientos

La arena S5-T del Campo Melones del distrito San Tome comprende un área prospectiva de aproximadamente (699 Km²), sedimentológicamente está conformada por paleocanales de gran extensión y espesor considerable con una dirección preferencial de flujo de Sur a Norte donde se depositaron sedimentos como arenas de granulometría media a fina bajo un régimen de energía moderado. Estructuralmente conforma una estructura tipo homoclinal fallado donde los estratos buzan suavemente hacia el Norte. Dicha estructura se ve afectada por tres (3) sistemas de fallas uno en sentido Noreste-Suroeste, otro en sentido Sureste-Noroeste y por ultimo otro en sentido Este-Oeste siendo estas últimas las de mayor extensión, desplazamiento y causantes del entrapamiento de la estructura.

Mediante la reinterpretación de la data obtenida de las perforaciones en dicha área se verifico el salto de las fallas ya nombradas las cuales han dividido los canales debido a su carácter sellante en veintisiete (26) yacimientos de los cuales doce (11) son oficiales y doce (12) son Prospectos Probables Serie 100 y tres (3) son Prospectos Posibles Serie 800, de igual manera se verifico la coalescencia de las arenas S5 y T en la zona central del área en estudio.

5.6.1 Yacimiento S5-T MG 603

Yacimiento de crudo Pesado de 14° API y Gas asociado a un acuífero, oficialmente tiene un área de 2.696 Acres y un volumen de 70.517 Acres/Pies, un POES de 110.289 MBN, un Factor de recobro de 13.9%, unas Reservas Recuperables de 15.374 MBN, una Producción de 6.023 MBN y unas Reservas Remanentes de 9.351 MBN, un GOES de 22.058, un Factor de Recobro de 60%, unas Reservas Recuperables de 13.235, una capa de Gas con un área de 1.214 Acres, un volumen de 23.504 Acres/Pies, un GOES de 27.523 MMPCN, un Factor de Recobro de 70%, unas Reservas Recuperables de 19.266 MMPCN, unas Reservas Totales de Gas de 32.501, una Producción Acumulada de 2.166 MMPCN y unas Reservas Remanentes de 30.335 MMPCN, ahora con la nueva reinterpretación se dividió por un límite de roca creando así un nuevo yacimiento (S5 MG 701), ahora con la nueva reinterpretación y la incorporación de la nueva información de los pozos nuevos y de las fallas tuvo un incremento en el área hacia la parte Este del yacimiento y una disminución hacia la parte Oeste específicamente en la capa de Gas, ahora posee un área de 4.838 Acres y un volumen de 73.492 Acres/Pies, un POES de 114.941 MBN, un Factor de recobro de 13.9%, unas Reservas recuperables de 16.092 MBN, una producción de 3.424 MBN y unas Reservas Remanentes de 12.668 MBN, un GOES de 22.988 MMPCN, una Factor de Recobro de 60% unas Reservas Recuperables de 13.793 MMPCN, un GOES de la capa de Gas de 11.887 MMPCN, un Factor de Recobro de 70%, unas Reservas Recuperables de 8.321 MMPCN, unas Reservas Totales de Gas de 22.294, una Producción Acumulada de 888 MMPCN y unas Reservas Remanentes de 13.592 MMPCN, está limitado al Norte por un contacto agua petróleo a (-4020'Est), al Este y Oeste ésta limitado por limites de rocas, al Sur por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur.

5.6.2 Yacimiento S5 MM 459

Yacimiento de crudo Pesado de 14.5° API asociado a un acuífero, este yacimiento surge de la nueva reinterpretación y posee un área 2.882 Acres y un volumen de 51.878 Acres/Pies, un POES de 82.953 MBN, un Factor de recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 11.613 MBN y unas Reservas Remanentes de Petróleo de 11.613 MBN, está limitado al Norte por un contacto agua petróleo a (-4020'Est), al Este y Oeste ésta limitado por limites de rocas y al Sur por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur.

5.6.3 Prospecto probable S5 MM 405

Yacimiento Probable de crudo Pesado de 14.5° API que surge de la nueva reinterpretación y está asociado a un acuífero, posee un área de 584 Acres y un volumen de 4.592 Acres/Pies, un POES de 7.343 MBN, un Factor de recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 1.028 MBN, y unas Reservas Remanentes de 1.028 MBN, un GOES de 1.322 MMPCN, un Factor de Recobro de 60%, unas Reservas Recuperables de 793 MMPCN y unas Reservas Remanentes de 793 MMPCN, este yacimiento está limitado al Norte por un contacto agua petróleo a (-4012'Est), y al Este y Oeste por limites de rocas y al Sur por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur.

5.6.4 Yacimiento S5-T MEL 94

Yacimiento de crudo Pesado de 14.5° API, es creado con la nueva reinterpretación y surge de la división del yacimiento S5-T MM 412, este yacimiento contiene pozos que ven la coalescencia de las arenas S5 y T como lo son (MEL 41, MEL 22, MEL 28) por ello su nombre, ésta limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, hacia el Este está limitado por un límite

de roca, al Sur está limitado por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Oeste está limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste, este yacimiento posee un área de 6.317Acres y un volumen de 147.259Acres/Pies, un POES de 235.467 MBN, un Factor de Recobro de 14%, unas Reservas Recuperables de 32.965 MBN y unas Reservas Remanentes de 32.965 MBN, un GOES de 42.384 MMPCN, un Factor de Recobro de 60%, unas Reservas Recuperables de 25.430 MMPCN y unas Reservas Remanentes de 25.430 MMPCN.

5.6.5 Prospecto probable S5 MEL 4

Yacimiento de reservas probables de crudo Pesado de 11.5° API, posee un área oficial de 1.623 Acres y un volumen de 12.495 Acres/Pies, un POES de 19.930 MBN, un Factor de Recobro de 10%, unas Reservas Recuperables de 1.993 MBN y unas Reservas Remanentes de 1.993MBN, un GOES de 3.587 MMPCN, un Factor de Recobro de 63%, unas Reservas Recuperables de 2.259 MMPCN, una Producción de 4.704 MMPCN y unas Reservas Remanentes de 8.662 MMPCN, ahora con la nueva reinterpretación se obtuvo un área de 421 Acres y un volumen de 7.065 Acres/Pies, un POES de 11.269 MBN, un Factor de Recobro de 10% y unas Reservas Recuperables de 1.578 MBN y unas Reservas Remanentes de 1.578 MBN, un GOES de 2.028 MMPCN, un Factor de Recobro de 63%, unas Reservas Recuperables de 1.277 MMPCN, una Producción de 888 MMPCN y unas Reservas Remanentes de 389 MMPCN, este yacimiento está limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Este está limitada por un límite de roca y al Oeste ésta limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Suroeste.

5.6.6 Yacimiento S5-T MM 412

Yacimiento de crudo Pesado de 14.5° API, constituye la mayor parte del área central del Campo Melones, este yacimiento oficialmente tiene un área de 26.249

Acres y un volumen de 556.629 Acres/Pies, un POES de 826.090 MBN, un Factor de Recobro de 11%, unas Reservas Recuperables de 90.870 MBN, una Producción de 46.836 MBN y unas Reservas Remanentes de 44.034 MBN, un GOES de 148.696 MMPCN, un Factor de Recobro de 70%, unas Reservas Recuperables de Gas de 104.807 MMPCN, una Producción de Gas de 17.656 MMPCN y unas Reservas Remanentes de Gas de 100.438 MMPCN, con la nueva reinterpretación y la incorporación de las nuevas fallas a las cuales se les determino su desplazamiento determinándolas como sellantes, las cuales lo dividieron creando así nuevos yacimientos como lo son: (Yacimiento S5 MM 459, Prospecto S5 MM 405, Prospecto S5 MEL 84, Prospecto S5 MEL 24, Prospecto S5 MEL 69, Yacimiento S5-T MEL 68, Prospecto S5 MEL 21, Yacimiento S5-T MEL 94, Yacimiento S5-T MEL 105), ahora el yacimiento posee un área de 15.338 Acres y un volumen de 389.228 Acres/Pies, un POES de 622.376 MBN, un Factor de Recobro de 11%, unas Reservas Recuperables de 87.133 MBN y unas Reservas Remanentes de 87.133 MBN, un GOES de 112.028 MMPCN, un Factor de Recobro de 60%, unas reservas Recuperables de Gas de 67.217 MMPCN y unas Reservas Remanentes de Gas de 67.217 MMPCN, este yacimiento está limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste con desplazamiento aproximado de 60', al Este está limitado por un limita de roca y una falla de dirección Noroeste-Sureste, al Sur está limitado por una falla de dirección Este-Oeste con un desplazamiento aproximado de 35' y al Oeste está limitado por un límite de roca, cabe destacar que este yacimiento posee la mayor cantidad de pozos que ven la coalescencia.

5.6.7 Prospecto probable S5 MEL 21

Este yacimiento es creado con la nueva reinterpretación, tiene un área de 127 Acres y un volumen de 3.889 Acres/Pies, un POES de 6.219 MBN, un Factor de Recobro de 11% y unas Reservas Recuperables de 871 MBN, el yacimiento está limitado al Norte por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Norte,

al Sur está limitado por otra falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Norte, al Oeste y al Este está limitado por dos fallas de dirección Noreste-Suroeste una con buzamiento hacia el Sureste y la otra con buzamiento hacia Noroeste.

5.6.8 Prospecto probable S5 MEL 69

Este yacimiento es creado con la nueva reinterpretación, posee un área de 233 Acres y un volumen de 2.568 Acres/Pies, un POES de 4.106 MBN, un Factor de Recobro de 11% y unas Reservas Recuperables de 575 MBN, este yacimiento está limitado al Norte por una falla de forma oblicua de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Norte y al Sur está limitado por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Norte.

5.6.9 Yacimiento S5-T MEL 68

Fue creado a partir de la nueva reinterpretación y es uno de los yacimientos que posee pozos que ven la coalescencia de las arenas S5 y T por ello su nombre, este yacimiento posee un área de 1.743 Acres y un volumen de 36.127 Acres/ Pies, un POES de 57.767 MBN, un Factor de Recobro de 11% y unas Reservas Recuperables de 8.087 MBN, el yacimiento está limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Norte, al Sur está limitado por otra falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Norte y hacia el Este y Oeste está limitado por límites de rocas.

5.6.10 Prospecto probable S5 MEL 84

Este yacimiento posee un área de 1.657 Acres y un volumen de 18.786 Acres/Pies, un POES de 30.039 MBN, un Factor de Recobro de 11% y unas Reservas Recuperables de 4.205 MBN, este yacimiento está limitado al Norte por una falla de

dirección Este-Oeste que buzan hacia el Sur, al Sur está limitado por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Sureste, al Este está limitado por dos fallas una de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Suroeste la otra de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste y hacia el Oeste está limitado por un límite de roca.

