

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO ESTÁTICO INTEGRADO DE LAS ARENAS U2U, U2L, U3U Y U3L, DEL ÁREA OESTE, DEL CAMPO MELONES, APLICANDO TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Adafel Rincón
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
De Especialista en Gerencia Integrada de
Yacimientos de Hidrocarburos
Por la Ing.
Carmen Del Valle Perdomo García.

Caracas, Mayo 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO ESTÁTICO INTEGRADO DE LAS ARENAS U2U, U2L, U3U Y U3L, DEL ÁREA OESTE, DEL CAMPO MELONES, APLICANDO TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Adafel Rincón
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
De Especialista en Gerencia Integrada de
Yacimientos de Hidrocarburos
Por la Ing.
Carmen Del Valle Perdomo García.

Caracas, Mayo 2006

© Perdomo García Carmen 2006.
Hecho el Depósito de Ley.
Depósito legal lft.487200662027.

Índice de Contenido

Resumen	i
Dedicatoria	ii
Agradecimientos	iii
Índice de Contenidos	vi
Índice de tablas	ix
Índice de figuras	x
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Objetivo General	3
1.2.1 Objetivos Específicos	4
1.3 Alcances	4
1.4 Antecedentes.....	5
CAPÍTULO II	
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA.....	10
2.1.- Cuenca Oriental de Venezuela	10
2.2.- Área Tradicional de Crudos Pesados.	15
2.2.1.-Características del Área Tradicional de Crudos Pesados	16
2.2.1.1.- Estratigrafía y Sedimentología.....	16
2.4.- Ubicación Geográfica del Campo Melones..	21
CAPÍTULO III	
Fundamentos Teóricos	26
3.1.- Estudios Integrados	26
3.1.1.-Objetivos de un Estudio Integrado	27
3.1.1.1.- Yacimientos.....	28
3.1.1.2.- Revisión Geológica	29
3.1.1.3.- Perfiles de Pozos	29
3.1.1.4.- Correlación de registros de pozos	34
3.1.1.5.- Secciones Geológicas.....	36
3.1.1.6.- Ambientes de Sedimentación.....	41
3.1.1.7.- Atributos Sísmicos	47
3.1.1.8.- Mapas	53
3.1.2.- Pozos Horizontales.....	56
3.1.2.1.- Ventajas de los pozos horizontales.	57
3.1.2.2.- Desventajas de los pozos horizontales.	58
3.1.3.- Estadística	59
3.1.3.1.- Variables Estadísticas	59
3.1.3.2.- Características de la distribución de probabilidad	60
3.2.- Fases presentes en un Estudio Integrado.....	62

3.2.1.- Validación de datos del proyecto	62
3.2.2 Modelo Estático	63
3.2.2.1.- Modelo Estructural	64
3.2.2.2.- Modelo estratigráfico- Sedimentológico	65
3.2.2.3.-Modelo Petrofísico	65
3.2.2.4.-Modelo de Fluidos.....	66
3.2.3 Geoestadística (simulación Estocástica).....	67
3.2.3.1.- Análisis estadístico de datos.....	68
3.2.3.2.- Aplicación de técnicas geoestadísticas.....	69
3.2.3.3.- Variables Regionalizadas	70
3.2.3.4.- Variogramas o semi-variogramas.....	71
3.2.3.5.- Método de Kriging	73
3.2.3.6.- Simulación Estocástica.....	74
3.2.4.- Modelo dinámico de yacimientos	75
3.2.4.1.- Simulación de Yacimientos.....	76
CAPITULO IV	
METODOLOGÍA.....	77
4.1.- Revisión Bibliográfica.	78
4.2.- Recopilación y validación de información.....	78
4.3.- Modelo de datos validados.....	80
4.4.- Modelo Estático.	81
4.4.1.- Modelo Estructural.....	83
4.4.1.1.- Información de pozos.....	83
4.4.1.2.- Interpretación de sísmica 3D.....	84
4.4.1.3.- Atributos sísmicos.....	90
4.4.1.4.- Secciones Estructurales.....	90
4.4.1.5.- Actualización del Modelo Oficial.....	91
4.4.2.- Modelo Estratigráfico.....	92
4.4.3.- Modelo Sedimentológico	93
4.4.4.- Modelo Petrofísico.....	94
4.4.4.1.- Parámetros de corte.....	96
4.4.4.2.- Determinación de resistividad del agua de formación.....	97
4.4.4.3.- Volumen de arcillosidad.....	99
4.4.4.4.- Determinación de la porosidad.....	100
4.4.4.5.- Cálculo de Saturación de agua (Sw) y saturación de agua irreductible (Swirr).....	102
4.4.4.6.- Permeabilidad.....	104
4.4.5.- Modelo Simulación Geoestadística (Estocástica).....	104
4.4.5.1.- Adquisición de la data requerida.....	105
4.4.5.2.- Marco Estructural para el Modelo Estocástico	106
4.4.5.3.- Codificación de facies.....	106
4.4.5.3.- Datos petrofísicos.....	108
4.4.5.3.- Formatos de archivos para IRAP-RMS.....	108
4.4.6.- Fases del Modelado.....	109
4.4.6.1.-Construcción del Modelo Estructural.....	110

4.4.6.2.-Construcción del Mallado de Simulación	112
4.4.6.3.-Proceso de Escalamiento.....	113
4.4.6.4.-Simulación Estocástica de facies.....	114
4.4.6.5.-Reescalamiento de los atributos sísmicos instantaneos(3D).....	117
4.4.6.6.-Análisis estadísticos de datos.....	118
4.4.5.7.- Estudio variográfico.....	120
4.4.5.8- Simulación Estocástica de propiedades petrofísicas	122
4.5.- Cálculo Volúmetrico de Reservas	124
CAPITULO V	
5.- DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	125
5.1.- Información recopilada y validada.....	125
5.2.- Modelo Estático.....	128
5.2.1- Modelo Geológico.....	128
5.2.1.1- Modelo Estructural.....	128
5.2.1.1.1-Interpretación Sísmica 3D.....	129
5.2.1.1.2.-Mapa Estructural en profundidad.....	134
5.2.1.1.3.-Secciones Estructurales.....	135
5.2.1.2.-Modelo Estratigráfico- Sedimentológico	138
5.2.1.3.- Modelo Petrofísico.....	144
5.2.1.4.- Actualización del Modelo Oficial	152
5.2.1.5.- Modelo de Simulación Estocástica	153
5.2.1.5.1.- Modelo Estocástico Estructural.....	154
5.2.1.5.2.- Análisis estadístico de datos.....	155
5.2.1.5.3.- Simulación de facies sedimentarias.....	158
5.2.1.5.4.- Análisis Variográfico	164
5.2.1.5.5.-Modelo determinístico de propiedades petrofísicas	166
5.2.1.5.6.-Simulación Estocástica de propiedades petrofísicas	168
5.2.2.- Cálculo del P.O.E.S.....	170
Conclusiones.....	171
Recomendaciones.....	174
Bibliografía.....	171
Anexos.....	179

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1.- Parámetros de corte tomados para la evaluación petrofísicas.....	96
Tabla 4.2.- Codificación de facies.....	107
Tabla 5.1.- Datos Oficiales de los yacimientos (U2U/MS-803, U2L/MEL-107, U3U/MEL-109 y U3L/MEL-107.....	127
Tabla 5.2.- Resultados de las propiedades petrofísicas U2U	150
Tabla 5.3.- Resultados de las propiedades petrofísicas U2L.....	151
Tabla 5.4.- Resultados de las propiedades petrofísicas U3U	151
Tabla 5.5.- Resultados de las propiedades petrofísicas U3L.....	152
Tabla 5.6.- Características del mallado de simulación estocástico.....	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.- Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela	11
Figura 2.2.- Rasgos Estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	12
Figura 2.3.- Modelo Sedimentológico de las Arenas productoras de Hidrocarburos del Área Mayor de Oficina.....	14
Figura 2.4.- Faja Petrolífera del Orinoco, Área Tradicional de Crudos Pesados(Cuadrángulo Ayacucho)	15
Figura 2.5.- Columna Estratigráfica del Área Mayor de Oficina.	17
Figura 2.6.- Ubicación Geográfica del Campo Melones	23
Figura 3.1.- Yacimientos.	28
Figura 3.2.- Registro tipo de resistividad	30
Figura 3.3.- Registro tipo de SP.	31
Figura 3.4.- Registro tipo GR.....	33
Figura 3.5.- Registro tipo de Densidad-neutrón.	34
Figura 3.6.- Correlación de registro de pozos	35
Figura 3.7.- Sección estratigráfica.....	38
Figura 3.8.-Sección estructural.....	41
Figura 3.9.- Morfología de un Delta.....	43
Figura 3.10.-Clasificación de los Deltas según el tipo de energía predominante.....	45
Figura 3.11.- Ambientes marinos.	47
Figura 3.12.- Mapa de yacimientos.	55
Figura 3.13.- Pozo Horizontal	56
Figura 3.14.- Pozo de Reentrada.	57
Figura 3.15.- Función de distribución Normal de Probabilidad.....	61
Figura 3.16.- Función de distribución logarítmica de probabilidad.	62
Figura 3.17.- Histograma de Frecuencia.-	69
Figura 3.18.- Propiedades de los Variogramas.....	71
Figura 3.9.- Modelo de Variogramas.	72
Figura 4.1.- Ventanas de Carpeta de pozos.	79
Figura 4.2.- Mapa base Proyecto Melones (OFM)	79
Figura 4.3.- Ventanas de StratWorks.	83
Figura 4.4.- Ventanas de SeisWorks	87
Figura 4.5.- Ventana de ZmapPlus.....	89
Figura 4.6.- Ventanas de principal de Sigemap.....	91
Figura 4.7.- Ventana de Canvas.	94
Figura 4.8.- Ventana del Modulo Lithology.....	95
Figura 4.9.- Ventana PetroWorks.....	95
Figura 4.10.- Hoja de Excel para el cálculo de R_w por el método SP.	99
Figura 4.11.- Ventana principal de IRAP-RMS	105
Figura 4.12.- Ventanas para crear horizontes.....	111
Figura 4.13.- Ventana para generar el modelo de fallas (IRAP-RMS)	112
Figura 4.14.- Ventana para modelar canales, IRAP-RMS	115
Figura 4.15.- Ventana para modelar barras(a) y merge(b), IRAP-RMS	116

Figura 4.16.- Ventanas principal para análisis estadístico.....	119
Figura 4.17.- Ventana para estimación de variogramas	121
Figura 4.18.- Ventana para el análisis variográfico.....	121
Figura 4.19.-Ventanas para el modelado petrofísico, , IRAP-RMS	123
Figura 5.1.-Mapas Oficiales de los Yacimientos U2U/Ms-803, U2L/MEL-107, U3U/MEL-109 y U3L/MEL-107	126
Figura 5.2.- Mapa de líneas de correlación, para las unidades U2U,U2L,U3U y U3L.....	128
Figura 5.3.- Línea de correlación a-a', dirección Sur-Norte, para la unidades U2U, U2L, U3U y U3L.....	129
Figura 5.4.- Línea sísmica 3D 352, dirección Sur-Norte.....	130
Figura 5.5.- Traza sísmica 3D 426, dirección Oeste-Este.	131
Figura 5.6.- Línea sísmica 3D 600, dirección Sur-Norte.....	131
Figura 5.7.- Mapa de amplitudes sísmicas de los horizontes próximos U2U y U2L	132
Figura 5.8.- Mapa de amplitudes sísmicas de los horizontes próximos U3U y U3L	133
Figura 5.9.- Mapa estructural en profundidad de las arenas U2U y U2L.....	134
Figura 5.10.- Mapa estructural en profundidad de las arenas U3U y U3L.....	135
Figura 5.11.- Sección estructural Sur-Norte arenas U2U,U2L,U3U y U3L.	136
Figura 5.12.- Sección estructural Este-Oeste arenas U2U,U2L,U3U y U3L	137
Figura 5.13.- Sección estratigráfica Oeste-Este unidades U2U,U2L,U3U y U3L	139
Figura 5.14.- Sección estratigráfica Sur-Norte unidades U2U,U2L,U3U y U3L.	140
Figura 5.15.- Mapas de electrofacies arenas U2U,U2L,U3U y U3L	142
Figura 5.16.- Pozos que presentan coalescencia entre las unidades U2L y U3U.....	143
Figura 5.17.- Gráfico cruzado densidad vs. volumen de arcilla.....	146
Figura 5.18.-Cotejo de la curva de densidad para el pozo MS-824.....	146
Figura 5.19.- Gráfico resistividad vs. saturación de agua para las unidades U2U,U2L,U3U y U3L.....	148
Figura 5.20.- Modelo de fallas IRAP-RMS.....	154
Figura 5.21.- Horizontes U2U,U2L,U3U, ajustado al modelo de fallas.	155
Figura 5.22.- Análisis Estadístico para porosidad para la facies canal.....	156
Figura 5.23.-. Análisis Estadístico para permeabilidad para la facies canal	156
Figura 5.24.- Curva de probabilidad de ocurrencia de facies canales y llanuras de inundación.	157
Figura 5.25.- Modelo de facies de indicadores por "indicator".....	159
Figura 5.26.- Modelo de facies canales por "channels".	160
Figura 5.27.- Modelo de facies barras por "composite".	161
Figura 5.28.- Curva de proporción vertical.	162
Figura 5.29.- Modelo de facies finales "Merge".	163
Figura 5.30.- Variogramas en dirección paralela(a), normal(b) y vertical(c) para porosidad.	165
Figura 5.31.- Variogramas en dirección paralela(a), normal(b) y vertical(c) para permeabilidad.	165
Figura 5.32.- Modelo de Extrapolación petrofísico de porosidad.	167
Figura 5.33.- Modelo de Extrapolación petrofísico de permeabilidad.....	167
Figura 5.34.- Modelo Estocástico de porosidad	169
Figura 5.35.- Modelo Estocástico de permeabilidad.....	170
Anexos.-	179

DEDICATORIA

A las tres razones de mi vida, a los que AMO...

Mis Padres : Juanita y Miguel .

Mis Hermanos: Leonarsy y Miguel Eduardo .

Mis Bebes: Michelle, Ángel Eduardo y Brayn.

AGRADECIMIENTOS

A **DIOS**, que con su mejor palabra; “El Silencio”, me ha hecho comprender el misterio de la vida o su significado, en creer en los sueños y sus fuerzas, que la vida es un singular regalo donde nada es imposible, llena de tiempos memorables e inolvidables alegrías.

A mis tres grandes razones:

A mis padres (Juanita y Miguel), gracias por estar a mi lado en el momento justo y el mas anhelado, cuando necesite un beso y sentir un abrazo, escuchar un “TE QUIERO ó un “TE AMO”. DIOS no pudo escoger de una mejor manera a mis padres.

A mis hermanos (Leonarsy y Miguel E.), por enseñarme que los problemas no son razones para caer, sino que dan el poder de caminar por la vida enfrentando cada situación con optimismo y valor.

A mis sobrinos (Michelle, Ángel Eduardo y Brayn), que con cada abrazo y cada una de sus sonrisas, estuvieron conmigo, aún cuando me sentía sola. LOS ADORO.

A mis abuelos, Leonarda, por esa bendición que todas las noches me regala . Y a los tres ángeles que desde el cielo siempre me han acompañado: Narcisa, Andrés y Justo.

A mis niños: Cruz (Cuchi), Jecci, Laineth, Vero, Rosa, Fanny, Mariel, Isaac, Dimas, Keny y Nelson, por recordarme que como seres humanos podemos tener mucho en común, pero

que en el fondo somos diferentes, pero que con todo y eso se puede compartir. Formaron parte de ese rayo de luz, cuando la oscuridad trato de envolverme. Los Quiero Mucho.

A Lidia y Jorge, Mariel y la Sra. Nohemí, por su generosidad y solidaridad al dejarme entrar en sus casas.

A la Sra. Bárbara, por brindarme sus palabras cuando las necesite, por sus consejos, de usted he aprendido que si sobrevenían las dificultades, a su vez recibiría muchas bendiciones y que la vida no es una carrera sino una jornada, para ser saboreada a cada paso que se de. DIOS le de todas la Bendiciones, la Quiero Mucho.

A mi profesor y tutor Adafel Rincón, por sus conocimientos y todo el apoyo.

A todos los que con su experiencias y conocimientos formaron parte de este trabajo: Sr. Vicente, Sr. Perdomo, Sr. Navas, Melitza, Jorge, Moisés Junior, Rodolfo, Sr. Virgilio, Ricardo, Hector y Natali (Roxar). Lo MÁXIMO como equipo.

A el Sr. Antonio Marquéz, por darme su apoyo y estar siempre pendiente de mi trabajo.

A los Sres. José Castillo (Superintendente de la U. E. I. Pesados y Extrapesados San Tomé) y Francisco Benítez (Coordinador de Modelo Estático de U. E. I. Pesados y Extrapesados San Tomé), por su valiosa colaboración.

A ti, innombrable en estas páginas por el único motivo de ser MI TODO, por haber estado en ese momento, nunca lo olvidaré. Por hacerme saber que la vida hay que saberla llevar, y aprovecharla al máximo a cada segundo. Aprendí a tu lado que no debo conjugar un futuro incierto, pero si a pensar en un presente concreto, por dejarme ver que la felicidad es un estado subjetivo y voluntario; a elegir, estar feliz por lo que soy y tengo, y no amargarme por lo que no tengo y por lo que no pude ser.