5.6.11 Prospecto probable S5 MEL 24

Este yacimiento posee un área de 1.855 Acres y un volumen de 21.872 Acres/Pies, un POES de 34.973 MBN, un Factor de Recobro de 11% y unas Reservas Recuperables de 4.896 MBN, este yacimiento ésta limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste en esa área que buza hacia el Norte, al Sur está limitado por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Norte y también por un límite de roca, al Oeste está limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste y por un límite de roca.

5.6.12 Yacimiento S5 MEL 305

Este yacimiento surge de la nueva reinterpretación, este yacimiento cuenta con un área de 1.078 Acres y un volumen de 17.721 Acres/Pies, un POES de 22.718 MBN, un Factor de Recobro de 14% está limitado al Norte por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste, al Sur por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste y al Oeste está limitado por un límite de roca.

5.6.13 Yacimiento S5-T MS 446

Este yacimiento posee pozos que ven la coalescencia de las arenas S5 y T, este yacimiento oficialmente posee un área de 1.792 Acres, un volumen de 38.072 Acres/Pies, un POES de 48.808 MBN, un Factor de Recobro de 19.9% y unas

Reservas Recuperables de 9.732 MBN, ahora con la nueva reinterpretación posee un área de 3.427 Acres un volumen de 93.992 Acres/Pies, un POES de 120.498 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 16.870 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Este por un límite de roca y por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste, al Sur por una falla de dirección Suroeste-Noreste que buza hacia el Noroeste y al Oeste por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste y un límite de roca.

5.6.14 Prospecto probable MEL 297

Prospecto probables que surge de la nueva reinterpretación que posee un área 249 Acres un volumen de 1.705 Acres/Pies, un POES de 2.186 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 306 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Este y al Sur está limitado por límites de roca y al Oeste por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste y por un límite de roca.

5.6.15 Prospecto posible S5 803

Este yacimiento de reservas posibles es un yacimiento nuevo el cuenta con un área de 692 Acres un volumen de 11.694 Acres/Pies, un POES de 18.652 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 2.611 MBN, está limitado al Norte por dos fallas una de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur y la otra con dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Suroeste, al este limitado por un límite de roca y al Oeste está limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste.

5.6.16 Prospecto probable S5 MEL 112

Este yacimiento de reservas probables surge de la nueva reinterpretación y cuenta con un área de 5.998 Acres un volumen de 136.557 Acres/Pies, un POES de 175.066 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 24.509 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Norte, al Este está limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste y un límite de roca, al Sur está limitado por un límite arbitrario a (-3070'Est), y al Oeste está limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste y un límite de roca.

5.6.17 Prospecto probable MEL 333

Yacimiento que es creado por la nueva reinterpretación, y posee un área de 981 Acres un volumen de 27.376 Acres/Pies, un POES de 43.663 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 6.113 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Suroeste-Noreste que buza hacia el Sureste, al Este está limitado por una falla de dirección Noroeste- Sureste que buza hacia el Noreste y al Sur está limitado por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Norte.

5.6.18 Yacimiento S5-T MEL 105

Este yacimiento de reservas probadas posee pozos que ven la coalescencia de las arenas S5 y T por ello su nombre, posee un área de 1.619 Acres un volumen de 50.780 Acres/Pies, un POES de 65.100 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 9.114 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Suroeste-Noreste que buza hacia el Noroeste, al Este por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste, al Sur por una falla de

dirección Suroeste-Noreste que buza hacia el Sureste y al Oeste limitado por un límite de roca.

5.6.19 Prospecto probable S5 MS 482

Este yacimiento surge de la nueva reinterpretación y posee un área de 943 Acres y un volumen de 25.816 Acres/Pies, un POES de 33.096 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 4.633 MBN, este yacimiento está limitado al Norte por un límite arbitrario a (-3736' Est), al Sur por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Este está limitado por un límite de roca, al Oeste está limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste.

5.6.20 Prospecto probable S5 MS 418

Yacimiento que surge de la nueva reinterpretación y posee un área de 428 Acres y un volumen de 6.966 Acres/Pies, un POES de 8.930 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 1.250 MBN, está limitado al Norte por un límite arbitrario a (-3700' Est), al Sur por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Este está limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste y buza hacia el Noreste y al Oeste está limitado por otra falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste.

5.6.21 Prospecto posible S5 802

Este yacimiento de reservas posibles surge de la nueva reinterpretación y posee un área de 835 Acres, un volumen de 24.068 Acres/Pies, un POES de 30.855 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 4.320 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Sur

está limitado por un límite arbitrario a (-3736'Est), al Este está limitado por un límite de roca y una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Suroeste y al Oeste está limitado por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste.

5.6.22 Prospecto posible S5 801

Yacimiento que surge de la nueva reinterpretación y posee un área de 1.987 Acres, un volumen de 57.664 Acres/Pies, un POES de 77.846 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 10.898 MBN, está limitado al Norte por un límite de roca y una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Sur está limitado por un límite arbitrario a (-3700'Est), al Este está limitado por dos fallas una de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste y la otra en dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste.

5.6.23 Yacimiento S5 MS 701

Este yacimiento surge de la nueva reinterpretación y cuenta con un área de 469 Acres un volumen de 8.248 Acres/Pies, un POES de 11.514 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 1.612 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste, al Sur está limitado por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Este está limitado por un límite de roca y al Oeste está limitado por una falla de dirección Noroeste-Sureste y buza hacia el Suroeste.

5.6.24 Yacimiento S5 MG 623

Este yacimiento oficialmente tiene un área 1.748 Acres, un volumen de 46.144 Acres/Pies, un POES de 64.417 MBN, un Factor de Recobro de 8 y unas Reservas

Recuperables de 5.153 MBN, ahora con el resultado de la nueva reinterpretación posee un área de 2.110 Acres, un volumen de 46.713 Acres/Pies, un POES de 65.211 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 9.130 MBN, está limitado al Norte por un límite arbitrario a (-3990'Est), al Sur limitado por dos fallas una de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste y la otra de dirección Este-Oeste y buza hacia el Sur y al Este y Oeste está limitado por límites de roca.

5.6.25 Yacimiento S5 MG 21

Este yacimiento oficialmente tiene un área de 1.290 Acres, un volumen de 22.511 Acres/Pies, un POES de 30.390 MBN, un Factor de Recobro de 17% y unas Reservas Recuperables de 5.166 MBN, ahora con la nueva reinterpretación posee un área de 961 Acres, un volumen de 19.238 Acres/Pies, un POES de 25.971 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 3.636 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste, al Sur está limitado por una falla de dirección Este-Oeste que buza hacia el Sur, al Este está limitado por un límite de roca y al Oeste por una falla de dirección Noroeste-Sureste que buza hacia el Noreste.

5.6.26 Prospecto probable S5 MG 222

Este yacimiento es creado con la nueva reinterpretación, posee un área de 739 Acres un volumen de 17.091 Acres/Pies, un POES de 23.859 MBN, un Factor de Recobro de 14% y unas Reservas Recuperables de 3.340 MBN, está limitado al Norte por una falla de dirección Noreste-Suroeste que buza hacia el Noroeste, al Sur está limitado por un límite arbitrario a (-3990'Est), y al Este limitado por un límite de roca.

La parte Oeste del área en estudio como se puede observar en el mapa, cuenta con toda la información recopilada a través de la correlación, se generaron los contornos estructurales é isópacos, pero no se delimitaron los yacimientos debido a que en esta zona existe cierta cantidad de pozos con respuestas de resistividad baja, indicativo de agua en zonas de petróleo lo que presume que dichos pozos fueron perforados comunicando diferentes lentes. Lo que amerita realizar un estudio más a detalle.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. La estructura es un homoclinal de buzamiento de 2° a 4° hacia el Norte, aunque localmente presenta altos y bajos estructurales debido a las irregularidades del basamento y presencia de tres sistemas de fallas de tipo normal de direcciones Noreste-Suroeste, Sureste-Noroeste y Este-Oeste.

2. Las arenas S5 y T presentan continuidad lateral con facies de canales que cambian al Oeste y al Este a facies de llanura de inundación, y en la parte central del área es donde coalescen las arenas.

3. El tipo de entrapamiento es de tipo mixto Estructural-Estratigráfico, debido a que existe una combinación entre fallas y límites de roca.

4. El modelo sedimentológico está ubicado en la sección inferior de la Formación Oficina, en la que se depositó en un ambiente fluvial caracterizado por la presencia de canales de orientación Sur-Norte que convergen hacia el área central en estudio.

5. Con el nuevo modelo se determinó un incremento del POES de 414 MMBN, originando a su vez, un incremento de las Reservas Recuperables de Petróleo de 86 MMBN.

Recomendaciones

1. Realizar un estudio más a detalle en el área Oeste del Campo ya que hay cierta cantidad de pozos con respuestas de resistividad baja, indicativo de agua en zonas de petróleo lo que presume que dichos pozos fueron perforados comunicando diferentes lentes.

2. Se recomienda la perforación de pozos verticales de desarrollo y/o el reacondicionamiento de los pozos existentes en los yacimientos probables con el fin de ser completados en la arena S5-T para que sean probados y puedan ser sometidas ante el MPPEP las reservas determinadas en este estudio para su oficialización y así garantizar la disponibilidad de las mismas al momento de generar un plan de explotación de estas arenas.

3. Ampliar el estudio a la zona Este del área hacia el (Campo Dobokubi), para verificar la continuidad de la arena S5-T hacia esta zona.

4. Oficializar ante el MPPEP los cambios de reservas aquí realizados.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Acosta E, Rosales E. (2006). **MANUAL DE INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA**. PDVSA-San Tomé, pp 188.

Allen, George (1989). **SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LOS DEPOSITOS ALUVIALES Y DELTAICOS**. Maraven S.A, pp 4-25.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo-Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (CIED-PDVSA) (1996). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. Primera versión, pp 10-30.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo-Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (CIED-PDVSA) (1996). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**. Quinta versión, p 65.

González de Juana, Iturralt de Aronesia, J.M., Picard- Cadillet, X. (1980). **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Ediciones Foninves, Caracas. Tomos 1 y 2, p 636.

González Luis (2007). **“REINTERPRETACIÓN DE LA ARENA J3, YACIMIENTOS MFB 2 Y MFB 9 DEL CAMPO BARE PERTENECIENTE A LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO. DISTRITO SAN TOME ESTADO ANZOATEGUP”**. Universidad de Oriente, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar, Venezuela, trabajo de grado publicado, pp 8-55.

Grijalva. F, Gonzales. A, **SISTEMAS FLUVIALES** , Pagina visitada el 13 diciembre del 2008. Visitar dirección web: (<http://www.geologia.mx/academicos/ambientesfluviales/introduccion.htm>).

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

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) Exploración y Producción (2009) **“ESTUDIOS INTEGRADO”**. Distrito San Tome. Estado Anzoátegui.

Pérez Alfonso (2002). **AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y FACIES CLÀSTICAS**. PDVSA CIED. Puerto La cruz, pp 35-38.

Rojas Gonzalo (1995). **INGENIERIA DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADOS**. 2da Edición, Caracas, Venezuela, p 250.

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

Vera M. (2002). **CONCEPTOS BASICOS DE GEOLOGÌA DE YACIMIENTOS**. PDVSA. Puerto La Cruz, p 135.

APENDICES

APENDICES A

Base de datos obtenida de los yacimientos.

Tabla A-1 de la base de datos obtenida de los yacimientos.

UWI	E.M.R	PROFUNDIDAD SUBSEA	CODIGO RAZON ARENA NO PENETRADA	ARENA NETA TOTAL	ARENA NETA PETROLIFERA	SIMBOLO SIGEMAP
00102MEL0002 01	605	-3662		50'	50'	233
00102MEL0003 01	587	-3627		2'+4'	2' 4'	233
00102MEL0004 01	633	-3553		10'	10'	233
00102MEL0005 01	618	-3637		63'	63'	237
00102MEL0006 01	618	-3668		45'	45'	237
00102MEL0007 01	559	-3591		0'	0'	14
00102MEL0008 01	604	-3796		12'+(3')	12' 3'	233
00102MEL0009	608	-3876		2'+2'	2' 2'	233

01						
00102MEL0009						
02	608	-3879		2'	2'	233
00102MEL0010						
01	614	-3705		7'+(5')	7' 5'	233
00102MEL0010						
02	614	-3700		5'+(3')	5' 3'	233
00102MEL0011						
01	603	-3635		43'+17'	43' 17'	237
00102MEL0011						
02	603	-3630		40'+10'	40' 10'	233
00102MEL0012						
01	608	-3696		6'+9'+(7'+6')	6' 9' 7' 6'	233
00102MEL0013						
01	620	-3719		24'+(3')	24' 3'	233
00102MEL0014						
01	617	-3698		41'+(2')	41' 2'	233
00102MEL0015						
01	611	-3652		16'+15'	16' 15'	237

00102MEL0016 01	607	-3625		36'+(9'+30')	26' 9' 30'	237
00102MEL0016 02	607	-3638		30'+25'+NP	30' 25'	233
00102MEL0017 01	615	-3769		5'+(2')	5' 2'	233
00102MEL0018 01	604	-3803		5'+3'+(5')	5' 3' 5'	233
00102MEL0019 01	608	-3704		14'+(8'+6')	14' 8' 6'	233
00102MEL0020 01	611	-3667		70'	70'	237
00102MEL0020 02	611	-3679		20'+NP	20'	233
00102MEL0021 01	593	-3638		12'+(5')	12' 5'	233
00102MEL0021 02	594	-3630		10'+(3')	10' 3'	233
00102MEL0022	538	-3652		61'	61'	237

01						
00102MEL0023						
01	615	-3636		42'	42'	237

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0023						
02	612	-3656		26'+NP	26'	233
00102MEL0024						
01	606	-3786		2'+2'	2' 2'	233
00102MEL0025						
01	607	-3638		28'+(14'+13')	28' 14' 13'	233
00102MEL0026						
01	613	-3618		3'+2'+(8')	3' 2' 8'	237
00102MEL0026						
02	613	-3624		3'+13'+(3'+3')	3' 13' 3' 3'	233
00102MEL0027						
01	616	-3758		3'+30'+(6')	3' 30' 6'	233
00102MEL0028						
01	576	-3650		42'	42'	237

00102MEL0029						
01	597	-3654		2'	2'	233
00102MEL0029						
02	597	-3650		2'	2'	233
00102MEL0030						
01	618	-3684		2'+48'	2' 48'	237
00102MEL0030						
02	617		NP			14
00102MEL0031						
01	633	-3659		2'+45'	2' 45'	237
00102MEL0031						
02	640	-3662		4'+20'+NP	4' 20'	233
00102MEL0032						
01	620	-3672		15'+(10'+6')	15' 10' 6'	233
00102MEL0033						
01	619	-3708		43'+(5')	43' 5'	237
00102MEL0034						
01	619	-3700		40'+(4')	40' 4'	237
00102MEL0035						
	620	-3697		42'+(4')	42' 4'	237

01						
00102MEL0036						
01	617	-3698		40'+(5')	40' 5'	237
00102MEL0038						
01	610	-3709		41'+(3')	41' 3'	233
00102MEL0037						
01	610	-3705		41'+(4')	41' 4'	233
00102MEL0039						
01	612	-3643		38'	38'	237
00102MEL0039						
02	612	-3640		35'	35'	233
00102MEL0040						
01	608	-3620		2'	2'	233
00102MEL0041						
01	535	-3650		60'	60'	237
00102MEL0041						
02	540	-3653		36'+NP	36'	233
00102MEL0042						
01	572	-3625		3'	3'	233

00102MEL0043						
01	577	-3603		8'+(10')	8' 10'	233
00102MEL0044						
01	585	-3602		58'	58'	237
00102MEL0044						
02	585	-3600		50'	50'	233
00102MEL0045						
01	600	-3668		9'+3'+(15')	9' 3' 15'	233
00102MEL0046						
01	533	-3522		28'	28'	237
00102MEL0047						
01	605	-3798		0'	0'	14

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0048						
01	605	-3861		0'	0'	14
00102MEL0049						
01	612	-3797		6'+2'+(5')	6' 2' 5'	233
00102MEL0046						
01	533	-3522		28'	28'	237
00102MEL0047						
01	605	-3798		0'	0'	14
00102MEL0048						
01	605	-3861		0'	0'	14
00102MEL0049						
01	612	-3797		6'+2'+(5')	6' 2' 5'	233
00102MEL0049						
02	612	-3795		4'+2'+(3')	4' 2' 3'	233
00102MEL0050						
01	610	-3651		17'+(4')	17' 4'	237
00102MEL0051						
01	612		NP			14

00102MEL0052						
01	619	-3833		3'	3'	233
00102MEL0053						
01	616	-3806		13'	13'	233
00102MEL0054						
01	605	-3816		4'+(5')	4' 5'	233
00102MEL0055						
01	607	-3874		0'	0'	14
00102MEL0056						
01	603	-3811		6'+(3')	6' 3'	233
00102MEL0057						
01	612	-3764		6'	6'	233
00102MEL0058						
01	617	-3743		5'	5'	233
00102MEL0059						
01	601	-3784		6'+2'	6' 2'	233
00102MEL0060						
01	606	-3790		3'	3'	233
00102MEL0061						
01	609	-3719		10'+(2')	10' 2'	233

01						
00102MEL0062						
01	605	-3731		2'	2'	233
00102MEL0063						
01	598	-3711		5'	5'	233
00102MEL0064						
01	561	-3593		6'	6'	233
00102MEL0065						
01	576	-3564		3'+17'	3' 17'	233
00102MEL0066						
01	613	-3739		10'	10'	233
00102MEL0067						
01	579	-3625		68'	68'	233
00102MEL0068						
01	546	-3553		46'	46'	237
00102MEL0069						
01	589	-3691		3'+(8')	3' 8'	233
00102MEL0070						
01	582	-3627		6'+(2')	6' 2'	233

00102MEL0071						
01	549	-3649		24'+(3')	24' 3'	237
00102MEL0072						
01	583	-3664		13'+(3'+5')	13' 3' 5'	233
00102MEL0073						
01	536	-3629		5'	0'	130
00102MEL0074						
01	606	-3664		53'	53'	237

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0075						
01	543	-3589		2'+2'	2' 2'	233
00102MEL0076						
01	557	-3657		38'	38'	237
00102MEL0077						
01	604	-3631		2'+2'	2' 2'	233
00102MEL0078						
01	631	-3615		4'+18'+(2')	4' 18' 2'	237
00102MEL0079						
	595	-3623		3'	3'	233

01						
00102MEL0080						
01	623	-3631		5'	5'	233
00102MEL0081						
01	614	-3845		3'	3'	233
00102MEL0082						
01	627	-3621		48'+8'	48' 8'	233
00102MEL0083						
01	592	-3680		3'+3'	3' 3'	233
00102MEL0084						
01	617	-3889		8'+(2')	8' 2'	233
00102MEL0085						
01	538	-3535		40'	40'	233
00102MEL0086						
01	496	-3586		28'+(5')	28' 5'	237
00102MEL0087						
01	514	-3552		26'	26'	237
00102MEL0088						
01	492	-3559		42'	42'	233

00102MEL0089						
01	494	-3540		40'	40'	233
00102MEL0090						
01	507	-3628		11'+(2')	11' 2'	233
00102MEL0091						
01	476	-3561		40'	40'	237
00102MEL0092						
01	500	-3559		46'	46'	237
00102MEL0093						
01	531	-3605		0'	0'	14
00102MEL0094						
01	624	-3647		4'+34'	4' 34'	237
00102MEL0095						
01	627	-3656		13'+(5')	13' 5'	233
00102MEL0096						
01	574	-3635		6'+7'+(4')	6' 7' 4'	233
00102MEL0097						
01	539	-3545		38'	38'	233
00102MEL0098						
01	552	-3595		24'+(2')	24' 2'	237

01						
00102MEL0098						
02	552	-3590		20'	20'	233
00102MEL0099						
01	604	-3900		0'	0'	14
00102MEL0100						
01	617	-3890		0'	0'	14
00102MEL0101						
01	615	-3864		4'+5'+(2')	4' 5' 2'	233
00102MEL0102						
01	594	-3965		2'	2'	233
00102MEL0102						
02	594	-3960		2'	2'	233
00102MEL0103						
01	600	-3905		14'	14'	233
00102MEL0104						
01	606	-3549		0'	0'	14

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0105						
01	616	-3547		24'+(10'+5')	24' 10' 5'	237
00102MEL0106						
01	618	-3480		38'	38'	131
00102MEL0107						
01	664	-3392		2'+3'	0' 0'	130
00102MEL0108						
01	635	-3460		10'	10'	233
00102MEL0108						
02	630	-3457		8'	8'	233
00102MEL0110						
01	635	-3419		2'	0'	130
00102MEL0111						
01	630	-3538		8'	8'	233
00102MEL0112						
01	487	-3121		6'	6'	233
00102MEL0113						
01	599	-3381		0'	0'	14

00102MEL0114 01	625	-3666			7'+2'+(6')	7' 2' 6'	233
00102MEL0115 01	619	-3617			5'+2'+4'+(4')	5' 2' 4' 4'	233
00102MEL0116 01	629	-3601			0'	0'	14
00102MEL0117 01	565	-3639			0'	0'	14
00102MEL0118 01	518	-3567			0'	0'	14
00102MEL0119 01	537	-3567			3'	3'	233
00102MEL0120 01	510	-3560			24'+(3')	24' 3'	237
00102MEL0121 01	493	-3557			57'	57'	237
00102MEL0122 01	565	-3559			0'	0'	14
00102MEL0123 01	615	-3740			3'	3'	233