Y como hoy es tiempo. Agradezco a todos los que ya no están junto a mí, por todos los momentos buenos y malos que nos toco vivir... Y a todos con los que ahora estoy pasando momento geniales.

GRACIAS.

Carmen Perdomo G.

Perdomo G., Carmen Del V.

**MODELO ESTÁTICO INTEGRADO DE LAS ARENAS U2U, U2L,U3U
Y U3L,DEL ÁREA OESTE, DEL CAMPO MELONES, APLICANDO
TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS.**

**Tutor Académico: Prof. Adafel Rincón. Tesis. Facultad de Ingeniería. Caracas, UCV
Año 2006,p.183**

RESUMEN

El objetivo principal de este estudio fue la generación del modelo estático integrado de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, perteneciente a los yacimientos MS-803, MEL-107, MEL-109 y MEL-107 del área Oeste, del Campo Melones, con el fin de definir el marco geológico utilizando técnicas geoestadísticas. Para lo cual se realizó una revisión en detalle de los registros de pozos disponibles en la zona; se hicieron correlaciones pozo-pozo, se elaboraron secciones estructurales e interpretación de la sísmica 3D, disponibles para el control estructural de los yacimientos y secciones estratigráficas para definir la geometría y la extensión de los cuerpos de arena. Basándose en las secciones estratigráficas y en el mapa de electrofacies se determina el ambiente de sedimentación de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, para luego actualizar el mapa isopaco estructural. Se realizó una evaluación de la petrofísica para determinar las propiedades físicas de las arenas estudiadas. Integrando toda esta información se generó un modelo estocástico (modelo geoestadístico) para las arenas, definiendo cuanto puede variar una propiedad espacialmente y las anisotropías que pueden ser observadas en los datos de los yacimientos.

Desde el punto de vista estructural y en base a los datos, de los yacimientos consisten en un homoclinal de buzamiento suave al Norte de 1 a 3°, los yacimientos U2U/MS-803 y U2L/MEL-107 están limitados al Sur por una falla normal de rumbo SurOeste-NorEste con un salto aproximado de 175 pies y al Este por otra falla normal de rumbo SurEste-NorOeste con un salto de aproximadamente de 100 pies, lo cual constituye el rasgo estructural más importante en el área Oeste del Campo Melones; al Oeste por cierres estratigráficos, para los yacimientos U3U/MEL-109 y U3L/MEL-107 al Norte por un contacto Agua- Petróleo (Datum -3565' y -3612', respectivamente) y hacia el Oeste y Este por límites estratigráficos y al Sur por una falla normal de rumbo SurOeste-NorEste. EL tipo de ambiente donde se desarrollaron los cuerpos de arena pertenecen a un ambiente continental caracterizado por depósitos, que resultan de una red entrelazada de canales fluviales de baja sinuosidad con características de porosidad y permeabilidad, distribuidos según el patrón de sedimentación. Finalmente, se obtuvo una distribución de facies y de propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) con la aplicación de las técnicas de simulación estocásticas condicional. Luego de integrar el modelo, se logró validar el P.O.E.S. estático calculado por el método volumétrico, para el yacimiento U2U/MS-803 de 110.1 MMBN, U2L/MEL-107 de 112.25 MMBN, U3U/MEL-109 de 101.66 MMBN y U3L/MEL-107 de 79.62 MMBN .

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En la búsqueda de soluciones para optimizar la producción de hidrocarburos a lo largo de la vida útil de los yacimientos, el equipo de Estudios Integrados de la Unidad de Explotación de Yacimientos Pesado y Extrapesados Distrito San Tomé, ha desarrollado estrategias enmarcadas principalmente en la caracterización de yacimientos mediante integración multidisciplinaria de las distintas ramas de la geociencias. La puesta en práctica del estudio integrado se fundamenta en la aplicación de métodos modernos de tratamiento de datos, como lo son las técnicas geoestadísticas conjuntamente con la elaboración del modelo estático integrado de los yacimientos. En general, se trata de combinar diferentes disciplinas como la geofísica, geología, petrofísica e ingeniería de yacimientos.

El objetivo principal es la elaboración del modelo estático integrado para las arenas U2U, U2L, U3U y U3L pertenecientes a los yacimientos MS-803, MEL-107, MEL-109 y MEL-107 respectivamente del área Oeste del Campo Melones, utilizando la estrategia de perforación de pozos horizontales y/o multilaterales que contacten dos o más yacimientos, bajo el enfoque de un estudio integrado y sobre la base de las tecnologías asociadas al negocio de producción, lo que estará conformado por la elaboración de un modelo estático del yacimiento, el cual integra el modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico y

petrofísico. Mediante la determinación y análisis de la distribución de las propiedades petrofísicas obtenidas de los pozos, considerando las relaciones espaciales de los atributos en los mismos y la variabilidad de la continuidad espacial y las anisotropías observadas en la estructura de las roca – depósito, aplicando Geostatística, para así obtener un modelo refinado de la distribución de facies y propiedades petrofísicas que se aproxime a las condiciones reales del yacimiento, de tal manera, que pueda ser propuesto para un estudio de simulación numérica de yacimientos donde se obtenga en el mínimo tiempo la respuesta para la futura propuesta de planes de explotación.

El área tradicional de crudos pesados se encuentra ubicada 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 localizado, en el cuadrángulo Ayacucho al Sur-Este de El Tigre, en el Sur del Área tradicional de crudos pesados San Tomé. Fue descubierto en el año 1949, con la perforación del pozo MM-401 y posee una variedad de crudos que oscilan entre 10 y 15 ° API con un Petróleo Original en Sitio (POES) de 13.1 MMMBN.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El área de Exploración y Producción de P.D.V.S.A., División de Oriente, tiene el compromiso de producir las reservas de hidrocarburos de esta zona de manera eficiente, ya que está orientada a un programa de ganancias económicas para el país. La Gerencia de Exploración y Producción mantiene constantes planes, mediante el control y estudios de los diferentes campos pertenecientes al Área Tradicional de Crudos Pesados, fomentando mediante la investigación y aplicación de nuevas tecnologías para asegurar e incrementar la capacidad de producción a corto, mediano y largo plazo. En la UEY Pesado/Extapesados San Tomé se han acumulado valiosas experiencias con la tecnología de perforación horizontal, y por medio de ella, se han obtenido índices superiores a los registrados en pozos convencionales, puesto que se establece un área mayor de exposición al flujo, lo cual permite alcanzar altas tasas de producción con una baja caída de presión en las cercanías del pozo y, por ende, obtener una mayor productividad con respecto a un pozo vertical.

1.2 OBJETIVO GENERAL

- Elaborar el modelo estático integrado de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, mediante aplicación de técnicas geoestadísticas.

1.2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- i. Elaborar el modelo estructural mediante la correlación de pozos, secciones estructurales y sísmica 3D.
- ii. Definir la geometría, distribución y calidad de los depósitos, mediante la elaboración del modelo sedimentológico.
- iii. Definir la arquitectura interna del yacimiento, mediante elaboración del modelo estratigráfico.
- iv. Desarrollar la evaluación petrofísica.
- v. Revisar el modelo de las propiedades petrofísicas y distribución de facies mediante técnicas geoestadísticas.
- vi. Validar los volúmenes de hidrocarburos en sitio, por métodos volumétricos.

1.3 ALCANCES

- i. Estudio integrado para las arenas U2U, U2L, U3U, y U3L del área Oeste del campo Melones, a través de la elaboración del modelo estático integrado, a fin de generar el mallado de la simulación estocástica de las mismas.
- ii. Evaluar y estimar los volúmenes por descubrir en las oportunidades exploratorias, de tal manera, que se pueda garantizar consistencia en la metodología utilizada, y consecuentemente, el proceso de toma de decisiones.

1.4 ANTECEDENTES

El campo Melones ha pasado por diferentes etapas de desarrollo las cuales se inician con el propio descubrimiento del campo en 1956 con la perforación del pozo MM-401. La primera etapa se caracteriza por la perforación de pozos verticales en arreglos hexagonales de siete pozos con un espaciamiento entre pozos de 620 m. El arreglo de siete pozos es el característico utilizado para los crudos pesados y extrapesados como los que se producen en el campo melones. Algunos modestos intentos de Inyección Alterna de Vapor (IAV) y combustión in situ se llevaron a cabo en esta etapa, todos con resultados no satisfactorios.

En el año 1979, con la importancia dada al desarrollo de la Faja del Orinoco, se reinició en el campo Melones la perforación de pozos, tanto verticales como direccionales. Así mismo se iniciaron proyectos agresivos de IAV para lo cual fueron perforados mas de 80 pozos. La campaña de IAV alcanzó hasta dos ciclos en la arena Mu, cuya característica principal es que presenta una gran pierna de petróleo con un contacto de agua – petróleo en casi toda la extensión del yacimiento. Esto restringe la producción de crudo bajo los esquemas convencionales de pozos verticales y producción en frío. Esta segunda etapa culminó en 1982, cuando concluye la campaña de perforación de nuevos pozos y la IAV.

En 1982 y 1984 se continuó produciendo el campo bajo el esquema convencional. En 1984 se integra a este campo, el campo Melones Central. con potencial de producción de 14.000 BPPD el cual originalmente había sido desarrollado por CVP en áreas fuera de

concesiones. Este campo fue descubierto con el pozo MEL-1 en el año 1972, y para el momento de la integración contaba con 137 pozos y un proyecto de IAV en progreso.

Entre 1984 y 1993 se continuó produciendo en frío y con un bajo nivel de actividad en IAV, completándose el segundo ciclo en 10 pozos del área de Melones Central. En general los resultados de IAV fueron positivos desde el punto de vista de recobro, presentándose algunos problemas mecánicos debido a la completación de los pozos con tuberías no resistentes a altas temperaturas.

CORPOVEN, Pesado/Extra Pesado (1994). **Proyecto de perforación de Re-entry Horizontal en el campo Melones.** Con el objetivo de incrementar la productividad de los pozos del Área Tradicional de Crudos Pesados, mediante el uso de nuevas tecnologías tal es el caso de la perforación “Re-entry”, se inició este estudio en las arenas no consolidadas de la Formación Merecure del Campo Melones. Se tomaron como prototipos para este Campo los siguientes: Relación de $K_v/K_h = 1.5$, espesor promedio de 40 pies y longitudes de la sección horizontal entre 500 y 4000 pies. De los resultados obtenidos, se concluye que existe un rango óptimo de sección horizontal, entre 1600 y 2000 pies. Se determinó que en la medida que aumenta la sección horizontal (500, 1000, 1600, 2000, 3000 y 4000 pies), disminuye el petróleo incremental, obteniéndose el rango óptimo mencionado anteriormente.

UEY Pesado Oeste San Tomé (2001). **Proyecto Melones Oeste.** El objetivo general de este estudio, fue la caracterización física y energética de 10 yacimientos del área Melones Oeste,

mediante la generación de modelos de simulación a través del simulador Eclipse-100, que permitieron la reproducción del comportamiento de las acumulaciones en fase de producción y posterior diseño de alternativas de desarrollo, que optimicen la recuperación de petróleo. Se concluyó que los pozos horizontales resultan óptimos para explotar los yacimientos de Melones Oeste, siendo capaces de generar la producción equivalente a tres pozos verticales a un menor costo. Se determinó la longitud óptima para pozos horizontales en 1500 pies. Así mismo, se determinó una tasa inicial óptima de 850 BPPD, debido a que ésta contribuye a reducir problemas asociados a irrupción temprana de agua y gas.

Carvajal, Joan. (2002). **Estudio de sensibilidad de factores geológicos, de yacimientos y mecánicos sobre el comportamiento de pozos horizontales y multilaterales mediante simulación numérica.** El estudio fue realizado para mostrar los parámetros críticos bajo los cuales se rige el comportamiento de pozos horizontales y multilaterales, mediante la simulación numérica. El área de estudio comprende los 9 campos más importantes del Área Tradicional de Crudos Pesados de San Tomé, los cuales son: Lejos, Melones, Merey, Miga, Oca, Oleos, Ostra, Oveja y Yopales Sur. Se desarrollaron correlaciones PVT, que ajustan los datos reales de los PVT válidos, con un buen grado de correlación. Se analizó información proveniente del estudio de propiedades avanzadas del núcleo del pozo MEL-124, de donde se obtuvo el índice de distribución de poros, estimado en 1.89 y la función J utilizada posteriormente en la simulación numérica. Se realizó un cotejo del comportamiento de producción de los pozos del yacimiento R4 MS-803, con el fin de analizar las mejores condiciones para los pozos horizontales y multilaterales. Se investigó la influencia de diversos factores como son la longitud y radio de pozo, obteniéndose una

mejor respuesta en la producción, debido al aumento del radio del pozo (Hasta 100% mejor) que aquella que se obtiene por el aumento del radio del pozo (hasta un 1.4%). Se estudió el efecto negativo causado por altos niveles anisotrópicos, el cual disminuye en presencia de altas permeabilidades horizontales

Delgado Yhessika (2004). **Optimización del recobro en los yacimientos MS-803/T, MEL-107/U2L y MEL-109/U3U del campo Melones, mediante la simulación numérica de pozos horizontales y/o multilaterales.** El objetivo principal de este estudio fue la generación de un modelo que permitiera el recobro de los yacimientos MS-803/T, MEL-107/U2L y MEL-109/U3U del campo Melones, iniciándose con el análisis de los yacimientos, permitiendo definir su marco geológico, encontrándose que son canales entrelazados y meandriiformes con características de porosidad y permeabilidad, distribuidos según el patrón de sedimentación, facilitando la construcción del modelo estático. Luego se procedió a la validación del histórico de producción, propiedades de los fluidos y su distribución inicial en cada uno de los yacimientos, generándose con esto el modelo dinámico a ser utilizado para la simulación. Los yacimientos se encontraron inicialmente saturados sin capa de gas y su mecanismo de empuje es el gas en solución, fueron simulados utilizando el simulador de crudo negro IMEX, en el cual fueron integrados los modelos estáticos y dinámicos de los mismos, generándose el mallado de simulación. De las diferentes estrategias de explotación analizadas, se encontró como la mejor opción técnico- económica el escenario V para los yacimientos MS-803/T y MEL-109/U3U, que incluye la perforación de 4 pozos horizontales de 2000' de sección, un pozo horizontal de 3000' y un multilateral de dos brazos, mientras que para el yacimiento

MEL-107/U2L, se propone el escenario III, que abarca la perforación de un pozo horizontal de 1500', un pozo de 3000' de sección y para los tres yacimientos se tiene la perforación de un pozo trilateral que contactara las tres arenas (T,U2L y U3U), obteniéndose un adicional de 6.9 MMBN de petróleo con respecto a las reservas recuperables oficiales.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA

2.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.

La Cuenca Oriental de Venezuela está situada en la zona Centro-Este del país formando una depresión topográfica y estructural. La misma comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre. Limita al Norte por la línea que demarca el Piedemonte de la Serranía del Interior Central y Oriental, al Sur por la Ribera norte del Río Orinoco, al Oeste por el levantamiento del Baúl y hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria y se hunde en el Océano Atlántico hacia el Delta del Río Orinoco (González de Juana 1.980). La cuenca Oriental de Venezuela está considerada como la segunda concentración de yacimiento de hidrocarburos más importante del país después de la Cuenca del Lago de Maracaibo. (Figura 2.1).

Es una depresión estructural que tiene una longitud de unos 800 kms. aproximadamente y un ancho promedio de 200 kms. en dirección Norte-Sur. Fisiográficamente está compuesta por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas,(González de Juana 1.980) .

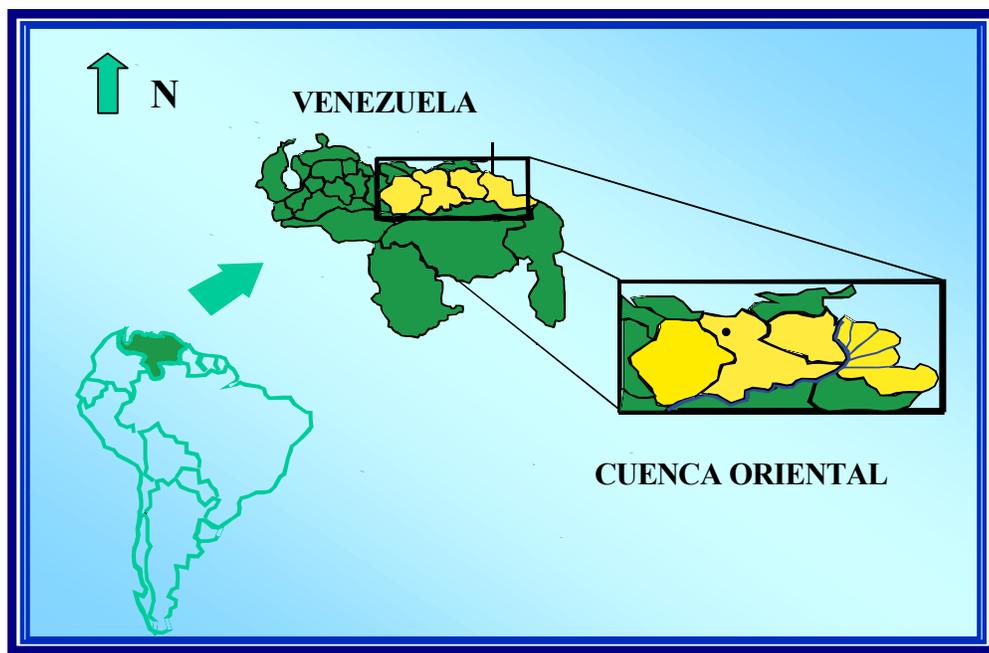


Figura 2.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Sus sedimentos son de edad Paleozoica, Cretácica y Terciarias , alcanzando una profundidad superior a 2000',entre las cadenas montañosas terciarias ubicadas al norte y Escudo de Guayana emplazado al sur. Dentro del contexto geológico de la Cuenca Oriental de Venezuela, se tiene a la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual está considerada la más grande acumulación de hidrocarburos en el mundo.