01						
00102MEL0124						
01	623	-3659		50'	50'	233
00102MEL0124						
02	623	-3678		3'+58'	3' 58'	233
00102MEL0125						
01	530	-3629		2'+3'	2' 3'	233
00102MEL0126						
01	619	-3621		5'+11'+(10'+8')	5' 11' 10' 8'	233
00102MEL0127						
01	624	-3650		7'+4'+2'+(7')	7' 4' 2' 7'	233
00102MEL0128						
01	320	-3602		0'	0'	14
00102MEL0129						
01	558	-3540		0'	0'	14
00102MEL0130						
01	509	-3567		5'+(3')	5' 3'	233
00102MEL0131						
01	527	-3473		15'	15'	233

00102MEL0132						
01	558	-3549		0'	0'	14
00102MEL0133						
01	519	-3570		0'	0'	14
00102MEL0134						
01	622	-3633		2'+18'+(4')	2' 18' 4'	237
00102MEL0135						
01	619	-3654		4'+2'+2'+(5')	4' 2' 2' 5'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0136						
01	619	-3665		9'+10'+(4'+3')	9' 10' 4' 3'	233
00102MEL0137						
01	636	-3680		58'	58'	237
00102MEL0138						
01	626	-3670		44'+(22')	44' 22'	237
00102MEL0139						
01	603		NP			14
00102MEL0140						
	589		NP			14

01						
00102MEL0141						
01	617	-3631		26'+(6')	26' 6'	237
00102MEL0142						
01	616	-3645		50'	50'	237
00102MEL0143						
01	616		NP			14
00102MEL0144						
01	616	-3635		24'+NP	24'	237
00102MEL0145						
01	613		NP			14
00102MEL0146						
01	616		NP			14
00102MEL0147						
01	615		NP			14
00102MEL0148						
01	612	-3629		2'+2'	2' 2'	237
00102MEL0149						
01	619	-3678		40'+(14'+NP)	40' 14'	237

00102MEL0150 01	623	-3701		30'+(5'+NP)	30' 5'	233
00102MEL0151 01	619		NP			14
00102MEL0152 01	619	-3662		6'+NP	6'	237
00102MEL0153 01	538	-3651		24'+NP	24'	237
00102MEL0154 01	643		NP			14
00102MEL0155 01	483	-3577		17'+NP	17'	237
00102MEL0156 01	570	-3650		6'+8'+NP	6' 8'	237
00102MEL0157 01	615	-3661		6'+NP	6'	237
00102MEL0158 01	626	-3665		9'+30'	9' 30'	233
00102MEL0159 01	613		NP			14

01						
00102MEL0160						
01	498	-3574		15'+NP	15'	237
00102MEL0161						
01	611	-3635		15'+NP	15'	237
00102MEL0162						
01	535	-3590		10'+NP	10'	237
00102MEL0163						
01	594	-3603		30'	30'	237
00102MEL0164						
01	615	-3723		18'+NP	18'	237
00102MEL0165						
01	600		NP			14
00102MEL0166						
01	533	-3523		2'	2'	233
00102MEL0167						
01	631	-3449		4'+10'+(4'+NP)	4' 10' 4'	237

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0168						
01	531	-3546		30'	30'	237
00102MEL0169						
01	544	-3565		34'	34'	237
00102MEL0170						
01	626	-3677		4'+30'+(10'+NP)	4' 30' 10'	237
00102MEL0171						
01	622	-3623		24'+(7'+2')	24' 7' 2'	237
00102MEL0171						
02	623	-3649		2'+2'+(2')	2' 2' 2'	233
00102MEL0171						
03	623	-3649		2'+2'+(2')	2' 2' 2'	233
00102MEL0171						
04	623	-3650		2'+2'+(2')	2' 2' 2'	233
00102MEL0171						
05	623		NP			14
00102MEL0172						
01	531	-3529		3'+15'	3'+15'	233

00102MEL0173						
01	622	-3881		2'+4'	2' 4'	233
00102MEL0174						
01	615	-3580		13'+(5')	13' 5'	233
00102MEL0175						
01	482	-3609		2'+3'+2'+(16')	2' 3' 2' 16'	233
00102MEL0176						
01	498	-3542		6'+30'+(8')	6' 30' 8'	233
00102MEL0177						
01	613	-3646		6'+NP	6'	237
00102MEL0178						
01	623		NP			14
00102MEL0179						
01	544	-3467		25'	25'	233
00102MEL0180						
01	637	-3635		5'+8'+NP	5' 8'	237
00102MEL0181						
01	617	-3868		3'+2'	3' 2'	233
00102MEL0182						
01	628	-3573		51'	51'	237

01						
00102MEL0183						
01	625		NP			14
00102MEL0184						
01	646	-3748		4'+NP	4'	237
00102MEL0185						
01	629	-3586		4'+21'+5'+(3'+14'+7')	4' 21' 5' 3' 14' 7'	237
00102MEL0186						
01	625	-3553		40'+NP	40'	237
00102MEL0187						
01	627		NP			14
00102MEL0188						
01	629		NP			14
00102MEL0189						
01	618	-3869		0'	0'	14
00102MEL0189						
02	618	-3869		0'	0'	14
00102MEL0190						
01	623		NP			14

00102MEL0190 02	623		NP			14
00102MEL0191 01	615	-3857		2'+8'+(3')	2' 8' 3'	233
00102MEL0191 02	615	-3858		8'+(4')	8' 4'	233
00102MEL0192 01	643	-3708		63'	63'	237

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0192 02	643	-3708		9'+NP	9'	233
00102MEL0193 01	601		NP			14
00102MEL0194 01	562		NP			14
00102MEL0195 01	583	-3612		20'	20'	237
00102MEL0195 01	583	-3613		5'+NP	5'	233

02						
00102MEL0195						
03	583	-3613		5'+9'+NP	5' 9'	233
00102MEL0195						
04	583		NP			14
00102MEL0195						
05	583		NP			14
00102MEL0196						
01	589	-3637		0'	0'	14
00102MEL0196						
02	589	-3637		0'	0'	14
00102MEL0197						
01	626	-3653		6'+NP	6'	237
00102MEL0198						
01	625	-3911		16'+(13')	16' 13'	233
00102MEL0198						
02	625	-3910		18'+(10')	18' 10'	233
00102MEL0199						
01	628	-3627		3'+53'	3' 53'	233

00102MEL0200						
01	674	-3409		18'	18'	233
00102MEL0201						
01	587		NP			14
00102MEL0202						
01	643	-3366		6'	0'	130
00102MEL0203						
01	635	-3603		9'+(6')	9' 6'	233
00102MEL0203						
02	635		NP			14
00102MEL0205						
01	629		NP			14
00102MEL0205						
02	629		NP			14
00102MEL0205						
03	629		NP			14
00102MEL0206						
01	647	-3588		22'+(13')	22' 13'	233
00102MEL0206						
	647	-3595		17'+(8')	17' 8'	233

02						
00102MEL0206 03	647		NP			14
00102MEL0206 04	647		NP			14
00102MEL0207 01	647		NP			14
00102MEL0208 01	654	-3382		4'+3'	0' 0'	130
00102MEL0209 01	558	-3638		54'	54'	233
00102MEL0210 01	676	-3390		2'+3'+3'	0' 0' 0'	130
00102MEL0211 01	637	-3373		27'	0'	130
00102MEL0212 01	647	-3342		11'+13'	11' 13'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0213						
01	638	-3386		14'+7'	0' 0'	130
00102MEL0214						
01	661	-3404		2'+2'+8'	2' 2' 8'	233
00102MEL0215						
01	637	-3377		24'	0'	130
00102MEL0216						
01	642	-3426		10'+3'	0' 0'	130
00102MEL0216						
02	642	-3426		10'+3'	0' 0'	130
00102MEL0216						
03	642	-3427		10'+3'	0' 0'	130
00102MEL0216						
04	643	-3425		12'+2'	0' 0'	130
00102MEL0217						
01	670		NP			14
00102MEL0217						
02	670		NP			14

00102MEL0217 03	670		NP			14
00102MEL0218 01	624	-3551		40'	40'	237
00102MEL0219 01	670	-3392		7'+6'	0' 0'	130
00102MEL0220 01	629	-3542		10'+(22'+NP)	10' 22'	237
00102MEL0220 02	629	-3534		8'	8'	233
00102MEL0220 03	629	-3528		8'	8'	233
00102MEL0221 01	629		NP			14
00102MEL0222 01	643	-3389		15'	15'	233
00102MEL0222 02	643	-3389		14'	14'	233
00102MEL0223	665	-3367		5'+3'+2'	0' 0' 0'	130

01						
00102MEL0224						
01	656	-3365		4'+3'+2'	0' 0' 0'	130
00102MEL0225						
01	643	-3349		8'	8'	233
00102MEL0225						
02	639		NP			14
00102MEL0226						
01	643	-3380		8'	0'	130
00102MEL0226						
02	644	-3382		4'+5'	4' 5'	233
00102MEL0226						
03	645	-3381		8'	8'	233
00102MEL0226						
04	646		NP			14
00102MEL0227						
01	656	-3379		10'	10'	233
00102MEL0227						
02	656	-3377		12'	12'	233

00102MEL0227						
03	656	-3377		12'	12'	233
00102MEL0228						
01	638	-3397		7'	7'	130
00102MEL0228						
02	638	-3399		7'	7'	233
00102MEL0229						
01	632	-3948		16'	16'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0229						
02	632	-3949		14'	14'	233
00102MEL0230						
01	638	-3390		10'	10'	233
00102MEL0231						
01	638	-3763		2'+16'	2' 16'	237
00102MEL0231						
02	638		NP			14
00102MEL0232						
	580	-3383		2'+2'	2' 2'	233

01						
00102MEL0233						
01	636	-3417		0'	0'	14
00102MEL0233						
02	636	-3434		7'	7'	233
00102MEL0233						
03	636	-3436		7'	7'	233
00102MEL0233						
04	636	-3434		7'	7'	233
00102MEL0233						
05	636	-3436		7'	7'	233
00102MEL0234						
01	608	-3404		5'+2'	5' 2'	233
00102MEL0235						
01	636	-3426		7'+2'	7' 2'	233
00102MEL0236						
01	626	-3912		0'	0'	14
00102MEL0237						
01	618	-3407		4'+2'	4 2'	233

00102MEL0237 02	611	-3420		2'	2'	233
00102MEL0237 03	611	-3419		2'	2'	233
00102MEL0238 01	584	-3365		4'	4'	233
00102MEL0238 02	584	-3366		4'	4'	233
00102MEL0239 01	638	-3603		10'+7'	10' 7'	233
00102MEL0239 02	638		NP			14
00102MEL0239 03	638		NP			14
00102MEL0240 01	616	-3386		9'+2'+2'	0' 2' 2'	310
00102MEL0240 02	616	-3387		8'+2'+2'	0' 2' 2'	310
00102MEL0241	615	-3397		7'+2'	7' 2'	233