Esta cuenca tiene una longitud aproximada de 800 kms en sentido Este-Oeste, un ancho promedio de 200 kms y un área aproximada de 165.000 kms² y se encuentra subdividida operacionalmente en dos subcuencas: subcuenca de Guárico y subcuenca de Maturín. En esta cuenca se encuentra importantes arenas productoras de petróleo, como la denominada

área Mayor de Oficina, siendo las principales formaciones productoras, en orden estratigráfico, Merecure y Oficina.

El flanco Norte de la subcuenca de Maturín presenta acuñamientos de la Formación La Pica, asociados con fallas de grandes desplazamientos y diapiros de barro. El flanco sur contiene yacimientos múltiples en las Formaciones Oficina y Merecure del Oligo-Mioceno, en domos cortados por fallas inversas y cierres con fallas hacia el extremo sur de la Cuenca en la Faja del Orinoco, (González de Juana 1.980).

Las fallas más importantes de la cuenca Oriental son el Sistema Principal de Tucupita, Pílon, Jobo, Temblador y las fallas del Área Mayor de Oficina. En Anzoátegui se encuentran como fallas importantes: Anaco, Soto-Zapatos, Mata-Onado, Zorro-Aguasay, Mapiri-Zorro-Acema, Zumo-Mata, Elotes-Caico, etc. (Figura 2.2)

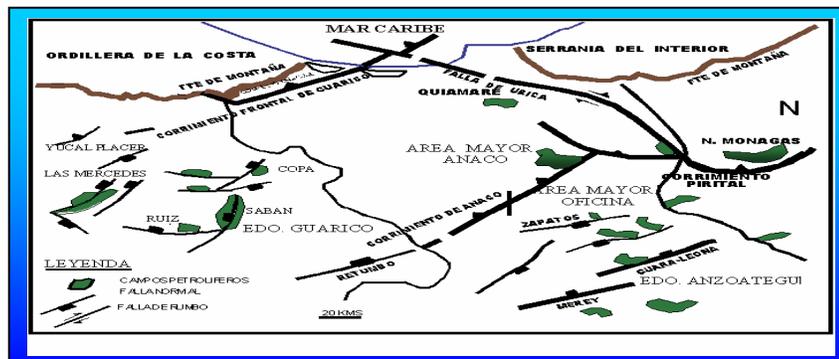


Figura 2.2 Rasgos Estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela.

A partir de los análisis y estudios geoquímicos se puede indicar que el mayor potencial de hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela corresponde a la Formación Querecual del Cretácico, otros niveles como Merecure y Roblecito del Oligoceno, Oficina y Chaguaramas del Mioceno muestran un potencial menor.

En la parte Nororiental de la Cuenca las rocas Cretácicas se han encontrado en la ventana de petróleo durante el Oligoceno medio, hace unos 30 m.a; permaneciendo allí hasta el Mioceno Medio, generándose la mayor parte de hidrocarburos líquidos de la cuenca.

A medida que las rocas Cretácicas estaban en la zona de sobremaduración a generar gas, las rocas terciarias iniciaron su proceso de formación de gas. La maduración ocurrió más tarde en el centro del Área Mayor de Anaco y de Oficina. (Figura 2.3).

A medida que las rocas Cretácicas estaban en la zona de sobremaduración generando gas, las rocas terciarias iniciaron su proceso de formación de gas. La maduración ocurrió más tarde en el centro del Área Mayor de Anaco y de Oficina.

La generación de hidrocarburos en la Cuenca Oriental es consecuencia de la Maduración de las rocas madres Cretácicas a la profundidad de 23.000', ubicadas en la parte Septentrional de la Cuenca actual.

El estado de madurez de la roca madre ha permitido dividir la cuenca en tres fajas: Septentrional, Intermedia y Meridional. En la franja Septentrional prevalece el petróleo liviano y gas originado por rocas madres maduras Cretácicas y Terciarias.

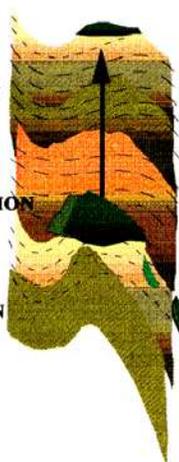
Modelo Conceptual			CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	
PROCESOS BASICOS	MODELO GEOLOGICO	PARAMETROS MENSURABLES	Parámetros	Formaciones Productoras
	<p>Presión</p> <p>Temperatura</p> <p>Factores de Recuperación</p> 		<p>2000 a 12000 LPC</p> <p>TS: 28°C. Tg: 2.7°C/100mts</p> <p>FR desde ± 15 a 45%</p>	
RETENCION		Sello	<p>Desde 3 mts. en el área</p> <p>Mayor de Oficina hasta ± 2000m</p> <p>(Carapita, Roblequito, Freites)</p>	FREITES
ACUMULACION		- Espesor - Litología - Profundidad	<p>Lutitas. Limolitas v Calizas</p> <p>Hasta unos 4500 mts.</p> <p>Prof. Desde unos 1000mts.</p>	(Arenas Basales)
MIGRACION		Geometria de la Trampa.	<p>Estratigrafica, Estructura o combinación de ambas.</p> <p>Limitada por fallas o barreras</p>	OFICINA
		Petrofisica.	<p>Porosidad desde 7% a 25%</p> <p>Vsh < 30%</p>	MERECURE NARICUAL CRETACEO
		Distancias de migración Litología. Tiempo de Formación de la trampa.	<p>Cortas(Crudo Fm Oficina)</p> <p>Lareas(Crudo F.P.O)</p> <p>Arenas y Lutitas</p> <p>Trampas + de 20 a 5 M A</p>	
GENERACION		Roca Madre -Tino -Espesor -Madurez -Area de Drenaje	<p>Kerogeno tipo I y II de origen marino.</p> <p>Espesores desde ± 60 mts hasta ± 1500</p> <p>Ro desde 0.60 hasta</p> <p>Area de drenaje aproximada Un 50% del área total</p> 	LUTITAS DE OFICINA QUERECUAL SAN ANTONIO

Figura 2.3 Modelo Sedimentológico de las Arenas Productoras de Hidrocarburos de la Formacion Oficina.

2.2 *ÁREA TRADICIONAL DE CRUDOS PESADOS.*

Una gran parte de las reservas de crudos pesados del Distrito Sur, se encuentran en lo que se conoce como el Área Tradicional de Crudos Pesados y comprende los Campos Melones, Melones Central, Merey, Miga, Oca, Oleos, Lejos, Oveja y Yopales Sur. (Villarroel A., 2004). Dicha área se encuentra ubicada entre la Faja Petrolífera del Orinoco y el Área Mayor de Oficina, para este año la Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra dividida, según el decreto establecido por el Ministerio de Energía y Petróleo (MEP), en los siguientes cuadrángulos: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.(Figura 2.4), y el área tradicional pertenece al cuadrángulo Ayacucho.



**Figura 2.4 Faja Petrolifera del Orinoco, Área Tradicional de Crudos Pesados
(Cuadrángulo Ayacucho).**

2.2.1 Características del Área Tradicional de Crudos Pesados

El elemento estructural predominante en el Área Tradicional, es un homoclinal de buzamiento muy suave hacia al Norte, cortado por sistemas de fallas normales en direcciones NorEste – SurOeste y en menor cantidad NorOeste – SurEste, las cuales responden a esfuerzos tensionales característicos de bordes de cuencas.

Adicionalmente se observan algunos cambios estructurales locales en los toques de las arenas prospectivas. Las zonas productoras son arenas de grano medio a grueso, bien distribuidos, masivas y no consolidadas. Los registros eléctricos muestran lutitas de gran extensión así como también intercalaciones lutíticas menores y una excelente continuidad.

Las acumulaciones petrolíferas se encuentran principalmente en las arenas inferiores de la formación Freites, inferiores y medias de la formación Oficina y en las arenas superiores de la formación Merecure. (Villarreal A., 2004)

2.2.1.1 Estratigrafía y Sedimentología.

En el marco regional, se tiene que según la Paleohistoria de la Cuenca Oriental de Venezuela inicia la sedimentación en el Devónico-Carbonífero (350-250 m.a.), con la sedimentación continental y marina somera de las formaciones Hato Viejo y Carrizal en una depresión pericratónica situada al borde septentrional del cratón de Guayana. Esta

sedimentación se acuña hacia la parte Sur y se depositó en forma discordante sobre los complejos ígneo-metamórficos Precámbricos. Se desconoce su base en varias zonas de la región Centro-Oeste.

Los crudos de los yacimientos del Área Tradicional se han producido de areniscas de edad Mioceno – Oligoceno, pertenecientes principalmente a las formaciones Merecure, Oficina y en menor grado de la formación Freites. El resto de las formaciones identificadas en el área de interés se muestra en la Figura 2.5. (González de Juana,1980)

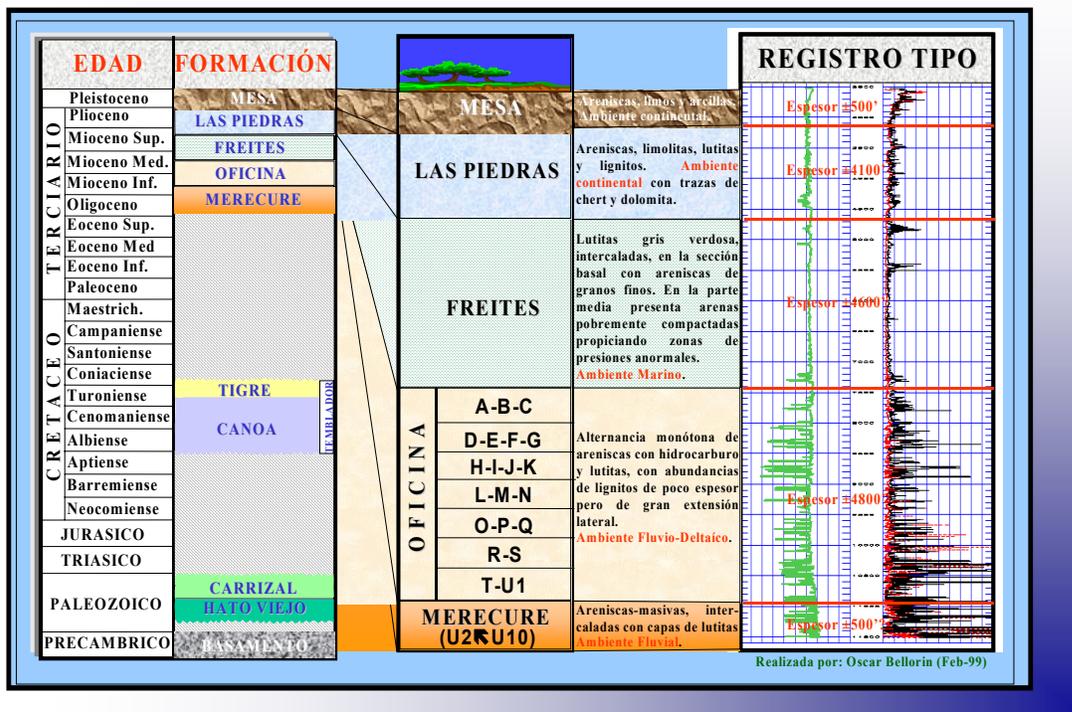


Figura 2.5 Columna estratigráfica del Area Mayor de Oficina .

➤ **Formación Mesa(Plioceno – Pleistoceno)**

La formación Mesa se encuentra discordante y suprayacente a la formación Las Piedras. Está formada por depósitos del Pleistoceno, que consisten en depósitos planos conglomerados que llegan a ser peñones a lo largo del frente de montañas, pero de textura más fina en los flancos, arenisca, limos y arcillas consolidadas. La formación está conformada de estratos horizontales y subhorizontales, compuestos de areniscas y conglomerados ferruginosos poco coherentes, de color predominante rojizo y amarillento. Es muy común encontrar en la parte superior de la mesa y en la colina de baja altura de la formación, casquetes de arenas o gravas ferruginosas.

➤ **Formación Las Piedras (Mioceno Inferior al Plioceno).**

Aflora en la mayor parte de los estados Anzoátegui y Monagas. Esta formación cuya sedimentación ocurre durante el Mioceno Superior – Plioceno, es una unidad de ambiente salobre y se caracteriza por la presencia de arcillas y limolitas, intervalos firmemente laminados de arenas finas con lutitas arcillosas y lente de arena gris de granos muy fino; se observan también arcillas ligníticas y capas de lignito. Esta sedimentación aparece transgresiva sobre La Pica y Freites infrayacente en los bordes norte y sur de su área de sedimentación y por debajo de la formación Mesa.

➤ **Formación Freites (Mioceno Medio).**

Se presenta en el flanco Sur de la Cuenca. En su porción inferior el ambiente de sedimentación predominante es el marino somero, pasando a ambientes de aguas algo más profundas en la parte media y la parte superior corresponde de nuevo a agua más someras. Suprayace concordantemente a la formación Oficina. Se caracteriza principalmente por arcillas verdes o verdosas cuya sedimentación puede extenderse hasta el Mioceno Superior, se observa la presencia de arenisca sobre el tope y la base, en contraste con la parte media y mayor de la unidad.

➤ ***Formación Oficina (Mioceno Inferior a Medio).***

Se presenta en el subsuelo de todo el flanco sur de la cuenca oriental de Venezuela. Consiste de lutitas y arenas alternantes perteneciente al Mioceno Medio. Las arenas desaparecen con el progresivo desarrollo de las lutitas hacia el eje pero se multiplican alrededor de la periferia de la cuenca. En la secuencia se intercalan lignitos de amplia extensión, los cuales constituyen un factor litológico característico de estas formaciones. Debido a que el escudo de Guayana ubicado al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es probablemente la fuente de arenisca de la formación Oficina, es de esperarse una secuencia de ambiente desde fluvial, al sur, pasando por deltaico o marino somero, a marino abierto en plataforma externa, al norte. Esta Formación es una de las unidades estratigráficas más importante debido a su producción de hidrocarburos y las reservas remanentes presentes

(alrededor de 12 MMMBN). 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 hidrocarburos en el área, donde adicionalmente se observan cambios fuertes de buzamiento en las arenas prospectivas. Las arenas de la Formación Oficina son recipientes que individualmente tienen poca extensión lateral a cambio de una prolífica distribución vertical. En algunas ocasiones 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. Las trampas encontradas en esta formación son generalmente del tipo estructural-estratigráficas, aún cuando se encuentran trampas estratigráficas

➤ ***Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno Inferior).***

Definida en la Serranía del Interior, sobre el Subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela, es el equivalente lateral arenoso del Grupo Merecure. El contacto superior con la formación Oficina es de aparente concordancia. Se caracteriza por la abundancia de arenisca de grano fino a grueso en capas masivas mal estratificadas, con estratificación cruzada. La sedimentación de la formación ocurrió en áreas dulces a salobres. La continuidad de estas capas está interrumpida por láminas y capas delgadas de lutitas (5 – 10 pies de espesor) y por intervalos de arcillitas y limolitas cuya edad atribuida al Oligoceno – Mioceno Inferior,

adelgazándose hacia el Sur por debajo de la formación Oficina en los límites del área Sur del Área Mayor de Oficina. (González de Juana, 1980).

Esta formación cuenta con un espesor promedio de más o menos 12000 pies, conformada por las arenas U las cuales varían desde la U2 hasta la U10. (Villarreal A., 2004)

2.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO MELONES.

El Campo Melones está ubicado en el Distrito Simón Rodríguez del estado Anzoátegui a 65 kms. al Sur-Este de la ciudad del Tigre. Limita al Sur con el cuadrángulo Cariña, al Este con el cuadrángulo Dobokubi y al Oeste con los campos Oleos y Miga cubriendo una extensión de 699 kms².

El Campo Melones inició su etapa de desarrollo a finales de los años 50 con la perforación del pozo MM-401. Se perforaron pozos verticales en arreglos hexagonales de siete pozos y con un espaciamiento de 600 metros aproximadamente. En la segunda etapa de desarrollo para 1979 se continuó con la perforación de pozos verticales y produciendo bajo los esquemas convencionales, pero con la necesidad de desarrollar nuevas estrategias de explotación. Desde 1984 hasta 1993 se continuó produciendo pozos en frío y con inyección alternada de vapor, siendo para esta fecha satisfactorios los resultados desde el punto de vista de recobro. Es en 1994 cuando se inicia la tercera etapa de desarrollo del Campo, con la perforación de pozos de reentrada y pozos horizontales nuevos. Para el año 2003 se

tienen 114 pozos entre horizontales y reentradas completados en el campo. (Informe Campo Melones, 1999)

Este Campo tiene un P.O.E.S. de 12400 MMBN, su alta productividad ha generado un gran interés en el estudio del mismo, con el fin de hacer planes de desarrollo para esta área de tan importante producción en el Distrito Sur. (Informe Campo Melones, 1999)

Geológicamente está situado en el borde del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde la estratificación está determinada por secciones sedimentarias que se adelgazan al Sur, especialmente el Grupo Merecure y Formaciones Oficina y Freites, las cuales se acuñan contra el basamento ígneo-metamórfico, cuya línea de afloramiento va bordeando el Río Orinoco en una dirección aproximadamente Este-Oeste. A la vez este campo está en el borde Norte de la Faja Petrolífera de Orinoco. Al sur de la Cuenca Oriental, PDVSA mantiene actividades operacionales en un área de 24000 km² denominada Distrito Sur. Esta comprende la mayor parte del sur de los estados: Anzoátegui y Guarico y se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas.

Este Distrito está ubicado específicamente en el centro de la Mesa de Guanipa en el Estado Anzoátegui. (Figura 2.6)

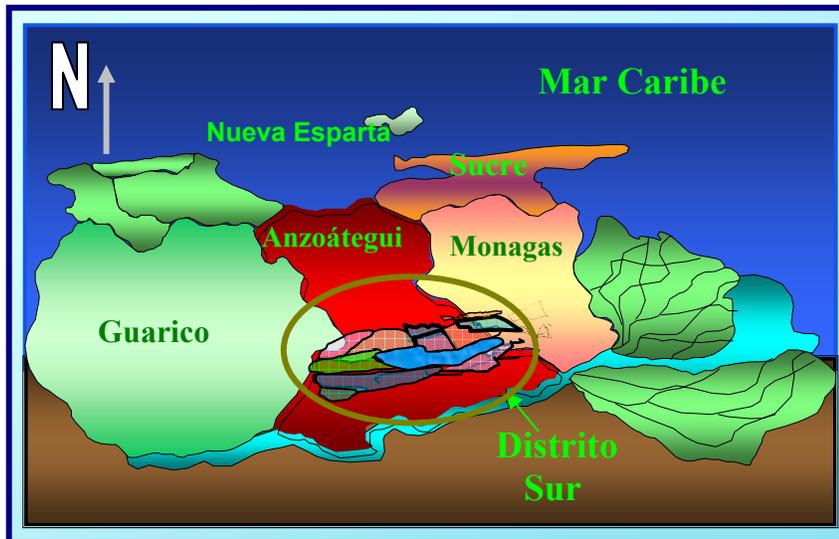


Figura 2.6. Ubicación Geográfica del Campo Melones.

Cuenta con un alto potencial de crudo liviano, mediano, pesado y extrapesado, donde el Área Tradicional de crudo pesado abarca una extensión de aproximadamente 5.950 Km², con 9 campos asociados.

El Distrito Sur posee un potencial de producción de 320.000 barriles diarios de petróleo y contiene la más grande variedad de instalaciones petroleras, que van desde los patios de almacenamiento de crudo hasta las estaciones de flujos, planta de inyección de aguas, gas, vapor y plantas de gas. (Informe Campo Melones, 1999)

Yacimiento MEL-107, Arena U2L

El yacimiento U2L MEL 107 posee oficialmente un área de 4371 acres, un espesor promedio de 13 pies, un volumen bruto de 55588 acres-pies, una porosidad promedio de 34

%, lo cual genera un P.O.E.S. de 102838 MBNP. Las reservas recuperables estimadas son de 11724 MBN de petróleo y la producción acumulada hasta la fecha (02-2004) es de 1200 MBN de petróleo, quedando unas reservas remanentes de 10524 MBN de petróleo. Este yacimiento fue descubierto por el pozo exploratorio MEL-107 en el año 1981, el pozo inicialmente fue completado en las arenas U2L y U3L con una tasa de 137 BNPD con un porcentaje de agua de 0.2 %, posteriormente el pozo fue utilizado para adquirir información sísmica y luego quedó suspendido. En Julio del año 2002 se instalaron sus facilidades de producción y el pozo está actualmente en evaluación. A fines del año 1982 fueron completados los pozos verticales MFC-11 y MFC-12, los cuales se ubican buzamiento abajo del MEL-107. Estos pozos arrancaron con tasas iniciales cercanas a los 100 BPD, pero mostraron tendencia a la producción de altos volúmenes de agua en corto tiempo, llegando a acumular apenas unos 200 MBP, debido a posiblemente comunicación mecánica en el pozo MFC-11 con arenas saturadas de agua (U3L) y a que en el pozo MFC-12 se completaron los lentes U2U y U2L en conjunto y los volúmenes de agua posiblemente sean del lente U2U de acuerdo a la evaluación petrofísica realizada. Seguidamente, para junio del 2002 se perforó el pozo MEL-200, primer pozo horizontal en este yacimiento, saliendo de la plataforma del pozo MEL-107 y en dirección noroeste hacia el pozo MFC-11, el cual alcanzó una sección horizontal de unos 3000 pies, fue completado con una tasa de 1741 BPPD y 0.3 % AyS . Debido a los grandes volúmenes de reservas que posee el yacimiento se propone perforar esta localización desde una ampliación de la plataforma del pozo MEL-208, el cual es un estratigráfico que se perforó recientemente (Octubre 2003) arrojando excelentes resultados que permitirá este nuevo plan de desarrollo conformado por estas dos nuevas localizaciones.

Yacimiento MEL-109, Arena U3U

El yacimiento U3U MEL 109 posee oficialmente un área de 2736 acres, un espesor promedio de 14 pies, un volumen bruto de 37931 acres-pies, una porosidad promedio de 25 %, lo cual genera un P.O.E.S. de 54.66 MMBNP. Las reservas recuperables estimadas son de 5.46 MMBN de petróleo y la producción acumulada hasta la fecha (02-2004) es de 229 MBN de petróleo, quedando unas reservas remanentes de 5.23 MMBN de petróleo. La historia de producción está basada en los pozos verticales MEL-109 y el pozo Horizontal MEL-202. El primer pozo completado fue el MEL-109 en Enero de 1981 produciendo con una tasa inicial de 280 BPPD, luego para el año 1989 se cierra por no presentar facilidades de producción y se reactiva para el año 1994 con una tasa de 198.7 BPPD. Seguidamente se inicia la perforación de pozos horizontales con la completación del pozo MEL-202 con tasa inicial de 1119 BPPD y sin producción de agua. Actualmente este pozo se encuentra activo con un acumulado de producción de 131.8 MBN.

CAPÍTULO III

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3.1 Estudios Integrados.

La Gerencia Técnica de PDVSA, define el Estudio Integrado de yacimientos como el análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, como unidad geológica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría, calificar y cuantificar propiedades de roca y fluidos, y establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando aspectos estructurales, estratigráfico, sedimentológico, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único, que permita establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de las reservas..

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados conocimientos sobre ingeniería, para así interpretar lógicamente todos los datos y características de los yacimientos mediante herramientas y técnicas modernas. Si se toma en cuenta la integración de equipos, los avances realizados en visualización, la generación de nuevas técnicas de análisis e interpretación en las diferentes disciplinas, la posibilidad de manejar mayores volúmenes de datos, así como la incorporación de una serie de técnicas

geoestadísticas para la integración de información de diferentes fuentes y escalas(núcleos, registros, sísmica, pruebas de pozos y datos de producción) y diferentes grados de incertidumbre, se observa que la realización de estudios integrados ha evolucionado a grandes pasos, abriendo nuevos horizontes que permiten desarrollar procedimientos y estudios cada vez más sofisticados, los cuales han permitido obtener una mejor comprensión del sistema roca fluido. La definición involucra la determinación de la extensión areal, espesor, límites, buzamientos y demás condiciones de deposición geológica del yacimiento. Por su parte, la evaluación está relacionada con la determinación de las propiedades de las rocas y los fluidos y su variación a través del yacimiento, barreras fracturas, y otros factores que pueden afectar el flujo.

3.1.1 Objetivos de un Estudio Integrado

- Reducir la incertidumbre en los planes de explotación.
- Incrementar reservas.
- Maximizar el recobro final.
- Minimizar declinación.
- Maximizar potencial de producción.
- Incrementar el porcentaje de éxito de las campañas de perforación y reparación de pozos.
- Maximizar la creación del valor presente neto.

Para tener una mejor comprensión de cómo llevar a cabo un estudio integrado de yacimiento, se deben tener en consideración una serie de conceptos básicos relacionados a cada una de las fases presentes dentro del estudio:

3.1.1.1 Yacimiento

Es un sistema geológico de volumen limitado con propiedades petrofísicas específicas, capaz de contener petróleo o gas acumulado. Constituyen unidades de la corteza terrestre interconectadas hidráulicamente, porosas y permeables que poseen entrapado, volúmenes de hidrocarburo en cualquiera de sus estados. Ver figura 3.1.

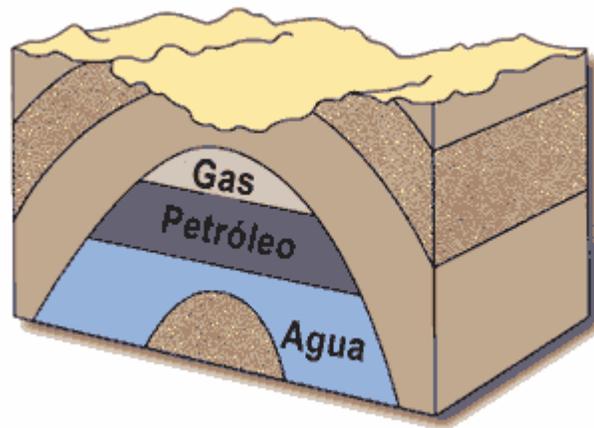


Figura 3.1. Yacimientos.

El aspecto principal que un yacimiento debe tener para producir naturalmente es la suficiente energía innata, capaz de impulsar los hidrocarburos desde cada punto del yacimiento hasta el fondo de los pozos que lo penetran y desde allí, hasta la superficie y a las estaciones de recolección. Cuando esta energía no es suficiente, los fluidos son

transportados hacia la superficie, implementando métodos de recuperación artificial para así equilibrar la energía del yacimiento.

3.1.1.2 Revisión geológica

Etapa principal en la que debe iniciar cualquier trabajo geológico; debido que por medio de éste se puede establecer los aspectos geológicos más resaltantes del área en estudio en función de la correlación de registros de pozos, elaboración de secciones estructurales y estratigráficas para la posterior integración de la información en los mapas geológicos.

3.1.2.3. Perfiles de pozos

Son el resultado de las lecturas que hacen los dispositivos de perfilaje que bajan al pozo y que fueron diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de la formación, esto de tal modo de poder presentar las respuestas en forma continua, como un registro a lo largo de todo el pozo. A continuación se definirán los tipos de perfiles más importantes para evaluar formaciones, y que fueron empleados en este estudio:

✓ Perfil de resistividad

Este tipo de perfil graba la resistencia intersticial del material a través de un flujo de corriente eléctrica, el cual puede ser transmitido directamente a la roca por medio de un electrodo o magnéticamente introducido en profundidad a la formación.

Es usado para la evaluación de los fluidos dentro de la formación, en la identificación de carbón (alta resistividad) y para localizar delgadas capas de calizas en capas de lutitas. También, es usado para determinar el tope y la base de formaciones, al realizar correlaciones entre pozos. Entre los perfiles resistivos se encuentra: eléctricos convencionales, de inducción y lateroperfil. Ver figura 3.2.

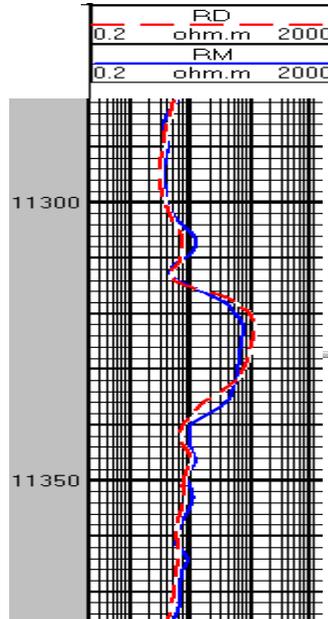


Figura 3.2.Registro tipo de resistividad.

✓ Perfil de potencial espontáneo (SP)

La curva SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie. Este registro permite identificar zonas permeables y porosas, determinar el valor de la resistividad del agua (R_w), arcillosidad, correlacionar unidades litológicas, etc. Cuando se corre este registro, se hace una medición frente a las lutitas, donde se define una línea más o menos recta, la cual se denomina "línea base de lutitas". Frente a las formaciones permeables, la curva muestra desviaciones (deflexiones) de dicha línea base, las cuales, en las capas de suficiente espesor, tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante que se ha dado en llamar una "línea de arenas". La deflexión puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), fenómeno que depende de la diferencia de salinidad entre el agua de formación y el filtrado. Si la salinidad del agua de formación es mayor, la deflexión será hacia la izquierda y si es lo opuesto, la deflexión será hacia la derecha. Los factores que afectan a la curva SP son: el espesor de la capa, la arcillosidad de la formación, la resistividad de la formación y la profundidad de la invasión. Ver figura 3.3.

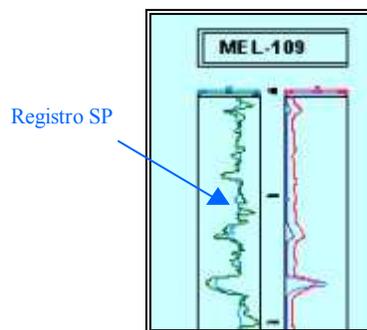


Figura 3.3.Registro tipo de SP.

□ **Perfiles radiactivos**

Son aquellos perfiles de pozos, entre otros que miden radiaciones naturales de algunos elementos radiactivos, como el Uranio, El Potasio y el Torio, los cuales están presentes en las formaciones. Los más usados y comunes son el Perfil de Rayos Gamma, Densidad Compensada y Neutrónico Compensado.

✓ **Perfiles de rayos gamma**

Mide de manera continua la radiactividad natural de las formaciones, obteniéndose así aproximaciones para determinar la litología, a través de análisis de correlación, determinación del contenido de arcillas de la formación y análisis mineralógico, entre otros. Este puede correrse en hoyos abiertos o entubados, ya sean vacíos o llenos de fluido de cualquier tipo. La lectura del Gamma Ray no es una función del tamaño del grano o del contenido de carbono, es solo una proporción de los elementos radiactivos presentes en las lutitas.

El fundamento de medición consiste en diferenciar formaciones y tipos de roca, esto tomando en cuenta que las lutitas contienen mayor concentración de sales radiactivas que las arenas, calizas y dolomitas, aún cuando existen algunas excepciones. Generalmente, una lutita contiene varios elementos radiactivos y con el dispositivo convencional de rayos gamma, era imposible determinar si la radiación gamma se debía a un elemento en particular. Actualmente existen dispositivos de espectrometría de rayos gamma que pueden fraccionar los porcentajes de Torio, Uranio y Potasio presente en la formación. Su unidad de medición son las unidades API. Generalmente las arenas limpias y los carbonatos tienen

niveles de radiactividad que varían desde 15 a 20 unidades API, mientras que las lutitas fluctúan entre 120 y 240. Ver figura 3.4.

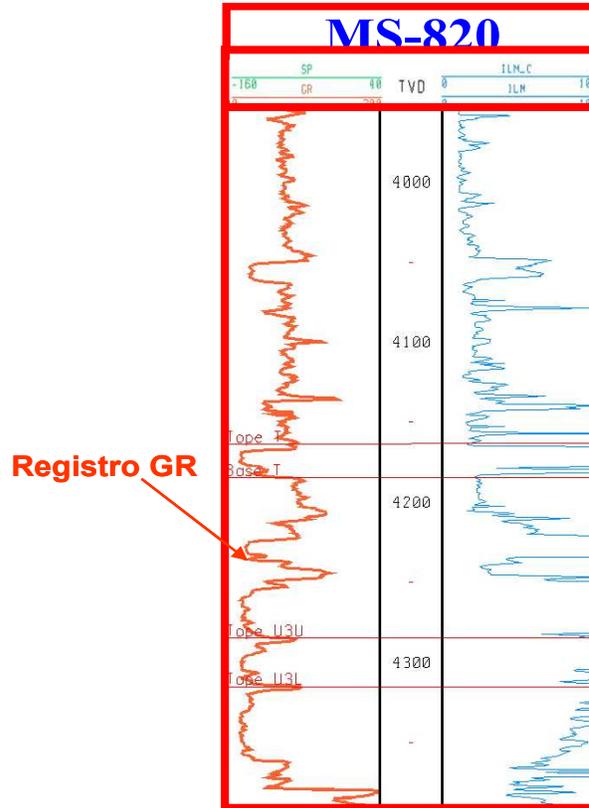


Figura 3.4.Registro tipo de GR.

✓ Perfil de densidad-neutrón

Estos perfiles son utilizados principalmente para estimar la porosidad de la formación, donde las densidades del electrón está relacionada con la densidad de la roca y con la cantidad y densidad del poro lleno de fluido. El registro Neutrón mide la concentración de hidrógeno en la roca. Sin embargo, estos perfiles, conjuntamente con otros se emplea, también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos.