01						
00102MEL0242						
01	613	-3406		8'+3'+3'	0' 3' 3'	310
00102MEL0242						
02	613	-3404		7'+3'+4'	0' 3' 4'	310
00102MEL0243						
01	611	-3411		2'+4'	1' 4'	233
00102MEL0244						
01	621	-3633		5'+NP	5'	237
00102MEL0245						
01	586	-3356		7'	0'	130
00102MEL0245						
02	586	-3354		7'	0'	130
00102MEL0246						
01	584	-3362		7'+3'	7' 3'	233
00102MEL0246						
02	584	-3369		7'+4'	7' 4'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0246						
03	584	-3370		7'+3'	0' 3'	233
00102MEL0247						
01	586	-3370		7'	0'	130
00102MEL0247						
02	586	-3369		7'	0'	130
00102MEL0248						
01	589	-3365		5'+3'	0' 3'	310
00102MEL0248						
02	589	-3367		7'+3'	0' 3'	310
00102MEL0248						
03	589	-3368		7'+3'	0' 3'	310
00102MEL0248						
04	589	-3377		5'	0'	130
00102MEL0249						
01	674	-3759		27'	27'	233
00102MEL0249						
02	674	-3764		22'	22'	233

00102MEL0250 01	524	-3578		34'	34'	237
00102MEL0250 02	524	-3574		10'+NP	10'	233
00102MEL0250 03	524	-3577		30'+NP	30'	233
00102MEL0250 04	524	-3578		35'+NP	35'	233
00102MEL0251 01	653	-3334		5'	5'	233
00102MEL0252 01	624	-3502		40'	40'	237
00102MEL0252 02	624		NP			14
00102MEL0252 03	624		NP			14
00102MEL0253 01	624	-3584		61'	61'	237
00102MEL0253	643	-3601		11'+6'+NP	10' 6'	233

02						
00102MEL0254						
01	625	-3388		5'+3'	5' 3'	233
00102MEL0254						
02	625	-3387		5'+2'	5' 2'	233
00102MEL0255						
01	653		NP			14
00102MEL0256						
01	622	-3402		6'+2'+3'	0' 2' 3'	310
00102MEL0257						
01	582	-3359		7'+3'	0' 3'	310
00102MEL0258						
01	582	-3358		8'+3'	0' 3'	310
00102MEL0259						
01	582	-3364		5'+2'	0' 2'	310
00102MEL0260						
01	582	-3372		8'	0'	130
00102MEL0261						
01	582	-3370		3'	0'	130

00102MEL0262						
01	582	-3365		8'+2'	8' 2'	233
00102MEL0263						
01	638	-3380		3'+3'	3' 3'	233
00102MEL0264						
01	631	-3373		6'+5'	6' 5'	233
00102MEL0265						
01	654	-3348		6'	6'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0265						
02	654	-3346		7'	7'	233
00102MEL0266						
01	654	-3326		7'+2'	7' 2'	233
00102MEL0266						
02	654	-3322		7'+2'	7' 2'	233
00102MEL0266						
03	654	-3320		7'+2'	7' 2'	233
00102MEL0267						
	654	-3313		3'+2'	3' 2'	233

01						
00102MEL0267						
02	654	-3312		3'+2'	3' 2'	233
00102MEL0268						
01	654	-3334		4'+2'	4' 2'	233
00102MEL0268						
02	654	-3332		2'+2'	2' 2'	233
00102MEL0269						
01	654	-3318		2'	2'	233
00102MEL0269						
02	654	-3334		3'	3'	233
00102MEL0269						
03	654	-3335		5'	0'	130
00102MEL0270						
01	585	-3391		6'+2'	0' 2'	310
00102MEL0271						
01	642	-3372		7'	7'	233
00102MEL0272						
01	588	-3371				233

00102MEL0273 01	676	-3402		8'+2'	8' 2'	233
00102MEL0273 02	676	-3413		10'+3'	10' 3'	233
00102MEL0273 03	676	-3418		10'+3'	10' 3'	233
00102MEL0274 01	628	-3579		20'+NP	20'	233
00102MEL0274 HP	628	-3573		48'	48'	237
00102MEL0275 01	637	-3595		25'+NP	25'	237
00102MEL0276 01	658		NP			14
00102MEL0276 02	658		NP			14
00102MEL0277 01	631	-3565		5'+5'+20'	5' 5' 20'	237
00102MEL0277	631	-3548		6'+16'+5'+5'+(5'+7')	6' 16' 5' 5' 5' 7'	233

02						
00102MEL0278						
01	650		NP			14
00102MEL0278						
02	650		NP			14
00102MEL0279						
01	631		NP			14
00102MEL0279						
HP	631	-3527		32'	32'	233
00102MEL0283						
01	628	-3520		25'	25'	237
00102MEL0283						
HP	628	-3545		7'+11'+4'	7' 11' 4'	233
00102MEL0284						
01	637	-3388				233
00102MEL0284						
02	638	-3293				233

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0285 OH	671	-3341				233
00102MEL0285 ST	671	-3341				233
00102MEL0286 01	628	-3589		5'+NP	5'	233
00102MEL0286 HP	628	-3570		20'	20'	233
00102MEL0286 ST	628	-3580		12'+NP	12'	233
00102MEL0289 01	671	-3350		3'	0'	130
00102MEL0290 HP	658	-3350				233
00102MEL0290 OH	658	-3355				233
00102MEL0291 01	649	-3602		20'+NP	20'	237

00102MEL0291 HP	649	-3592		15'+NP	15'	233
00102MEL0292 01	632	-3377		7'+6'	7' 6'	233
00102MEL0294 01	644	-3340				233
00102MEL0296 01	644	-3363				233
00102MEL0297 01	620		NP			14
00102MEL0297 02	670		NP			14
00102MEL0297 HP	707	-3683		5'+2'+3'	5' 2' 3'	233
00102MEL0299 HP	549	-3584		34'	34'	233
00102MEL0299 01	549	-3593		2'+(4')	2' 4'	233
00102MEL0299	549	-3588		7'+4'+NP	7' 4'	233

02						
00102MEL0299						
03	549	-3588		13'+NP	13'	233
00102MEL0299						
04	599	-3589		10'+NP	10'	233
00102MEL0300						
01	649	-3544		4'+(4')	4' 4'	233
00102MEL0301						
01	649	-3448		4'+(3')	4' 3'	233
00102MEL0302						
01	639	-3596		10'+3'	10' 3'	233
00102MEL0303						
01	650	-3519		10'+(6')	10' 6'	233
00102MEL0303						
02	650		NP			14
00102MEL0303						
HP	650	-3523				233
00102MEL0304						
01	655	-3422		20'+8'	20' 8'	233

00102MEL0305 01	650	-3573		6'+5'+(7')	6' 5' 7'	237
00102MEL0305 02	650	-3557		8'+(7')	8' 7'	233
00102MEL0305 HP	650	-3560		8'+(7')	8' 7'	233
00102MEL0306 01	623	-3569		31'+(5'+4')	31' 5' 4'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0307 01	632	-3889		12'+(3')	12' 3'	233
00102MEL0307 02	632	-3890		12'+(5')	12' 5'	233
00102MEL0307 HP	632	-3911		10'+5'+(5')	10' 5' 5'	233
00102MEL0308 01	631	-3595		3'+4'+15'	3' 4' 15'	237
00102MEL0309	583	-3550		0'	0'	14

01						
00102MEL0310						
01	642	-3916		2'+2'+12'	2' 2' 12'	233
00102MEL0311						
02	669	-3364		8'	8'	233
00102MEL0311						
HP	669	-3361		8'	8'	233
00102MEL0312						
01	640	-3951		2'+13'	2' 13'	233
00102MEL0313						
01	537	-3358		5'	0'	130
00102MEL0314						
01	649	-3451		3'+8'	3' 8'	233
00102MEL0314						
02	649	-3448		3'+8'	3' 8'	233
00102MEL0314						
HP	649	-3443		12'+2'	12' 2'	233
00102MEL0315						
01	669	-3350		8'+NP	8'	233

00102MEL0315 02	669	-3354		4'	4'	233
00102MEL0315 HP	669	-3334		28'	28'	233
00102MEL0317 01	648	-3459		10'+2'+2'	10' 2' 2'	233
00102MEL0317 HP	648	-3453		10'+3'+2'	10' 3' 2'	233
00102MEL0317 ST1	648	-3461		9'+2'+2'	9' 2' 2'	233
00102MEL0319 01	657	-3347		16'+3'	16' 3'	233
00102MEL0319 HP	657	-3328		6'+3'+3'+2'	6' 3' 3' 2'	233
00102MEL0322 01	622	-3396		8'	3'	159
00102MEL0322 02	657	-3410		8'	2'	233
00102MEL0323	653		NP			14

01						
00102MEL0323 HP	653	-3375		12'+3'	12' 3'	233
00102MEL0325 01	547	-3513		8'	8'	233
00102MEL0325 HP	547	-3517		3'	3'	233
00102MEL0325 ST	657		NP			14
00102MEL0326 01	657	-3409		2'	2'	233
00102MEL0328 ST1	636		NP			14

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0328 ST2	637		NP			14
00102MEL0329 HP	631	-3590		29'	29'	237
00102MEL0330 01	623	-3582		23'	23'	237
00102MEL0330 HP	623	-3576		13'	13'	237
00102MEL0331 01	633	-3380		10'+2'	10' 2'	233
00102MEL0331 HP	633	-3357		12'	12'	233
00102MEL0334 01	603		NP			14
00102MEL0038 01	610	-3709		40'	40'	233
00102MFB0729 01		-3080				233

00102MFC0001						
01	561	-3000		2'+2'	2' 2'	233
00102MFC0002						
01	535	-3114		2'+2'	2' 2'	233
00102MFC0003						
01	522	-3198		4'+3'	4' 3'	130
00102MFC0005						
01	596		NP			14
00102MFC0006						
01	629	-3449		4'+3'	0' 0'	130
00102MFC0009						
01	606		NP			14
00102MFC0011						
01	607	-3428		3'+2'	3' 2'	233
00102MFC0012						
01	669	-3453		7'+2'	0' 0'	130
00102MFC0013						
01	640	-3483		2'+2'	2' 2'	233
00102MFC0014						
01	641	-3433		7'+3'+3'	0' 0' 0'	130

01						
00102MFC0016						
01	642	-3436		6'+3'	0' 0'	130
00102MFC0016						
02	642	-3433		4'+3'	0' 0'	130
00102MFC0018						
01	675		NP			14
00102MFC0019						
01	678	-3410		8'	8'	130
00102MFC0019						
02	678		NP			14
00102MFC0020						
01	642		NP			14
00102MFC0021						
01	680	-3411		10'	10'	233
00102MFC0022						
01	683	-3434		10'	4'	159
00102MFC0022						
02	683	-3436		6'+3'	0' 0'	233

00102MFC0024 01	571		NP			14
00102MFC0024 02	571	-3013		4'+11'+2'	4' 11' 2'	233
00102MFC0026 01	514	-2970		2'+6'	2' 6'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MFC0026 02	514	-2962				233
00102MFC0033 01	626	-3118		2'	0'	130
00102MFC0034 01	632		NP			14
00102MFC0036 01	642	-3003		5'	5'	233
00102MFD0003 01	601	-4037		7'	7'	233
00102MFD0004 01	596	-3874		4'	4'	233