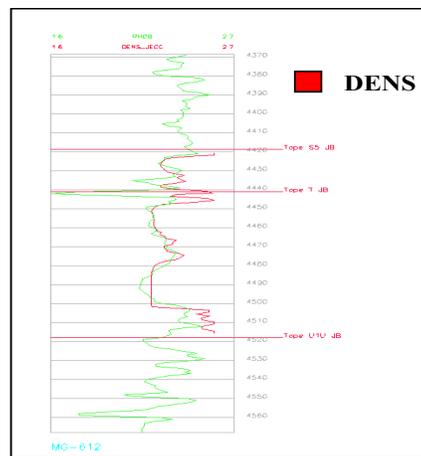


Figura 3.5.Registro tipo de Densidad-neutrón.

3.1.1.4 Correlación de registros de pozos

La correlación de registros de pozos es una actividad fundamental para la interpretación de unidades en el subsuelo. Tiene como finalidad determinar e identificar unidades

estratigráficas y estructurales, constituye la fuente generadora de mapas del subsuelo e interpretaciones con el propósito de explorar y explotar reservas de hidrocarburos.

El proceso de interpretación geológica se realiza con ciertos datos básicos, los cuales son extraídos de información de campo, muestras de pared, núcleos, datos sísmicos y registros eléctricos o de inducción de cada uno de los pozos perforados en el área del yacimiento en estudio y debe definir los límites verticales y laterales del nivel estratigráfico de interés, así como determinar su continuidad. Ver figura 3.6.

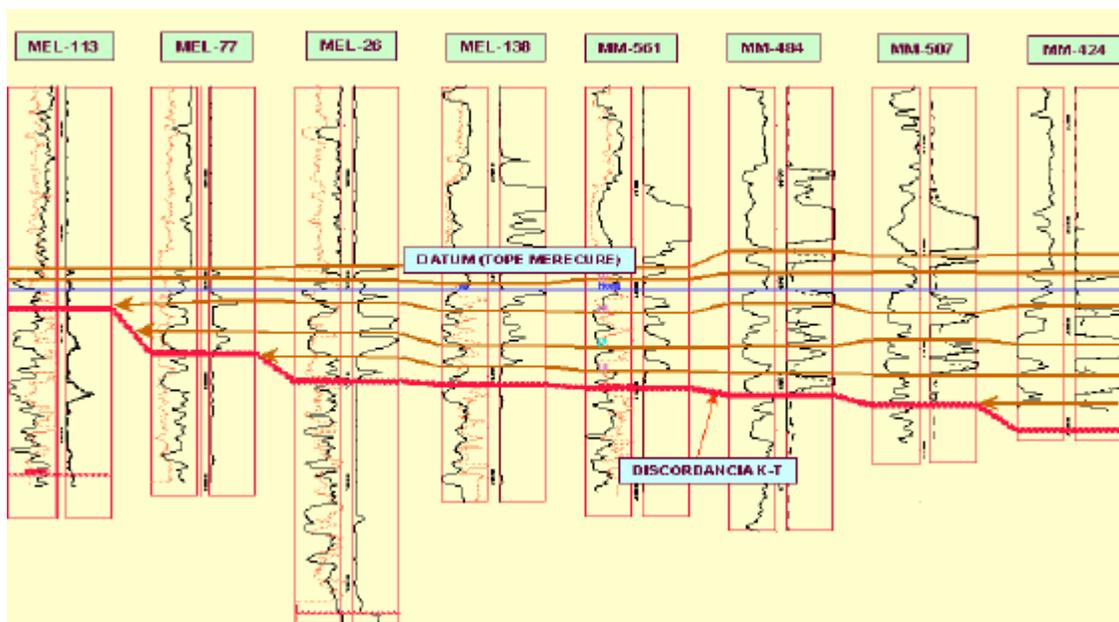


Figura 3.6. Correlación de registro de pozos.

El sistema de correlación se basa en algunos principios generales:

1. Identificación de horizontes o estratos (marcadores), preferiblemente lutitas de carácter regional, que sirven de guía para la correlación.
2. Definición de la dirección conveniente de la correlación, a través de una red envolvente de pozos.
3. Se conectan por medio de líneas las arenas que muestren electrofacies similares y aspectos característicos de los perfiles

3.1.1.5 Secciones geológicas

Las secciones geológicas son una representación gráfica del subsuelo, por lo cual consideran un conjunto de datos del suelo y el subsuelo y requiere identificar las relaciones existentes entre ellos, tales como proximidad, similitudes etc.; por lo cual son una forma sencilla de presentar información geológica útil, de carácter estratigráfico o estructural, de acuerdo al tipo de información que se requiera.

➤ Secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas son esencialmente secciones de correlación. Se usan para identificar unidades semejantes que permitan establecer la continuidad lateral de las mismas, así como las relaciones verticales entre las unidades que forman la columna

estratigráfica. El objetivo básico de las secciones estratigráficas es determinar la geometría de los cuerpos, así como definir unidades de flujo y establecer la presencia de fallas.

Se construyen con registros eléctricos colocados uno al lado del otro, tomando un marcador geológico reconocible claramente en todos los registros. Por otra parte, las secciones estratigráficas en detalle sirven para definir estructuras sedimentarias. De esta manera, pueden determinarse lentes, canales, barras, playas entre otros, los cuales pueden reconocerse según la respuesta de los perfiles eléctricos; es recomendable que los perfiles sean a una escala convencional (1:500) y deben ser verticalizados (TVD). Un buen mallado de secciones estratigráficas provee valiosa herramienta 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 detectar las variaciones litológicas y ambientales de las formaciones estudiadas. Ver figura 3.7.

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 la electrofacies observando pozos vecinos de permeabilidad conocida.
2. Fijar límites entre yacimientos.
3. Determinar el riesgo al perforar un pozo de desarrollo o de avanzada.
4. Resolver problemas de producción por comunicación entre pozos.
5. Determinar localizaciones más favorables y/o con riesgos geológicos.

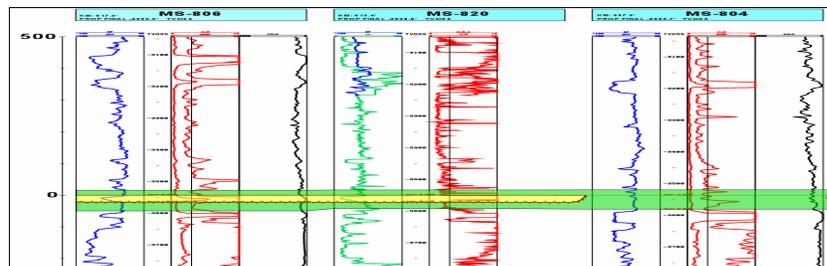


Figura 3.7. Sección estratigráfica.

➤ Secciones estructurales

Estas secciones muestran la variación de alturas o profundidades que presentan los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical normalizado al nivel del mar.

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

El Datum en las secciones estructurales es un valor numérico de profundidad desde el cual se cuelgan los perfiles de los pozos que se estudien. Las líneas que unen unidades litológicas iguales representan el buzamiento aparente de 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 el cual se realiza; si el objetivo es mostrar las mayores prominencias estructurales, las secciones se realizarán en dos direcciones, paralelas al eje de la estructura y perpendicular a la misma. En esta última se muestra el buzamiento real tanto de la estructura como de la fallas existentes.

Otras secciones estructurales persiguen definir la posible ocurrencia de fallas y otros elementos detectados por anomalías en los contornos estructurales. En algunos casos, tratan de mostrar el comportamiento estructural de una unidad o yacimiento para ubicar por

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

Una sección estructural muestra las variaciones en posición relativa de los elementos en un plano vertical. En 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, al cual se le asigna una profundidad “0”, es importante tener en cuenta que los valores de profundidad medidos en los registros, son la suma de la profundidad de perforación más el valor de la elevación de la mesa rotaria respecto al nivel del mar.

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

Lo ideal en una sección estructural es que su escala vertical y horizontal sean iguales, para no deformar la estructura, en muchos casos no es posible realizarlas de esta manera por la relación entre espaciamento y profundidad, en estos casos se debe estar consciente de que se tendrá una visión deformada de la realidad. Ver Figura 3.8.

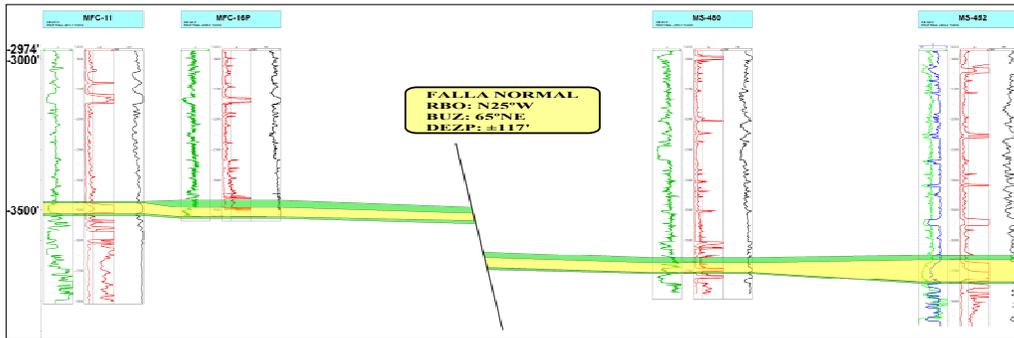


Figura 3.8. Secciones estructurales.

3.1.1.6 Ambientes de Sedimentación

Los diversos ambientes deposicionales son consecuencia de los procesos de erosión, transporte y depósitos de sedimentos. Estos ambientes pueden volverse muy complejos a medida que el sedimento es trabajado, erosionado y transportado a otro lugar. El viento, la lluvia, las tormentas, las olas y mareas, las corrientes, etc. Todos estos factores desempeñan un papel importante en el ciclo de sedimentación. La energía necesaria para transportar los sedimentos termina disminuyendo y finalmente el sedimento se deposita en el suelo. Puede ser enterrado rápidamente y preservado o posteriormente ser removido y transportado a otro lugar de la deposición. El término ambiente es frecuentemente utilizado por los geomorfológicos u oceanógrafos para la caracterización o morfológicas (serranías, desiertos, deltas plataformas continentales, planicies abisales, etc.). (Schlumberger)

Principales tipos de ambientes

➤ Ambientes Continentales (Sistemas Fluviales)

Suelen describirse como abanicos aluviales, corrientes fluviales, lacustres y eólicos. La subdivisión fluvial suele relacionarse con los ríos y corrientes que se encuentran en las configuraciones meandrosas, acordonadas o rectas, así como en los rellenos de los valles aluviales.

Los sistemas fluviales están bien representados, dentro del registro geológico subterráneo. Los abanicos aluviales se verán separadamente, debido a las diversas diferencias de facies tales como la depositación de partículas finas y de conglomerados y cantos rodados, que es típica de los depósitos de abanicos aluviales.

➤ Ambiente Deltaico

Los deltas se forman en la desembocadura de las cuencas vertientes fluviales. Dichas cuencas abastecen el delta de agua, sedimentos y elementos químicos, que llegan a la zona costera de un mar o de un lago. Una cuenca vertiente está generalmente limitada por relieves empinados, caracterizados por depósitos conglomeráticos de conos aluviales o de ríos en trenza. En las partes más distales de la cuenca vertiente, el relieve es menos pronunciado, y se desarrollan llanuras aluviales que pueden ser la sede de importantes

acumulaciones fluviales por agradación vertical en períodos de subsidencia. Cuando los ríos desembocan en el mar, las corrientes fluviales desaceleran bruscamente, debido a su dispersión. Eso provoca el depósito de la mayor parte de los sedimentos cargados por el río, edificando el delta (Fig.3.9). A medida que se acumulan sedimentos, el delta progresa hacia el mar, adquiriendo así una organización morfológica característica con tres medios principales, que son de arriba hacia abajo la llanura deltaica, el frente deltaico y el prodelta.

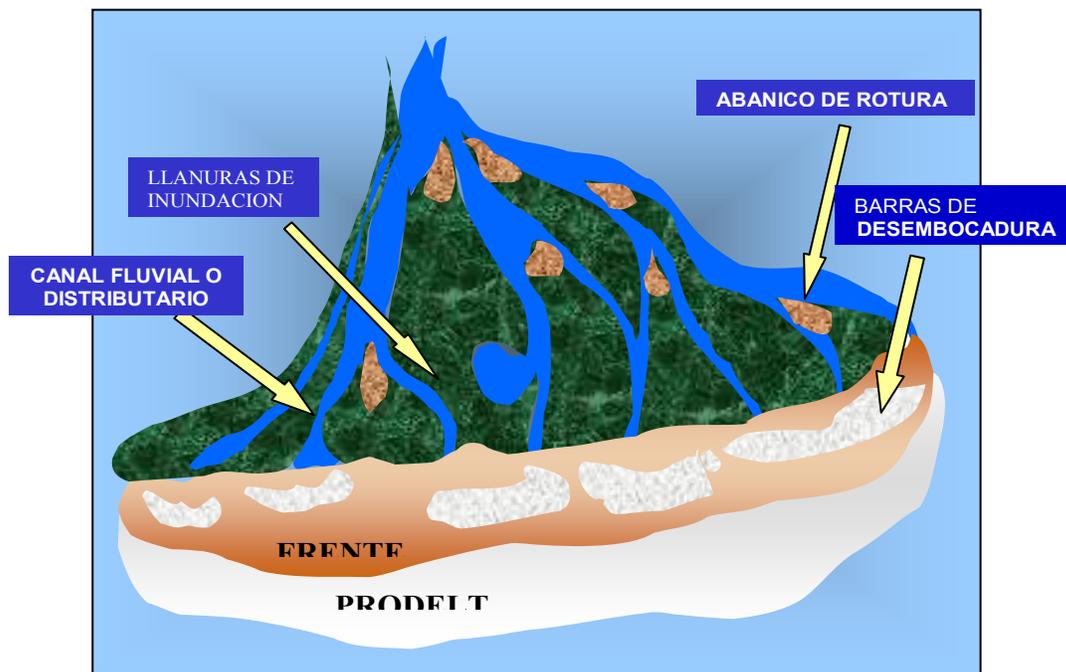


Figura. 3.9 Morfología de un delta.

El tipo de delta resultante dependerá de la magnitud del aporte de sedimento a la costa y su redistribución por las 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 (ver figura 3.10). Aunque, generalmente dos, o tres factores, pueden actuar conjuntamente para dar lugar a deltas de tipo mixto.

- **Delta con Dominio Fluvial**

Los deltas con predominancia fluvial son generalmente lobulados (más común) cuando se acumulan en zonas costaneras someras, o alargados (forma en birdfoot) cuando se edifican en aguas más profundas, por ejemplo en el borde de la plataforma continental. La mayoría de los deltas antiguos parecen ser más bien de tipo lobulado. A pesar de sus diferencias morfológicas, dichos deltas presentan características sedimentológicas comunes.

- **Deltas con predominio de mareas**

Está caracterizado por canales distributarios de tipo estuarino: desembocadura ensanchada (las desembocaduras fluviales son estrechas), bordeadas por llanuras tidales arcillosas (tidal flat, mud flat), y canales meandriiformes aguas arriba.

- **Delta con Dominio de Oleaje**

La deriva litoral transporta la mayor parte de la arena fluvial fuera de las desembocaduras, formando cordones litorales y playas. Si la acción del oleaje es más débil, los cordones de playa no son adheridos a la costa, y forman cordones litorales que limitan lagunas.

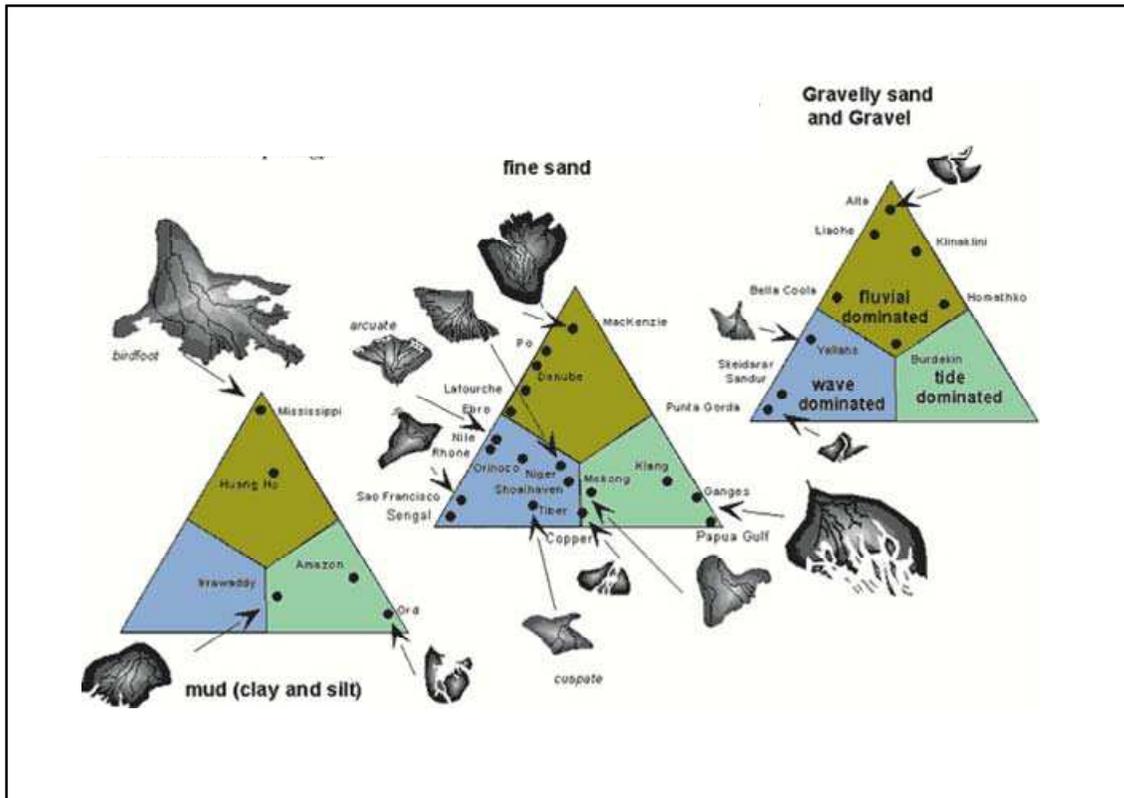


Figura. 3.10 Clasificación de los Deltas según el tipo de energía predominante.

➤ **Ambientes Marinos**

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

a ser trabajados y transportados de nuevo a la costa, como arenas transgresivas que se superponen a depósitos transicionales. Ver figura 3.11.

Nerítico o pelágico: Se extiende desde el límite de la marea baja hasta los 200 m de profundidad. La energía es principalmente mecánica debido a la acción de olas y corrientes; su intensidad es mayor en la costa y decrece hacia las zonas más profundas donde predomina la energía térmica. Los materiales pueden ser esencialmente clásticos, desde grava hasta arcilla. La influencia del factor biológico es menor en las zonas de aguas llanas, a causa de la fuerte agitación a que están sometidas y se incrementa hacia el mar, pudiendo ser un factor importante en la sedimentación de aguas más profundas.

Batial: Se extiende desde 200 hasta 2000 m de profundidad. La energía mecánica es despreciable, salvo el caso de la corriente de densidad y de los derrumbes. Los materiales incluyen clásticos finos originados por sedimentación de las partículas en suspensión, y detritos gruesos que ocasionalmente pueden derrumbarse desde zonas menos profundas. El factor biológico es importante, ya que el aporte de material sedimentario que proviene de los organismos planctónicos puede ser considerable.

Abisal: Comprende las zonas del ambiente marino con profundidades superiores a los 2000 m. La energía mecánica representada por la acción de las corrientes marinas está reducida a su mínima expresión. Los materiales incluyen sedimentos finos originalmente en suspensión y caparzones de organismos planctónicos que representan una importante porción del material depositado en este ambiente.

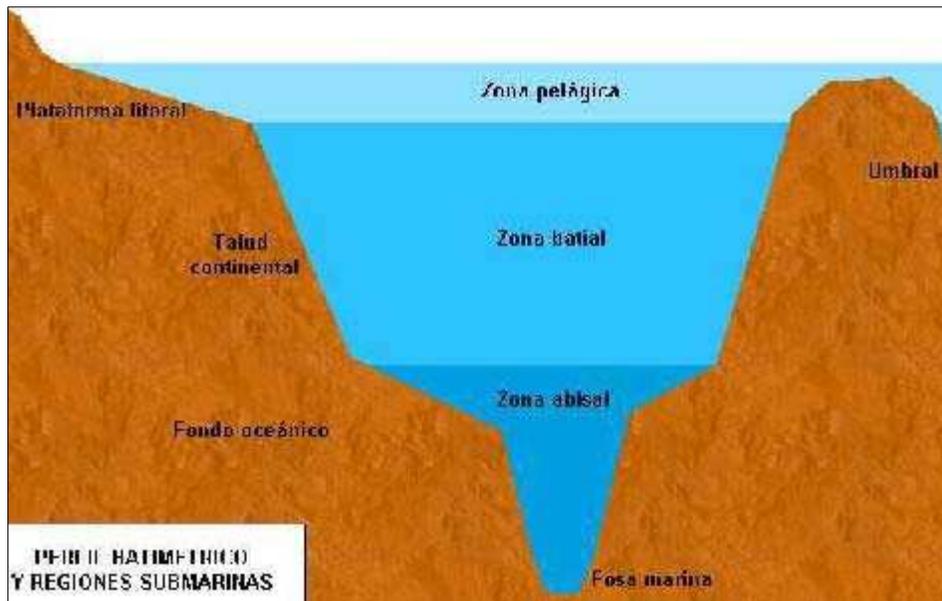


Figura. 3.11 Ambientes marinos.

3.1.1.7 Los Atributos Sísmicos

Son medidas específicas geométricas, kinemáticas, dinámicas ó rasgos estadísticos derivados de la data sísmica. También se pueden definir como el resultado de aplicar funciones matemáticas establecidas a la data sísmica original (amplitud) de un horizonte o intervalo. Algunos son mas sensitivos que otros a tópicos específicos de yacimientos, otros sin embargo son mejores revelando anomalías del subsuelo y algunos han sido usados como indicadores de hidrocarburos. Estos pueden ser medidos de forma estadística (promedios), cuando se desea obtener un determinado atributo arealmente distribuido, o

instantáneos (puntuales dentro de un intervalo), cuando se requiere el valor del atributo en forma de malla de simulación en el modelaje 3D de yacimientos.(Brown, 1997)

Los atributos sísmicos pueden ser usados para ubicar acumulaciones de crudo límites de yacimientos, cambios de litología, cambios en las propiedades de la roca, identificación de contactos de fluidos, entre otras, por medio de relaciones lineales que permiten entender procesos físicos asociados con las respuestas que estos proporcionan. Además, la conversión de la data de trazas y líneas sísmicas en términos de atributos permite obtener información continua en tres dimensiones, para cualquier cuerpo sedimentario, de tal manera que se pueda analizar su distribución espacial, predecir similitud, resaltar cambios y contrastes y otras características que puedan validar y mejorar la calidad de la información ya existente.

Existen “atributos” que reflejan fenómenos físicos explicables (amplitudes, tiempo de tránsito, etc.), mientras que otros no pueden ser definidos como procesos físicos aceptables (promedio de la frecuencia instantánea, amplitudes combinadas de varios eventos, etc.) y/o procesos de presentación gráfica de la información (“time slice”, “horizon slice”, etc.). En la práctica se analizan ambos tipos, buscando una correlación entre estos y propiedades petrofísicas estimadas de registros de pozos.

Atributos Sísmicos se pueden clasificar en dos categorías:

1. Atributos Geométricos o Configuraciones de Reflexión: Computados a partir de la configuración y continuidad de la reflexión. Se utilizan en la interpretación estructural y estratigráfica.

2. Atributos Físicos o Características de Reflexión: computados a través de trazas complejas, fases y otros que corresponden a las diversas medidas del frente de onda propagante. Permiten la predicción o extrapolación de características litológicas o de yacimiento. Entre los cuales se pueden ser descritos:

✓ Cuadratura de la Profundidad de la Traza (Quadrature Trace Depth):

Representa la componente imaginaria de la traza sísmica compleja y es encontrada usando la transformada de Hilbert sobre la traza real. Se aplica para identificar “bright spots” y en análisis amplitud versus offset (Landmark, 1998).

La Amplitud versus “Offset”(AVO), consiste en analizar las variaciones de la respuesta de amplitud con el “offset”, el cual es la distancia fuente- receptor (CIED, 2003)

✓ Intensidad de la Reflexión(Reflection Strength):

Es la raíz cuadrada de la energía total de la señal sísmica en un instante de tiempo dado. Puede ser considerado como la amplitud independiente de la fase, cualitativo en las anomalías sísmicas, es conocida como la intensidad de la reflexión o también como la función envolvente. Este atributo es regularmente usado para identificar bright spots / dim spots / flat spots u otros cambios laterales de litología, contenido de fluidos o cambios estratigráficos, a demás provee información acerca de fallas y es independiente de la fase.(LandMark,1998)

La reflexión sísmica esta evidenciada por un máximo local de fuerza de reflexión. La polaridad al tiempo máximo puede ser positiva o negativa, dependiendo del signo del coeficiente de reflexión, la manera en que la interferencia de reflexiones sucesivas afecta la forma de la onda, tales convenciones se asumieron durante la adquisición y el procesamiento y los cambios de fase se introducen en el grabado y procesamiento. (Tarner y Sheriff, 1977)

✓ Fase Instantánea (Instantaneous Phase)

Es definida como la fase de la traza compleja. Es independiente de la intensidad de la reflexión, y por lo tanto puede resaltar la continuidad de un evento, si la señal es muy ruidosa. Se usa para mostrar patrones depositacionales: acuñaientos, discordancias angulares, zonas de engrosamiento y afinamiento, offlap, onlap, difracciones, y la interferencia de eventos con diferente buzamiento, puede identificar acumulaciones de gas. (LandMark, 1998)

✓ Frecuencia Instantánea (Instantaneous Frequency)

Se define como la tasa de cambio de la fase instantánea. La frecuencia es instantánea cuando el rango temporal del cambio de la fase es instantáneo. Al igual que en la fase instantánea, la frecuencia instantánea es un valor apropiado en un punto, en lugar de ser un promedio sobre un intervalo. (Landmark, 1998)

Es calculada como la derivada de la función arcotangente y es un número que describe que tan rápidamente la fase de la traza compleja cambia. Es usada para resaltar eventos débiles

y en la estimación del factor de atenuación sísmica, cuando los yacimientos de hidrocarburos causan una caída de las componentes de alta frecuencia. Puede proveer información acerca de la frecuencia característica de los eventos, efectos de absorción, fracturamiento y espesores depositacionales (Tarner y Sheriff, 1977).

El atributo de frecuencia instantánea tiende a ser inestable en presencia de ruido.

Un cambio hacia frecuencias bajas se observa en horizontes de arenas con acumulaciones de gas condensado. (Tarner y Sheriff, 1977)

✓ Polaridad Aparente (Apparent Polarity):

Es el signo de la traza sísmica cuando la intensidad de la reflexión tiene su valor máximo o mínimo (+1 ó -1), suponiendo un reflector simple y una ondícula de fase cero. En otras palabras, es la polaridad de la reflexión (+1 ó -1) multiplicada por la intensidad de la reflexión. Se usa en la evaluación de “bright spots”, y en la detección acumulaciones de gas, debido a que responde proporcionalmente a la impedancia acústica, ya que éstas tienen una impedancia acústica menor que los estratos a su alrededor. En estos casos, muestran una polaridad negativa al tope y una positiva hacia la interfase o contacto gas-petróleo.

✓ Respuesta de la fase y de la frecuencia (Response Phase y Response Frequency)

Están definidos como atributos de la traza compleja, donde la potencia de reflexión tiene un máximo local, y están asignados a todo el intervalo de data entre los mínimos adyacentes. Ofrecen un despliegue alterno y, en algunos casos, una mejor visualización de los atributos instantáneos. Se calculan donde la traza sísmica tiene un máximo de energía, por ello está sugerido para identificar secuencias estratigráficas. La frecuencia señala acumulaciones de gas.

✓ Perigram (Traza Normalizada)

Ayuda en la interpretación de estratigrafía secuencial a definir las características de regresión y transgresión.

3.1.1.8 Mapas

El mapa es uno de los productos finales de la interpretación geológica, en el caso del petróleo, pueden decirse que la mayor parte de las propiedades que definen morfológicamente los yacimientos son susceptibles de ser representadas mediante uno o más mapas y se refiere al área, espesor, volumen, forma de la superficie, límites, orientación, propiedades internas de la roca como porosidad, permeabilidad, arena y su distribución en el área. Es necesario señalar que tanto las tendencias como el contorno de las curvas deben estar fuertemente influenciados por el tipo de ambiente sedimentario que se encuentre en la zona. Ver figura 3.12.

➤ **Mapa de contornos estructurales**

Es un mapa topográfico de una superficie seleccionada, donde los datos son profundidades y no alturas, medidas respecto al nivel del mar, por lo tanto, a mayor valor, corresponde mayor profundidad.

Los contornos se establecen sobre un horizonte estratigráfico, bien sea su tope o su base, siempre referido al nivel medio del mar. La importancia de los contornos estructurales es que con ellos se puede representar la forma del tope o la base de un estrato o unidad estratigráfica; así como también, las superficies de falla, o la combinación de topes o bases de estratos con fallas y estratos plegados. Esa representación es lo que se denomina mapa estructural, la cual es una herramienta usada por los Geólogos en la industria petrolera para explorar hidrocarburos desde la etapa inicial de exploración hasta el completo desarrollo de un campo. Este conformado por:

1. Los contornos o curvas estructurales.
2. Las trazas de la falla.

➤ **Mapa isópaco de arena neta petrolífera**

Los mapas isópacos son mapas en los que se presentan variaciones de espesor de una unidad litoestratigráfica, a través de líneas isópacas, por lo tanto, a partir de mapas isópacos

de arena neta petrolífera se evalúan los volúmenes de arena neta con hidrocarburo, donde los límites del yacimiento por lo general están dados por:

1. Falla Normal (sellante), buzamiento arriba.
2. **Contacto agua-petróleo original, buzamiento abajo.**
3. **Límite de roca.**

➤ **Mapa de yacimientos**

Este tipo de representación gráfica se logra cuando, mediante la información de los pozos, elaboramos un mapa Isópaco-Estructural y se incluye los diferentes fluidos que lo componen.

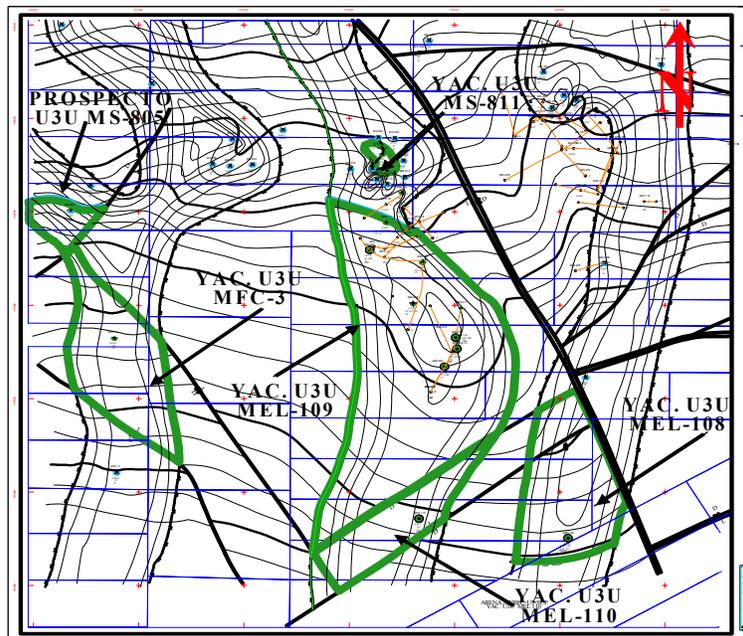


Figura 3.12 Mapa de yacimientos.

3.1.2 Pozos Horizontales.

Los pozos horizontales son perforados paralelamente al plano de estratificación del yacimiento, con un ángulo de desviación no menor de 86° . Este representa una fractura de conductividad infinita donde la altura de la fractura es igual al diámetro de la sección horizontal del pozo.

Estos pozos, debido a la longitud de la sección horizontal, permiten establecer un mayor contacto con el yacimiento, originando un área mayor de exposición de flujo, lo cual permite alcanzar altas tasas de producción y por ende obtener una mayor productividad con respecto a un pozo vertical. Además, esta característica reduce altamente la tendencia a la conificación de agua y gas o ambas en el yacimiento, debido a que permite producir con una velocidad menor de flujo y con una baja caída de presión en las cercanías del pozo. (Ver figura 3.13).

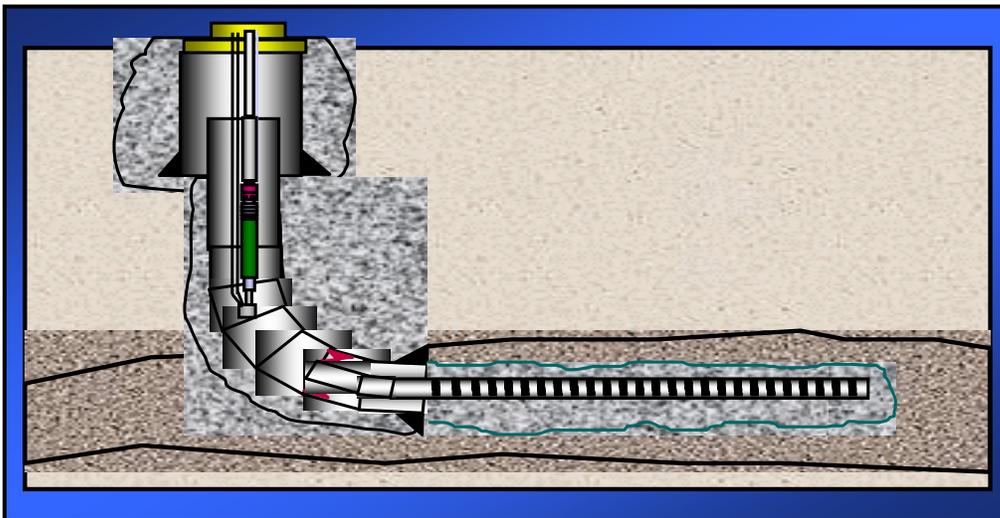


Figura 3.13 Pozo Horizontal.