01						
00102MFD0005						
01	469	-3620		37'	37'	237
00102MFD0006						
01	596	-3791		13'	13'	233
00102MFD0009						
01	569	-3065				233
00102MFD0010						
01	577	-3285		25'	25'	233
00102MFD0011						
01	599	-3865		0'	0'	233
00102MFD0012						
01	500	-3638		20'+(30')	20' 30'	233
00102MFD0014						
01	578	-4062		3'+(12')	3' 12'	233
00102MFD0019						
01	613	-3853		2'+(2')	2' 2'	233
00102MFD0020						
01	613	-3738		15'	15'	233

00102MFD0020 02	613	-3739		15'	15'	233
00102MFD0020 03	613	-3738		15'	15'	233
00102MFD0020 04	613	-3737		15'	15'	233
00102MFD0021 01	492	-3599		2'+(40')	2' 40'	237
00102MFD0021 02	492	-3584		2'+(60')	2' 60'	233
00102MFD0022 01	624	-3995		2'+(3')	2' 3'	233
00102MFD0022 02	624	-4000		6'	6'	233
00102MFD0023 01	560	-3715		2'	2'	233
00102MFD0023 03	560	-4000		2'	2'	233
00102MFD0024	604	-3876		3'+(2')	3' 2'	233

01						
00102MFD0025						
01	617	-3955		4'	4'	233
00102MFD0026						
01	615	-4096		3'+(25')	3' 25'	233
00102MFD0027						
01	626	-4031		13'+6'+2'	13' 6' 2'	233
00102MFD0028						
01	604	-3801		2'	2'	233
00102MFD0031						
01	444	-4205		10'	10'	233
00102MFD0032						
01	563	-4185		24'	24'	233
00102MFD0036						
01	623	-4029		12'	12'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MFD0036 HP	623	-4027		10'	10'	233
00102MFD0037 01	623	-3706		12'	12'	233
00102MFD0037 HP	623	-3994		6'	6'	233
00102MFD0038 01	644	-3980		18'	18'	233
00102MFD0038 HP	644	-3965		3'+2'+8'	3' 2' 8'	233
00102MFD0039 01	623	-3955		17'	17'	233
00102MFD0039 HP	618	-3951		6'	6'	233
00102MFD0040 01	550	-4185		30'	30'	233
00102MFD0040 HP	550	-4203		24'	24'	233

00102MFD0041 01	607	-4165		20'	20'	233
00102MFD0041 HP	607	-4161		14'	14'	233
00102MFD0042 01	635	-4000		16'	16'	233
00102MFD0042 HP	635	-4018		10'	10'	233
00102MFD0043 01	637	-4123		11'	11'	233
00102MFD0043 HP	637	-4125		50'	50'	233
00102MFD0044 01	547	-4206		22'	22'	233
00102MFD0044 HP	547	-4191		36'	36'	233
00102MFD0045 01	635	-4020		2'+10'	2' 10'	233
00102MFD0045	635	-4031		2'+8'	2' 8'	233

HP						
00102MFD0046 01	605	-4195		23'	23'	233
00102MFD0046 HP	605	-4192		40'	40'	233
00102MFD0047 01	543	-4212		33'	33'	233
00102MFD0047 HP	543	-4327		17'	17'	233
00102MFD0051 01	606	-4171		26'	26'	233
00102MFD0051 HP	606	-4168		10'	10'	233
00102MFD0052 01	636	-4051		4'+10'	4' 10'	233
00102MG0001 01	707	-4592		8'+8'	0' 8'	233
00102MG0003 01	712	-4608		4'+14'	0' 0'	233

00102MG0004						
01	719	-4317		30'	0'	233
00102MG0006						
01	741	-4243		10'+5'+4'	10' 5' 4'	233
00102MG0008						
01	716	-4577		5'+11'	0' 0'	233
00102MG0009						
01	710	-4204		4'+10'	0' 0'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MG0010						
01	716	-4238		4'+14'	0' 0'	233
00102MG0011						
01	717	-4586		6'+6'	0' 0'	233
00102MG0013						
01	712		NP			14
00102MG0014						
01	710		NP			14
00102MG0018						
	750	-4230		10'+10'+5'	0' 0' 0'	130

01						
00102MG0019						
01	752	-4202		10'+13'+13'	0' 0' 0'	310
00102MG0020						
01	735	-3857		20'	20'	143
00102MG0021						
01	733	-3869		3'+20'	3' 20'	147
00102MG0023						
01	702	-4363		10'+3'	0' 0'	233
00102MG0026						
01	721	-3838		36'	36'	131
00102MG0027						
01	713	-3845		15'	15'	233
00102MG0028						
01	739	-3886		22'	22'	240
00102MG0029						
01	717	-3852		3'+6'+4'	3' 6' 4'	233
00102MG0036						
01	791	-4009		8'	0'	130

00102MG0037						
01	721	-3848		26'	26'	817
00102MG0038						
01	746	-3881		28'	28'	115
00102MG0039						
01	716	-4606		6'+15'	6' 15'	233
00102MG0040						
01	771	-3929		4'+4'	4' 4'	233
00102MG0041						
01	688	-3680		0'	0'	14
00102MG0110						
01	754	-3677		3'+5'	3' 5'	130
00102MG0111						
01	769	-3688		4'+3'	4' 3'	233
00102MG0112						
01	697	-3753		3'+2'	0' 0'	233
00102MG0114						
01	704	-3776		7'	7'	233
00102MG0118						
01	691	-3755		6'	0'	233

01						
00102MG0121						
01	727	-3719		3'	0'	130
00102MG0122						
01	717	-3718		2'+5'	0' 0'	130
00102MG0123						
01	733	-3715		3'+4'	0' 0'	130
00102MG0124						
01	749	-3691		2'+4'	2' 4'	233
00102MG0125						
01	717	-3737		3'+4'	3' 4'	233
00102MG0126						
01	762	-3703		3'+5'	0' 0'	233
00102MG0215						
01	725	-4449		8'+3'	0' 0'	233
00102MG0217						
01	727	-4483		7'	0'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MG0219						
01	717	-4283		10'	0'	233
00102MG0220						
01	701	-4328		50'	50'	115
00102MG0222						
01	701	-4068		8'+3'	0' 0'	233
00102MG0223						
01	698	-4372		7'	7'	233
00102MG0226						
01	693	-4354		50'	50'	233
00102MG0227						
01	694	-4151		8'	4'	233
00102MG0229						
01	711	FDO				
00102MG0232						
01	691	-4290		24'	24'	233
00102MG0601						
01	650	-3926		16'	16'	880

00102MG0602						
01	635	-3869		15'	15'	233
00102MG0603						
01	661	-3984		10'+13'	10' 13'	237
00102MG0604						
01	628	-3837		14'	14'	237
00102MG0605						
01	601	-3802		12'	12'	233
00102MG0606						
01	629	-3818		13'	13'	237
00102MG0607						
01	638	-3841		5'+8'	5' 8'	237
00102MG0608						
01	618	-3857		18'	18'	233
00102MG0609						
01	646	-3855		15'	15'	233
00102MG0610						
01	649	-3881		7'+6'	7' 6'	233
00102MG0611						
	661	-3934		6'+13'+9'	6' 13' 9'	119

01						
00102MG0612						
01	615	-3800		9'+3'	9' 3'	237
00102MG0613						
01	644	-3852		4'+10'	4' 10'	233
00102MG0614						
01	646	-3874		2'+23'	2' 23	237
00102MG0615						
01	650	-3902		12'+16'	12' 16'	237
00102MG0616						
01	641	-3858		30'+20'	30' 20'	233
00102MG0618						
01	631	-3825		18'	18'	237
00102MG0619						
01	645	-3861		12'+3'+8'	12' 3' 8'	237
00102MG0620						
01	631	-3851		40'	40'	233
00102MG0621						
01	639	-3822		0'	0'	233

00102MG0622						
01	642	-3763		4'+38'	4' 38'	233
00102MG0623						
01	635	-3839		46'	46'	237
00102MG0624						
01	637	-3851		16'	16'	237
00102MG0625						
01	641	-3842		7'+34'	7' 34'	115

Continuación de la tabla A-1.

00102MG0626						
01	650	-3789		15'+NP	15'	233
00102MG0626						
02	650	-3775		30'	30'	233
00102MG0626						
03	650	-3778		4'+9'+10'	4' 9' 10'	233
00102MG0627						
01	647	-3805		2'+3'	2' 3'	233
00102MG0628						
	637	-3851		9'+3'	9' 3'	233

01						
00102MG0628						
02	637	-3847		6'+8'	6' 8'	233
00102MG0629						
01	630	-3804		56'	56'	237
00102MG0630						
01	668	-3889		4'+8'+4'	4' 8' 4'	237
00102MG0630						
02	668	-3899		8'	8'	233
00102MG0631						
01	667	-3839		3'+2'+10'	3' 2' 10'	237
00102MG0632						
01	659	-3838		30'	30'	237
00102MM0405						
01	651	-3990		7'+5'+(4'+2')	7' 5' 4' 2'	233
00102MM0406						
01	636	-3883		3'+(2')	3' 2'	233
00102MM0407						
01	632	-3841		35'+(6')	35' 6'	239

00102MM0409						
01	665	-4210		13'	13'	233
00102MM0410						
01	666	-3878		2'+20'+(6')	2' 20' 6'	237
00102MM0411						
01	643	-3771		5'	5'	233
00102MM0412						
01	659	-3840		28'+(5')	28' 5'	237
00102MM0413						
01	654	-3826		13'	13'	233
00102MM0414						
01	637	-3860		8'+4'	8' 4'	233
00102MM0415						
01	630	-3834		28'+(4')	28' 4'	237
00102MM0416						
01	600	-3713		3'+2'+(26')	3' 2' 26'	233
00102MM0417						
01	600	-3718		13'+(38')	13' 38'	237
00102MM0418						
01	559	-3745		5'	5'	233

01						
00102MM0419						
01	681	-3952		38'+(7'+8')	38' 7' 8'	237
00102MM0420						
01	651	-4034		2'	2'	233
00102MM0421						
01	618	-3725		6'+40'	6' 40'	237
00102MM0422						
01	643	-3843		12'+5'+(8')	12' 5' 8'	233
00102MM0423						
01	646	-3746		10'+(3'+5'+6')	10' 3' 5' 6'	233
00102MM0424						
01	643	-3817		7'+(7')	7' 7'	233
00102MM0425						
01	645	-3760		27'+(16'+15')	27' 16' 15'	237
00102MM0426						
01	622	-3822		8'+(2')	8' 2'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MM0427						
01	652	-3783		9'+(3')	9' 3'	233
00102MM0428						
01	648	-3804		9'+(20')	9' 20'	237
00102MM0429						
01	643	-3894		2'	2'	233
00102MM0430						
01	644	-3745		9'	9'	237
00102MM0431						
01	649	-3825		30'	30'	237
00102MM0432						
01	657	-3837		4'+5'+(10')	4' 5' 10'	233
00102MM0433						
01	644	-3994		4'+3'+(2')	4' 3' 2'	233
00102MM0434						
01	652	-3831		31'+(4')	31' 4'	237
00102MM0435						
01	630	-3968		3'+4'+(3')	3' 4' 3'	233