Los pozos de reentradas (reentry) son pozos donde se perfora una sección horizontal a partir de pozos verticales ya existentes. Adicionalmente puede ser perforado uno o múltiples hoyos a partir de un solo pozo vertical, conocidos como multilaterales.

Esta técnica consiste básicamente, en penetrar en forma horizontal un estrato productor. Así se aumenta el área de exposición al flujo dentro del yacimiento, reduciendo a la vez la caída de presión entre el borde del mismo y el pozo. (Ver figura 3.14).

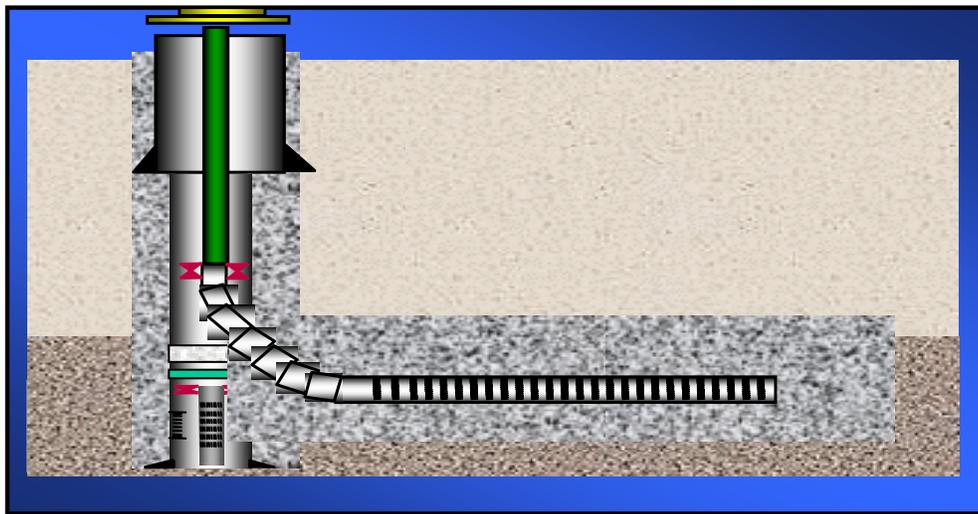


Figura 3.14 Pozo de Reentrada.

3.1.2.1 Ventajas de los Pozos Horizontales.

- Mejoramiento en la eficiencia de barrido.
- Incremento en la productividad y el recobro final del yacimiento.
- Reducción de la conificación y canalización del gas y del agua.
- Posibilidad de explotar yacimientos con bajos porcentajes de hidrocarburos.
- Incremento del área de drenaje.

- La sección horizontal puede ser perforada a lo largo de la arena productora, lo cual permite optimar la distancia entre el intervalo productor y el contacto agua-petróleo.
- Ofrecen la posibilidad de desarrollar yacimientos considerados de bajo valor comercial, utilizando métodos convencionales de explotación.

3.1.2.2 Desventajas de Pozos Horizontales.

- Altos costos de perforación, debido a que se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical y el incremento de riesgo a presentar problemas operacionales.
- Requieren de fluidos especiales de completación y perforación, libres de sólidos para evitar el daño a la formación.
- Las barreras de la permeabilidad vertical limitan la eficiencia del barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desee controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas petróleo.

3.1.3 ESTADÍSTICA

La estadística es la ciencia cuyo objetivo consiste en acumular, analizar, inferir y presentar conclusiones a partir de datos disponibles que proporcionan información de un sistema conocido. Los estudios estadísticos proponen tendencias generales del comportamiento de los sistemas a partir de los resultados de las leyes de probabilidad. Estos se caracterizan por la complejidad y aleatoriedad de los fenómenos que intervienen .

3.1.3.1 Variables estadísticas

- ✓ **La Media:** la media es un valor numérico único representativo de todo un conjunto de observaciones. Existen varios tipos de medias, sin embargo, las dos más importantes son: la media aritmética y la media geométrica.
- ✓ **La Mediana (μ):** representa el valor intermedio de un conjunto de datos que se encuentran ordenados de manera creciente en un histograma. Geométricamente, la mediana es el valor de X (abcisa) correspondiente a la línea vertical que divide la representación gráfica de una distribución de frecuencias (histograma) en dos partes de igual área, de tal forma que la mitad de éstas es mayor que la mediana y la otra mitad es menor.
- ✓ **La Moda:** se define como el valor que ocurre con mayor frecuencia en un conjunto de valores, es decir, el valor del conjunto con una frecuencia absoluta superior a los restantes.

- ✓ **Valor esperado:** la expectativa ó valor esperado constituye la media para una distribución. Es el momento de distribución más importante para una distribución de probabilidad.
- ✓ **La varianza:** es una de las medidas de dispersión más utilizadas Describe la tendencia de una variable aleatoria a “descarriarse” del valor de su media. Al tratarse de valores centralizados, representan sólo los efectos compensados generales del grupo sin expresar tendencias hacia valores extremos .
- ✓ **Desviación estándar:** la desviación estándar es la raíz cuadrada positiva de la varianza.
- ✓ **Estimadores:** son el vehículo para la determinación, a través de inferencias, de las variables requeridas y en un espacio muestral no accesible por la data disponible .

3.1.3.2 Características de las distribuciones de probabilidad

A través de las distribuciones de probabilidad es posible extraer un “promedio” de la variable y así sintetizar cuán diferente son sus valores. Los gráficos de distribución más importantes son:

➤ La Distribución normal o gaussiana

Es la distribución más importante en la teoría estadística convencional por la gran cantidad de fenómenos que pueden representar, su extraordinario valor teórico y su versatilidad de representación. Una distribución normal tiene forma de campana simétrica con respecto a la

mediana (Figura 3.15), está únicamente determinada por la media y la desviación estándar y tiene una distribución continua cuya función de densidad de probabilidad $f(X)$ es la siguiente:

$$f(X, \mu, S^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi S^2}} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{X - \mu}{S}\right)^2\right]$$

Ecuación 3.1

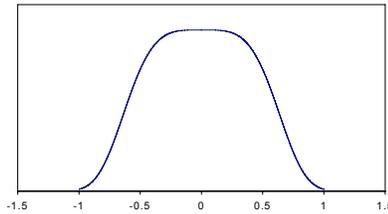


Figura 3.15 Función de distribución Normal de Probabilidad.

➤ **Distribución logarítmica normal**

Es un tipo de distribución en la cual no es la variable X sino sus logaritmos los que se distribuyen normalmente (Figura 3.16). Esta distribución es importante en la caracterización de yacimientos porque la permeabilidad suele ajustarse a esta distribución. Su función de densidad de distribución está dada por:

Ecuación 3.2

$$f(X, \mu_{\ln X}, S^2_{\ln X}) = \frac{1}{S^2_{\ln X} \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln X - \mu_{\ln X}}{S_{\ln X}}\right)^2\right]$$

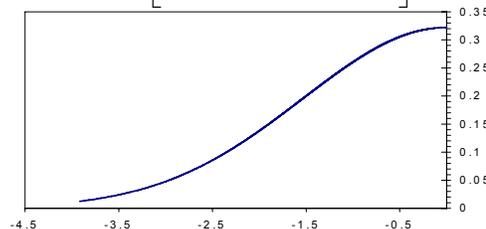


Figura 3.16. Función de Distribución Logarítmica de Probabilidad.

$$Y = \text{LNnormal}(X, 0.1)$$

3.2 Fases presentes en un estudio integrado.

La realización de un estudio integrado se lleva a cabo en varias fases, las cuales consisten en la revisión y/o generación de diversos modelos, detallados a continuación:

3.2.1 Validación de Datos del Proyecto.

En esta fase se hace la revisión y recopilación de estudios geológicos, de petrofísica, análisis PVT, pruebas de presiones, datos históricos de producción e inyección, entre otros, para luego validarlos y de esta forma contar con data confiable, lo cual es de suma importancia para cualquier estudio de ingeniería de yacimientos, también se captura data adicional si fuese necesario.

3.2.2 Modelo Estático.

El modelo geológico representa una de las fases más importantes en el estudio integrado de yacimientos, el cual consiste en la descripción estática del yacimiento. Este modelo tiene como objetivo al desarrollo y adecuación de metodologías integradas que permitan una comprensión mayor de los yacimientos, en términos físicos y geológicos. Esta fase está formado por equipos multidisciplinarios para definir con certeza la geometría del yacimiento, describiendo sus características geológicas y petrofísicas. Las metas del área están enfocadas a obtener un modelo geológico- petrofísico a escala de yacimiento,

integrando datos de diversas fuentes como: geología, registros de pozos, sísmica y núcleos, etc.

El modelo estático de yacimientos representa las propiedades del yacimiento que no presentan variaciones a través del tiempo, como es el caso de: porosidad, permeabilidad, espesor, tope, fallas, ambiente de deposición, continuidad en dirección vertical y horizontal de las arenas, litología y límites de la roca, que unidos a las pruebas de presión y producción de yacimientos permiten su delimitación.

El modelo estático comprende a su vez una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento en estudio, dichos modelos son los siguientes:

3.2.2.1 Modelo Estructural.

La construcción de un modelo estructural se elabora a partir de la información de mapas de topes y patrones de fallas interpretadas. Esta fase del estudio está dominada básicamente por geofísica. La sísmica proporciona una visualización de las estructuras del subsuelo y puede inferir un modelo de geometría del yacimiento. El método sísmico se logra con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar el tope del yacimiento, los lentes que lo conforman, además, define la orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimita estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales y mapas de compartimentos. La identificación de las fallas se obtiene de

evidencias geológicas (inconsistencia en la correlación estratigráfica), evidencias de pozos (pérdida de secciones o secciones repetidas), y en data sísmica (discontinuidades en los patrones de reflexión).

Esta fase tiene como objetivo interpretar la sísmica aportando nuevos elementos estructurales y estratigráficos a los modelos existentes. Esto permite, por una parte, validar las tendencias generales de los estudios previos, y por otra definir un modelo estático más detallado con menor incertidumbre para los yacimientos de hidrocarburos.

3.2.2.2 Modelo Estratigráfico -Sedimentológico.

La correcta descripción de los sistemas sedimentológicos y depositacionales proporciona una evaluación semicuantitativa de los parámetros geométricos. Este define la arquitectura interna del yacimiento. Consiste en correlacionar los reflectores intrayacimiento de los lentes que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo y análisis de estratigrafía secuencial, además de realizar secciones, para ilustrar correlaciones estratigráficas, discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, cambios de facies, reconstruyendo la geometría de las arenas. En el modelo sedimentológico, el análisis de las facies provee información relacionada a edades de rocas, ambientes, geometría del sistema de poros, la presencia e impacto de los procesos post-depositacionales e identificar unidades sedimentarias. Finalmente, la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos facilitan la caracterización de unidades de flujo y delimita intervalos de producción.

3.2.2.3 Modelo Petrofísico.

Con el análisis petrofísico, se pueden relacionar las propiedades tanto físicas y texturales así como las características fundamentales de la roca. Estas propiedades son fundamentales para la predicción del comportamiento del sistema poroso permeable dentro del yacimiento. Muchas de estas propiedades son medidas directamente en el laboratorio mediante los análisis de núcleo.

Las características petrofísicas varían tanto horizontal como verticalmente en un yacimiento. Para obtener un buen análisis de esta variación, es necesario contar con un número de pozos bien distribuidos en el área de estudio.

Este modelo permite cuantificar los parámetros básicos de porosidad, saturación, permeabilidad y contenido de arcillas de los depósitos, así como la generación de mapas de isopropiedades y de mapas de arena neta petrolífera, permitiendo una descripción detallada de las propiedades de la roca y la distribución de los fluidos que esta almacena.

La evaluación petrofísica no puede hacerse directamente de los pozos es por ello que se realizan mediante el análisis de los perfiles de cada pozo pertenecientes al yacimiento.

3.2.2.4 Modelo de fluidos.

Define las propiedades de los fluidos y su distribución inicial en el yacimiento. Específicamente este modelo encierra el análisis de propiedades fisico-químicas de los

fluidos, propiedades P.V.T, permeabilidades relativas, presiones capilares, lo cual permite la determinación de los contactos iniciales de fluidos, factores volumétricos de la formación, compresibilidades, solubilidades del gas, composiciones químicas, comportamiento de fases y gravedades específicas.

Cabe destacar que el estudio del comportamiento de los yacimientos requiere el conocimiento de las propiedades de los fluidos. Estas propiedades se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fondo o de superficie. El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis Presión - Volumen - Temperatura (PVT), y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para la mezcla de hidrocarburos en un yacimiento en particular. Durante años los ingenieros de campo han utilizado correlaciones empíricas, cuando no se dispone de los análisis de laboratorio para determinar las propiedades físicas de los fluidos, necesarias para el análisis del comportamiento de los mismos, cálculo de reservas y diseño de equipos.

3.2.3 GEOESTADÍSTICA

Es el estudio de los fenómenos que fluctúan en el espacio. Su principal diferencia con la estadística tradicional es que ésta toma en cuenta la correlación espacial, las cuales, en su gran mayoría, caracterizan un fenómeno natural.

La geoestadística es usada en la exploración petrolera como una manera de obtener diferentes realizaciones o mapas de heterogeneidades de un yacimiento. Esta debe ser usada conscientemente con el conocimiento de la calidad de la información y esencialmente de los procesos sedimentarios involucrados en la génesis de un yacimiento. Se puede emplear geoestadística para modelar propiedades de un yacimiento, tales como facies, porosidad, permeabilidad, índice de calidad del yacimiento, etcétera; bajo la suposición de que son variables aleatorias .

3.2.3.1 Análisis estadístico de datos

Explorar los datos de una muestra esencialmente significa presentar, ilustrar y cuantificar las características esenciales presentes en toda la data a ser analizada. En general la exploración de datos, como primer paso dentro del análisis geoestadístico, sólo intenta averiguar la tendencia central, la dispersión, la correlación interna y, en caso particular, la distribución espacial de los datos provenientes de diferentes fuentes, las que pueden ser geofísica, geología, petrofísica, etc.

Las principales herramientas usadas en el análisis exploratorio de datos son: las Estadísticas descriptivas, los Histogramas (Figura 3.17), los Gráficos de Caja, los Correlogramas, los Mapas de clases y los Gráficos de probabilidad .

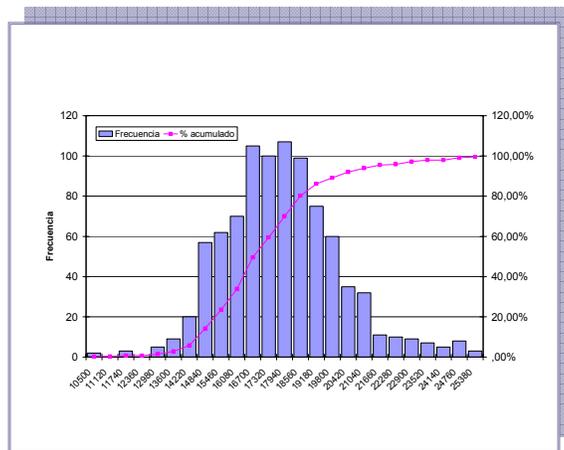


Figura 3.17 Histograma de frecuencia

3.2.3.2 Aplicación de técnicas geoestadísticas

Las propiedades de los yacimientos muestran una variabilidad espacial errática que difícilmente puede ser determinada mediante funciones determinísticas. Una forma de tomar en cuenta la aleatoriedad de las variaciones de las propiedades y de la incertidumbre asociada a dicha distribución espacial, consiste en adoptar una interpretación probabilística. De esta forma, cada propiedad del yacimiento se interpreta como una distribución de probabilidad, esto debido a que las propiedades son en realidad funciones en el espacio y su interpretación probabilística es una función aleatoria. Así, las fluctuaciones espaciales de las propiedades pueden concebirse como una realización de funciones aleatorias o procesos estocásticos. Los métodos estocásticos difieren de los métodos determinísticos, en que los primeros toman en cuenta los procesos aleatorios, mientras que los segundos consideran que las mismas causas en circunstancias distintas producirán siempre los mismos efectos.

Técnicamente, la geoestadística es la aplicación de la teoría de las variables regionalizadas a la estimación de procesos o fenómenos geológicos en el espacio y se basa en considerar, que los datos se correlacionan por su distribución temporal o espacial.

3.2.3.3 Variables regionalizadas

Una variable regionalizada es aquella que se encuentra distribuida en el espacio y presenta una estructura espacial de correlación. Ejemplos de variables regionalizadas son: la porosidad (ϕ), la permeabilidad (K), el espesor neto petrolífero (ANP), el volumen de arcilla (Vshl), y otros. Así pues, si $Z(x)$ es el valor de la característica Z en el punto x , $Z(x)$ es una variable regionalizada.

Posee dos características contradictorias, por un lado un aspecto aleatorio asociado con las variaciones erráticas e impredecibles de la variable, y por otro lado un aspecto general estructurado que refleja en cierta forma las características globales de variación del fenómeno regionalizado.