00102MM0436						
01	648	-3822		23'+(10')	23' 10'	237
00102MM0437						
01	646	-3788		23'+(5')	23' 5'	237
00102MM0438						
01	649	-3932		3'+4'	3' 4'	233
00102MM0439						
01	654	-3756		5'+(22')	5' 22'	237
00102MM0440						
01	623	-3880		2'+2'+(2'+3')	2' 2' 2' 3'	239
00102MM0441						
01	632	-3863		7'+(2')	7' 2'	233
00102MM0442						
01	648	-3753		2'+6'+(8')	2' 6' 8'	237
00102MM0443						
01	643	-3767		10'+(4')	10' 4'	233
00102MM0444						
01	631	-3842		11'+4'+(8')	11' 4' 8'	233
00102MM0445						
01	624	-3820		26'+(10')	26' 10'	237

01						
00102MM0446						
01	625	-3816		11'+(2')	11' 2'	233
00102MM0447						
01	631	-3832		11'+10'+(2')	11' 10' 2'	237
00102MM0448						
01	636	-3825		35'+(6')	35' 6'	237
00102MM0449						
01	635	-3842		11'+3'	11' 3'	233
00102MM0450						
01	631		NP			14
00102MM0451						
01	638	-3868		3'	3'	233
00102MM0452						
01	620	-3725		8'+(30')	8' 30'	237
00102MM0453						
01	641	-3857		7'	7'	233
00102MM0454						
01	640	-3777		11'+(26')	11' 26'	237

00102MM0455						
01	644	-3890		3'	3'	233
00102MM0456						
01	665	-3833		2'+26'+3'+3'	2' 26' 3' 3'	237
00102MM0457						
01	642	-3923		3'+6'+(7')	3' 6' 7'	233
00102MM0458						
01	663	-3852		10'+(6')	10' 6'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MM0459						
01	662	-3835		26'	26'	237
00102MM0460						
01	655	-3853		4'+(3')	4' 3'	233
00102MM0461						
01	648	-3793		3'+(3')	3' 3'	233
00102MM0462						
01	646	-3777		36'+(7'+34')	36' 7' 34'	237
00102MM0463						
	641	-3781		10'+82'	10' 82'	237

01						
00102MM0464						
01	643	-3807		7'	7'	233
00102MM0465						
01	647	-3836		7'+5'+(4')	7' 5' 4'	233
00102MM0466						
01	648	-3831		30'+(5')	30' 5'	239
00102MM0467						
01	653	-3792		7'+(14')	7' 14'	237
00102MM0468						
01	638	-3773		6'+(28')	6' 28'	237
00102MM0469						
01	615	-3749		11'+(14'+19')	11' 14' 19'	237
00102MM0470						
01	549	-3720		3'+2'+(3')	3' 2' 3'	233
00102MM0471						
01	619	-3806		8'+(2')	8' 2'	233
00102MM0472						
01	619	-3814		30'+(7')	30' 7'	239

00102MM0473						
01	614	-3819		8'+(2'+10')	8' 2' 10'	237
00102MM0474						
01	613	-3855		5'+(7')	5' 7'	233
00102MM0475						
01	627	-3892		5'+(10')	5' 10'	233
00102MM0476						
01	638	-3917		5'+4'+(4')	5' 4' 4'	233
00102MM0477						
01	634	-3936		8'+4'+(4')	8' 4' 4'	233
00102MM0478						
01	635	-3988		2'	2'	233
00102MM0479						
01	645	-3811		2'	2'	237
00102MM0480						
01	639	-3782		8'+(16')	8' 16'	233
00102MM0481						
01	631	-3774		10'+(22')	10' 22'	237
00102MM0482						
01	624	-3775		42'+(3')	42' 3'	237

01						
00102MM0483						
01	633	-3738		18'+(45')	18' 45'	237
00102MM0484						
01	636	-3752		75'	75'	237
00102MM0484						
02	641	-3756		50'+NP	50'	233
00102MM0485						
01	647	-3733		4'+7'+(20')	4' 7' 20'	237
00102MM0485						
02	640		NP			14
00102MM0486						
01	638	-3778		29'+(34')	29' 34'	237
00102MM0487						
01	631	-3800		18'+(4')	18' 4'	237
00102MM0489						
01	558	-3718		11'+(7')	11' 7'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MM0490						
01	629		NP			14
00102MM0491						
01	638	-3715		65'	65'	237
00102MM0491						
02	638		NP			14
00102MM0492						
01	612	-3765		9'+2'+(2')	9' 2' 2'	233
00102MM0493						
01	605	-3837		5'+4'+(2')	5' 4' 2'	233
00102MM0494						
01	612	-3856		9'+(2')	9' 2'	233
00102MM0495						
01	620	-3897		6'+5'+(2')	6' 5' 2'	233
00102MM0496						
01	611	-3779		8'+3'	8' 3'	233
00102MM0498						
01	629	-3691		17'+10'	17' 10'	233

00102MM0498 02	629		NP			14
00102MM0499 01	643	-3721		8'+(33')	8' 33	237
00102MM0500 01	618	-3696		50'	50'	237
00102MM0500 02	626	-3689		13'+NP	13'	233
00102MM0501 01	606	-3661		46'	46'	237
00102MM0501 02	618	-3659		27'+NP	27'	233
00102MM0502 01	60	-3675		35'	35'	237
00102MM0502 02	605	-3664		20'+NP	20'	233
00102MM0503 01	574	-3644		52'	52'	237
00102MM0504	648		NP			14

01						
00102MM0505						
01	636		NP			14
00102MM0506						
01	624		NP			14
00102MM0507						
01	632	-3816		53'	53'	237
00102MM0508						
01	619	-3898		2'	2'	233
00102MM0509						
01	664		NP			14
00102MM0510						
01	645	-3834		10'	10'	233
00102MM0511						
01	666	-4522		4'+2'+11'	4' 2' 11'	233
00102MM0512						
01	645		NP			14
00102MM0513						
01	662	-3838		3'+8'	3'+8'	233

00102MM0514						
01	624	-3761		3'+6'	3'+6'	233
00102MM0515						
01	641	-3806		17'	17'	233

Continuación de la tabla A-1.

00102MM0516						
01	632		NP			14
00102MM0517						
01	634		NP			14
00102MM0518						
01	631		NP			14
00102MM0519						
01	634		NP			14
00102MM0520						
01	632		NP			14
00102MM0521						
01	636		NP			14
00102MM0522	682	-3934		3'+14'+(3'+4')	3' 14' 3' 4'	233

01						
00102MM0523						
01	629	-3974		0'	0'	14
00102MM0524						
01	630					233
00102MM0525						
01	624		NP			14
00102MM0526						
01	623		NP			14
00102MM0527						
01	631		NP			14
00102MM0529						
01	630		NP			14
00102MM0530						
01	631		NP			14
00102MM0531						
01	627		NP			14
00102MM0532						
01	635		NP			14

00102MM0533						
01	625		NP			14
00102MM0534						
01	639		NP			14
00102MM0535						
01	638		NP			14
00102MM0536						
01	620		NP			14
00102MM0537						
01	621		NP			14
00102MM0538						
01	622		NP			14
00102MM0539						
01	624		NP			14
00102MM0541						
01	621		NP			14
00102MM0543						
01	620		NP			14
00102MM0544						
	625		NP			14

01						
00102MM0544						
01	625		NP			14
00102MM0545						
01	623		NP			14
00102MM0546						
01	628		NP			14
00102MM0547						
01	620		NP			14
00102MM0548						
01	638		NP			14
00102MM0549						
01	624		NP			14

Continuación de la tabla A-1.

00102MM0550						
01	633		NP			14
00102MM0551						
01	633		NP			14

00102MM0552						
01	619		NP			14
00102MM0553						
01	645	-3765		13'	13'	233
00102MM0554						
01	624	-3761		15'+22'	15' 22'	233
00102MM0555						
01	641		NP			14
00102MM0556						
01	629		NP			14
00102MM0557						
01	632		NP			14
00102MM0558						
01	655		NP			14
00102MM0559						
01	638		NP			14
00102MM0560						
01	645		NP			14
00102MM0561						
	620	-3668		4' 60'	4' 60'	237

01					
00102MM0562					
01	628		NP		14
00102MM0563					
01	650		NP		14
00102MM0564					
01	644		NP		14
00102MM0565					
01	613		NP		14
00102MM0566					
01	657		NP		14
00102MM0568					
01	648		NP		14
00102MM0569					
01	613		NP		14
00102MM0570					
01	613		NP		14
00102MM0571					
01	613		NP		14

00102MM0572						
01	613		NP			14
00102MM0573						
01	596		NP			14
00102MM0574						
01	596		NP			14
00102MM0575						
01	597		NP			14
00102MM0576						
01	597		NP			14
00102MM0577						
01	597		NP			14
00102MM0578						
01	596		NP			14
00102MM0579						
01	583	-3663		24'+NP	24'	237
00102MM0580						
01	645	-3758		18'+(45'+NP)	18' 45'	237
00102MM0581						
01	651	-3759		2'+14'	2' 14'	233

01						
00102MM0582						
01	647	-3774		9'+18'+13'+(20'+NP)	9' 18' 13' 20'	237

Continuación de la tabla A-1.

00102MM0583						
01	651	-3709		4'+5'+NP	4' 5'	237
00102MM0584						
01	651	-3826		30'+NP	30'	237
00102MM0585						
01	577	-3647		3'+18'+NP	3' 18'	237
00102MM0586						
01	620		NP			14
00102MM0587						
01	573	-3643		24'+NP	24'	237
00102MM0588						
01	649		NP			14
00102MM0589						
01	604		NP			14

00102MM0590 01	638	-3745		4'+3'+NP	4' 3'	237
00102MM0591 01	638		NP			14
00102MM0592 01	641		NP			14
00102MM0593 01	625		NP			14
00102MS0108I 01	643	-4546				233
00102MS0115I 01	681	-4104		5'+7'	5' 7'	130
00102MS0401 01	656	-4411		8'+11'	8' 11'	233
00102MS0402 01	656	-4187		2'	2'	233
00102MS0403 01	652	-4247		7'+3'	7' 3'	233
00102MS0404 01	643	-4227		10'	0'	233

01						
00102MS0406						
01	645	-4056		2'+2'	2' 2'	130
00102MS0407						
01	659	-4205		7'	7'	233
00102MS0408						
01	692	-4063		5'	0'	190
00102MS0409						
01	647	-4164		0'	0'	233
00102MS0411						
01	665	-4080		0'	0'	233
00102MS0415						
01	620	-3754		20'	20'	237
00102MS0416						
01	673	-3921		8'+(4')	8' 4'	233
00102MS0417						
01	662	-3718		12'	12'	233
00102MS0418						
01	699	-3657		10'	0'	130

00102MS0419						
01	656	-4030		3'+(3')	3' 3'	130
00102MS0420						
01	668	-3868		14'+(10')	14' 10'	239
00102MS0421						
01	662	-3860		31'+(7')	31' 7'	237
00102MS0427						
01	600	-3674		10'	10'	233
00102MS0434						
01	663	-3658		15'+(57')	15' 57'	233
00102MS0435						
01	656	-3634		18'+(50')	18' 50'	115

Continuación de la tabla A-1.