3.2.3.4 Variogramas o semivariogramas

El Variograma o Semi-Variograma es la herramienta principal de la geoestadística, para visualizar, modelar y describir la variabilidad espacial de un atributo distribuido en el

espacio. En general, es una medida del grado de dispersión que existe entre los datos en función de su separación . Se define formalmente como:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} * \text{Varianza}[Z(x+h) - Z(x)] \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Principalmente en el estudio geoestadístico se realiza el variograma experimental el cual se estima sobre la base de los datos y la estructura del fenómeno. (Figura 3.18).

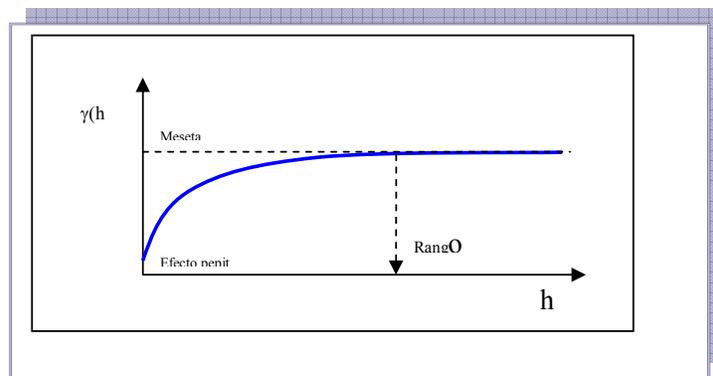


Figura 3.18 Propiedades de los variogramas.

Aquellos variogramas que se caracterizan por una meseta y un rango se les llama Modelo de **Transición** y el variograma al cual se le puede ajustar un modelo se llama **Variograma Teórico**. Los modelos de ajuste más comunes son el Esférico, el Exponencial, el Gaussiano y el modelo Lineal Generalizado (aquellos que no presentan meseta). (Figura 3.19).

Los parámetros para el cálculo del variograma experimental son los siguientes:

LAG O DISTANCIA: medida de desplazamiento a la cual se calcula el variograma.

LONG (Longitud): longitud del LAG.

ANCHO: ancho del variograma.

TOLERANCIA ANGULAR: definida para una dirección que permite calcular el valor del variograma entre las demás direcciones

ALTURA ANGULAR: ángulo vertical medido desde el plano horizontal.

ALTURA: altura del variograma

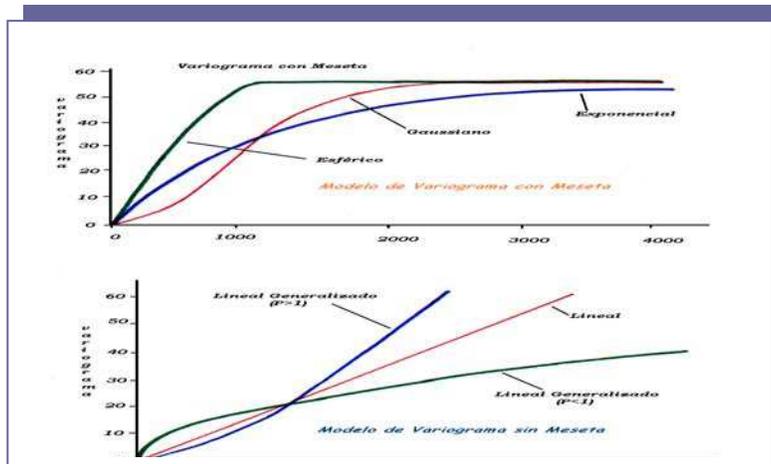


Figura 3.19 Modelo de variogramas

3.2.3.5 Método Kriging

Es un método de estimación local, que proporciona un estimador lineal insesgado de las variables aleatorias desconocidas del fenómeno en estudio, es decir, permite calcular estimados lineales de una variable regionalizada en un punto, sobre un área o dentro de un volumen. En el caso de que el estimado sea sobre un punto se habla de Kriging puntual, y en el caso de que el estimado sea sobre un área o volumen se habla de Kriging por bloques.

Modelos de kriging

El Kriging, al igual que en los métodos de estimación explicados anteriormente, permite determinar el valor de una variable regionalizada a través de una ecuación:

$$Z(x) = Y(x) + m(x) \qquad \text{Ecuación 1.4}$$

Donde $m(x)$ es una función de “tendencia” de la propiedad, la cual es posible determinar a través del *variograma*, y $Y(x)$ involucra los pesos λ_a en su función de covarianza. A continuación una breve descripción de los casos de Kriging más utilizados en la Industria Petrolera:

a) Kriging ordinario: es un interpolador lineal, exacto y de solución única, donde la variable regionalizada $Z(x)$ no depende de la tendencia (no existe estudio variográfico detallado que indique tendencias preferenciales).

b) Kriging con deriva externa: se supone que la tendencia $m(x)$ es conocida y que no es constante. En este caso se debe disponer de atributos sísmicos (deriva) y de la función de covarianza o variograma que indica la tendencia preferencial de variabilidad.

c) Kriging simple: es el método más sencillo entre todos los Kriging. En este caso se supone que la función aleatoria es estacionaria y se conoce su media $m(x)$ la cual es

constante. La principal característica del Kriging Simple es que no se escribe en los términos del variograma ya que se puede calcular la covarianza sin problemas.

Este modelo de Kriging es el mayormente usado en la simulación estocástica. Otros casos importantes de Kriging son: Co-Kriging, Co-Kriging Colocado, Kriging Indicador.

3.2.3.6 Simulación Estocástica

La simulación estocástica es un procedimiento dentro de la geoestadística usado para cuantificar la incertidumbre y consiste en generar una gran cantidad de realizaciones o escenarios posibles del modelo petrofísico del yacimiento en estudio, esto a través de una técnica donde se obtienen valores “equiprobables” de la propiedad petrofísicas en los puntos donde no se tiene información (entre pozos), siempre respetando características tales como la variabilidad espacial, las direcciones preferenciales de anisotropías y las diferentes fuentes de información utilizadas para su generación. El término condicional significa que se respeta, en cada realización, la información conocida en los puntos observados.

Para ello es necesaria la recolección de una serie de datos y análisis de los mismos, con la finalidad de generar múltiples imágenes estocásticas de alta resolución condicionadas a toda la información y así obtener una respuesta probabilística.

3.2.4 Modelo Dinámico de Yacimiento.

Define los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se mueven. Comienza con el análisis de los datos dinámicos: Datos PVT, composición de los fluidos, permeabilidad relativa, presiones capilares, historias de producción, inyección y presión.

La interpretación de esta información permite definir las condiciones y distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción y las reservas totales. Una vez establecidas las condiciones dinámicas de los fluidos (PVT) y su relación con la roca (K_r), debe procederse al uso de balance de materiales para determinar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio (P.O.E.S./G.O.E.S.)

3.2.4.1 Simulación de Yacimientos.

La simulación de yacimientos petrolíferos tiene que ver con la construcción y operación de un modelo, donde se integran todos los resultados generados en la fase de geología, petrofísica e ingeniería, capaz de reproducir el comportamiento real del yacimiento. Son simplemente un juego de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, que sujetas a

ciertas suposiciones, describen los procesos físicos activos en el yacimiento, tales como: transferencia de masa y movimiento de fluidos en medios porosos.

El objetivo de la simulación de yacimientos petrolíferos es la estimación del comportamiento futuro del campo bajo uno o varios esquemas de producción. Este modelo permitirá obtener resultados aproximados de diferentes esquemas de desarrollo y producción, lo cual es el principal insumo en la evaluación técnico-financiera de un proyecto. El modelo deberá ser capaz de reproducir el comportamiento de producción / presión del yacimiento y validar P.O.E.S / G.O.E.S., para garantizar la validez de los resultados. La confiabilidad de los simuladores modernos y la disponibilidad de los enormes avances tecnológicos en materia computacional han convertido a la simulación de yacimientos, en una alternativa para estimar el comportamiento de yacimientos de cualquier tamaño y un elemento de decisión importante, tanto para la planificación a corto, mediano y largo plazo, como para las decisiones que a diario deben tomarse en las operaciones de producción.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

La formación de equipos multidisciplinarios de investigadores para definir con certeza la geometría del yacimiento, cuya meta está enfocada a obtener un modelo geológico, mediante técnicas geoestadísticas a escala de yacimiento en el área Oeste del Campo Melones, integrando datos de diversas fuentes como: geología, registros geofísicos de pozos, sísmica 2D y 3D, y núcleos. La integración de varias disciplinas (sedimentología, estratigrafía, geología estructural, ingeniería de yacimientos, petrofísica entre otras) fue la base fundamental en la construcción de un modelo estático integrado para las arenas U2U, U2L, U3U y U3L; perteneciente a los yacimientos MS-803, MEL-107, MEL-109 y MEL-107 respectivamente, mediante las cuales se logró obtener de manera secuencial los conceptos básicos y los diferentes procesos que permitieron obtener una comprensión mayor de los yacimientos, en términos físicos y geológicos.

En general la investigación se desarrolló en varias etapas, diseñadas de acuerdo con el siguiente esquema de numeración:

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

En busca de determinar e interpretar el universo de información, se ideó y modeló una base de datos que abarca todos los aspectos inherentes al estado actual de las arenas en estudio, para tratar de determinar problemas presentes en el campo. Esta etapa se basó en la recolección de trabajos de grado, informes técnicos y cualquier otro tipo de estudios previos del área de interés, revisión de manuales de aplicaciones que serán utilizadas durante la realización del proyecto y todo el material bibliográfico que ayude al óptimo desarrollo del proyecto. Todo ello a fin de tener una base comparativa al inicio del estudio en cuanto a datos básicos y oficiales del Campo, y los yacimientos para posteriormente comparar resultados finales. El material bibliográfico utilizado fue tomado del Centro de Documentación Geológica (CDG), ubicado en las instalaciones de PDVSA, utilizando su base de datos "RIPPET", de donde se obtuvieron los informes de estudios realizados en el campo y fundamentos teóricos.

4.2 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN.

Se revisaron estudios previos del Campo Melones, con los cuales se obtuvieron los datos referente a las arenas U2U, U2L, U3U y U3L y así poder validar la data actual.

La información referida a la historia de pozos completados en los yacimientos, producción, informes de perforación, diagramas de completación, informes geológicos, reparación y estimulaciones, se obtuvieron del programa SIMDE (carpeta de pozos), que son archivos

- Mapa base a escala 1:20.000 de acuerdo a las coordenadas del área de estudio, con la finalidad de ubicar los pozos y trazar las secciones correspondientes.
- Registros eléctricos y radiactivos, con el objetivo de analizar los posibles contactos (CAPO y CGPO), realizar correlaciones, elaborar mapas, etc.
- Carpetas de pozos y libros de producción, para ubicar en la base de datos, elevación de la mesa rotaria, elevación del terreno, intervalos de cañoneos, trabajos realizados en los pozos, historia de producción desde su inicio hasta la última prueba realizada, etc.
- Clasificación de la información sísmica a partir de la interpretación sísmica 3D realizado en el área.

4.3 MODELO DE DATOS VALIDADOS

Una vez adquirida toda la información de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, y todo lo referente a la geología, también mapas base de los yacimientos a los cuales pertenece cada una de ellas, grabaciones de sísmicas 3D, datos de registros de pozos, mapas isópacos y estructurales, para verificar y ubicar los pozos que atraviesan las arenas en estudio, también se hallaron las profundidades de los topes, los espesores y la presencia o no de contactos de fluidos y su ubicación, para después proceder a revisar cada uno de los intervalos perforados y cañoneados; revisión de las fichas de pozos las cuales incluyen además, información referente a la elevación de la mesa rotaria, del terreno, coordenadas planas y UTM, fecha de perforación y completación. Todo esto con la ayuda adicional de la

aplicación “SIMDE” (Carpeta de Pozos) con la cual se verificó la información obtenida de los registros, además de obtener los datos de las completaciones originales y actuales de los pozos, trabajos realizados y pruebas oficiales, y finalmente se construyó una base de datos, la cual fue creada desde “OPenWorks” que es una aplicación de la plataforma Landmark y posteriormente cargados a la base de datos corporativa “FINDER”.

4.4 MODELO ESTÁTICO

El estudio se basó principalmente en la generación de un modelo estático geológico integrado de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, perteneciente a los yacimientos MS-803, MEL-107, MEL-109 y MEL-107 respectivamente con la finalidad de estudiar los aspectos geológicos, en función de la interpretación de la correlación de pozos, elaboración de secciones estructurales y estratigráficas, y la integración de los mapas geológicos.

Todo lo anterior es realizado con el propósito de actualizar los límites, ubicación de contactos, así como realizar los cálculos del petróleo original en sitio (POES) por el método volumétrico

La existencia de las nuevas técnicas de medición e interpretación, hace necesario asegurar un correcto orden del método a seguir, por lo que trabajar en forma sistemática permite obtener los resultados más consistentes y representativos del modelo estático de las arenas.

Los topes y las bases estructurales de los pozos que atraviesan las arenas U2U, U2L, U3U y U3L dentro de los yacimientos, fueron establecidos mediante las correlaciones pozo a pozo, utilizando el módulo “Correlation”, de la aplicación “Stratworks”, de la Plataforma “Landmark”. Para ello el método se basó en la interpretación de los registros de pozos, identificando topes y bases estructurales en los pozos ubicados dentro del área en estudio, información de datos de sísmica 3D y referencia de estudios anteriores. La correlación de perfiles de pozos, se utilizó en el sentido de equivalencia de edades de las unidades estratigráficas, tomando en consideración las características litológicas que componen los estratos. Los registros más usados fueron aquellos cuya respuesta está influenciada por cambios litológicos. Estos registros son los de Rayos Gamma (GR), y Potencial Espontáneo (SP). Se crearon líneas de correlación utilizando la aplicación “MapView” de la Plataforma “Landmark”. Ver figura 4.3.

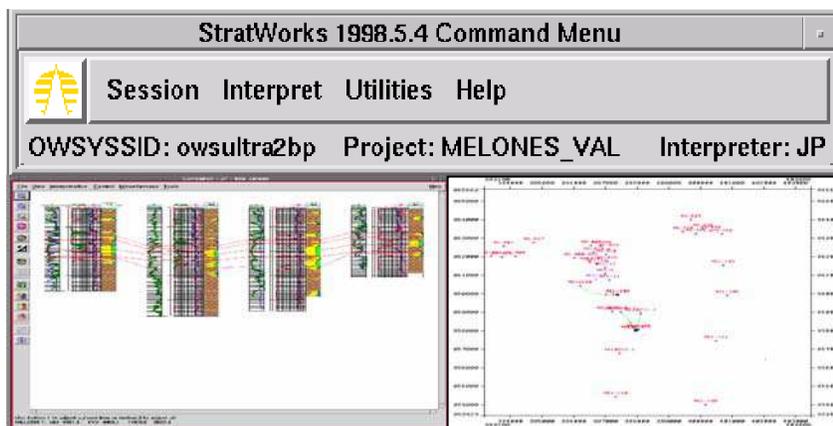


Figura 4.3 Ventanas de StratWorks.

El modelo estático comprendió la ejecución de una serie de modelos, entre los cuales se mencionan a continuación:

4.4.1 Modelo Estructural

Se procedió a elaborar el modelo de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, sobre la base de la información proveniente de los pozos perforados (registros de pozos) y la interpretación del horizonte sísmico de las arenas de interés.

4.4.1.1 Información de pozos

Se trabajó con un total de 3 pozos completados y 20 pozos interpretados en el yacimiento U2U/MS-803, 5 pozos completados y 19 interpretados en el yacimiento U2L/MEL-107, 2 completados y 4 interpretados en el yacimiento U3U/MEL-109 y 5 pozos interpretados para el yacimiento U3L/MEL-107, en los cuales se revisaron los topes, bases, profundidades, etc. Partiendo de dos pozos correlacionados (MEL-107 y MEL-109), se realizaron las correlaciones pozo-pozo de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L. Adicionalmente se elaboraron líneas de correlación bajo la plataforma “LandMark”, en la aplicación de “StratWork”, modulo “Correlation”, con el fin de ubicar topes y bases de las arenas U2U,U2L,U3U y U3L. El datúm fue escogido tomando el pozo menos profundo o en su defecto el más alto, con el propósito de asegurar que todos los pozos entrarán a ese nivel de profundidad.

4.4.1.2 Interpretación de la sísmica 3D.

Otra información que permitió el enlace definitivo de todo lo anterior fue la sísmica 3D del área, en la cual con la ayuda del geofísico y a través de un estudio que se realizó para todo el cuadrángulo, se terminaron de verificar las fallas presentes en los yacimientos a los cuales pertenecen las arenas en estudio, todo esto se realizó en la plataforma “Landmark”, mas específicamente en la aplicación “Seisworks”.

La interpretación se llevó a cabo en un área que comprende aproximadamente 84 Km² de sísmica 3D, en la cual ya existían interpretaciones previas que incluían algunos horizontes interpretados (Arena R4 y Basamento), que fueron de gran ayuda en la calibración de la sísmica 3D con los datos de pozos. Consistió en la interpretación de los datos obtenidos de la etapa de procesamiento, esto con el objeto de evaluar y diagnosticar las condiciones estructurales y estratigráficas del subsuelo, y poder así