00102MS0436						
01	651	-3698		10'	0'	130
00102MS0439						
01	644	-3666		6'+8'	6' 8'	233
00102MS0440						
	647	-3721		11'+3'	11' 3'	237

01						
00102MS0441						
01	603	-3771		13'+4'	13' 4'	53
00102MS0443						
01	604	-3810		18'	5'	233
00102MS0444						
01	630	-3664		25'+(2'+2')	25' 2' 2'	233
00102MS0445						
01	640	-3659		10'	10'	237
00102MS0446						
01	655	-3629		31'	31'	115
00102MS0447						
01	583	-3773		20'	8'	53
00102MS0448						
01	608	-3806		20'	7'	233
00102MS0449						
01	608	-3805		10'+5'	10' 5'	237
00102MS0450						
01	591	-3783		11'+10'	11' 10'	233

00102MS0451						
01	594	-3773		3'+25'	3' 25'	53
00102MS0452						
01	645	-3633		4'+(56')	4' 56'	233
00102MS0453						
01	653	-3721		16'+5'	16' 5'	237
00102MS0454						
01	654	-3725		14'+4'	14' 4'	237
00102MS0455						
01	633	-3669		25'+(2'+2')	25' 2' 2'	233
00102MS0456						
01	637	-3660		14'+10'+NP	14' 10'	240
00102MS0458						
01	641	-3631		9'	9'	233
00102MS0459						
01	643	-3690		24'+(3')	24' 3'	233
00102MS0461						
01	631	-3672		28'	28'	233
00102MS0462	611		NP			14

01						
00102MS0463						
01	611		NP			14
00102MS0464						
01	611		NP			14
00102MS0465						
01	607		NP			14
00102MS0467						
01	612		NP			14
00102MS0468						
01	610		NP			14
00102MS0469						
01	610		NP			14
00102MS0470						
01	609		NP			14
00102MS0471						
01	604		NP			14
00102MS0472						
01	604		NP			14

00102MS0473						
01	605		NP			14

Continuación de la tabla A-1.

00102MS0475						
01	632	-3636		3'+(2')	3' 2'	233
00102MS0476						
01	620	-3613		12'+(14')	12' 14'	240
00102MS0477						
01	637	-3622		4'+(6')	4' 6'	233
00102MS0478						
01	629		NP			14
00102MS0479						
01	649		NP			14
00102MS0480						
01	651	-3601		10'+5'+(6')	10' 5' 6'	233
00102MS0480						
02	651	-3613		7'+4'+(12'+NP)	7' 4' 12'	233
00102MS0480						
	651	-3614		8'+4'+(10'+NP)	8' 4' 10'	233

03						
00102MS0481						
01	640		NP			14
00102MS0482						
01	684	-3684		6'	6'	233
00102MS0483						
01	650	-3723		10'+3'	10' 3'	237
00102MS0483						
02	650	-3730		3'+10'+12'	3' 10' 12'	233
00102MS0483						
03	650	-3729		6'+NP	6'	233
00102MS0484						
01	655	-3615		6'+4'+(31')	6' 4' 31'	233
00102MS0484						
02	655	-3609		6'+2'+(14')	6' 2' 14'	233
00102MS0485						
01	660	-3607		6'+2'+(10'+NP)	6' 2' 10'	233
00102MS0486						
01	663	-3694		28'	28'	233

00102MS0629						
01	648	-3810		7'	7'	106
00102MS0701						
01	663	-3767		21'+4'	21' 4'	53
00102MS0801						
01	642	-3494		35'	35'	237
00102MS0802						
01	697	-3483		3'	3'	233
00102MS0803						
01	627	-3528		3'+2'	3' 2'	233
00102MS0804						
01	637	-3505		5'+5'+3'	5' 5' 3'	233
00102MS0805						
01	639	-3421		2'	2'	233
00102MS0806						
01	617	-3487		7'+6'	7' 6'	233
00102MS0807						
01	681	-3568		5'+5'	0' 0'	130
00102MS0810						
	635	-3510		3'+4'	3' 4'	233

01						
00102MS0811						
01	630		NP			14
00102MS0812						
01	622	-3514		4'+2'	4' 2'	233
00102MS0813						
01	626	-3528		4'+6'	4' 6'	233
00102MS0814						
01	652	-3462		25'	25'	233
00102MS0815						
01	649	-3499		7'+2'	0'	130

Continuación de la tabla A-1.

00102MS0818						
01	622	-3507		4'+2'	4' 2'	233
00102MS0820						
01	613	-3497		4'	4'	233
00102MS0823						
01	644	-3541		8'+3'	0' 0'	130

00102MS0824						
01	601	-3537		7'	7'	233
00102MS0827						
01	619	-3530		4'+5'	4' 5'	233
00102MS0828						
01	630	-3532		6'+5'	6' 5'	163
00102MS0828						
02	630	-3523		6'+5'	6' 5'	233
00102MS0829						
01	630	-3500		3'+5'	3' 5'	163
00102MS0829						
02	630	-3504		3'+5'	3' 5'	233
00102MS0829						
03	630	-3499		3'+5'	3'+5'	233
00102MS0829						
04	630	-3499		4'+3'	4' 3'	233
00102MS0829						
05	630	-3501		4'+3'	4' 3'	233
00102MS0830						
	627	-3454		4'+6'	4' 6'	233

01						
00102MS0830						
02	627	-3455		3'+6'	3' 6'	233
00102MS0830						
03	627	-3454		4'+7'	4' 7'	233
00102MS0831						
02	621	-3490		7'	7'	233
00102MS0831						
03	621		NP			14
00102MS0831						
04	621	-3475		6'+20'+4'	6' 20' 4'	233
00102MS0831						
HP	621	-3515		6'+15'	6' 15'	233
00102MS0832						
01	649	-3451		3'+8'	3' 8'	233
00102MS0832						
02	649	-3479		3'	3'	233
00102MS0832						
03	649	-3469		6'	6'	233

00102MS0833						
01	647	-3442		2'+4'+6'	2' 4' 6'	233
00102MS0833						
02	647	-3443		2'+5'	2' 5'	233
00102MEL0038						
01	610	-3708		40'	40'	233
00102MEL0109						
01	630	-3383		7'	7'	233
00102MEL0174						
01	615	-3580		8'	8'	233
00102MEL0179						
01	544	-3467		25'	25'	233
00102MEL0206						
01	647	-3588		21'	21'	233
00102MEL0206						
02	647	-3594		22'	22'	233
00102MEL0281						
HP	609	-3632		8'	8'	233
00102MEL0287	632	-3390		4'+3'	4' 3'	233

HP						
----	--	--	--	--	--	--

Continuación de la tabla A-1.

00102MEL0288 01	636	-3384		7'+5'	7' 5'	233
00102MEL0313 01	537	-3358		5'	0'	130
00102MEL0321 HP	621	-3581		28'	28'	233
00102MEL0332 HP	678	-3392		7'+5'+3'	7' 5' 3'	233
00102MEL0332 ST	678	-3392		5'+6'	5' 6'	233
00102MEL0333 HP	622	-3624		3'+10'	3' 10'	233
00102MFD0036 01	623	-4025		9'	9'	233
00102MFD0027 01	626	-4033		11'+5'	11' 5'	233

00102MFD0045						
01	635	-4022		11'	11'	233
00102MFD0045						
HP	635	-4030		4'	4'	233

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

Título	Reinterpretación geológica de la arena s5-t (área tradicional de san tomé), del campo melones área mayor de oficina, distrito San Tomé estado Anzoátegui.
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
RODOLFO JOSÉ, VILLARROEL VELASQUEZ	CVLAC	15.251.451
	e-mail	Villarroel_rod@hotmai.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Área
Melones
Campo
Oficina
Mayor

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

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Ciencias de la Tierra	Geología

Resumen (abstract): Este estudio se realizó en las áreas de la Superintendencia de Planes y Reservas del Distrito San Tomé, en el estado Anzoátegui, tiene como objetivo fundamental la Reinterpretación geológica de las arenas S5 y T del Campo Melones, perteneciente al bloque Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco. El estudio se inició con la búsqueda y recopilación de información. Posteriormente se definieron cada uno de los modelos, esto abarcó la correlación de 930 pozos, la elaboración de 7 secciones geológicas (4 estructurales y 3 estratigráficas), elaboración de los mapas, de paleoambiente, estructural, isopaco-estructural y se definieron los yacimientos probados, probables, posibles y se cuantificaron las reservas. La integración de la información permitió definir el modelo geológico de las arenas S5 y T. Estructuralmente el área de estudio es un homoclinal con un suave buzamiento hacia el Norte. Las fallas que afectan la estructura son de carácter normal en dirección Noreste-Suroeste, Sureste-Noroeste y Este-Oeste y buzamientos variables. Los límites de los yacimientos son tipo mixto, delimitados por fallas normales, por límites de roca, contacto agua petróleo y límites arbitrarios. El ambiente de sedimentación de las arenas S5 y T es de tipo fluvio deltaico, que se define como canales fluviales próximos a la zona deltaica. Con el nuevo modelo se determinó un incremento del POES de 414 MMBN, originando un incremento de las Reservas Recuperables de Petróleo de 86 MMBN.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Rivadulla, Rosario	ROL	C <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> T <input checked="" type="checkbox"/> J <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> U <input checked="" type="checkbox"/> U <input type="checkbox"/>
	CVLAC	3.825.175
	e-mail	rosariorivadulla@gmail.com
	e-mail	
Marcano, Iris	ROL	C <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/> J <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> U <input type="checkbox"/> U <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	5.990.907
	e-mail	Irismar_1958@hotmail.com
	e-mail	
Jacques, Edlibi	ROL	C <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> T <input type="checkbox"/> J <input type="checkbox"/> A <input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> U <input type="checkbox"/> U <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.189.882
	e-mail	edlibijac@hotmail.com
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año Mes Día

2010	12	07
------	----	----

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

Alcance:

Espacial: _____ (Opcional)

Temporal: 1-10 años (Opcional)

ítulo o Grado asociado con el trabajo: Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: PRE-GRADO

Área de Estudio: Departamento de Geología

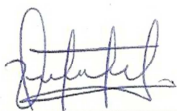
Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado: Universidad de Oriente

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
fines 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.



Rodolfo Villarroel
AUTOR 1

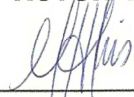
AUTOR 2

AUTOR 3

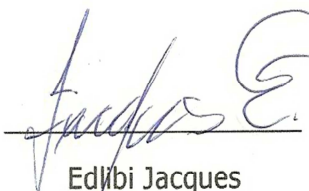


Rosario Rivadulla
TUTOR

AUTOR 4



Iris Marcano
JURADO 1



Edlbi Jacques
JURADO 2

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS: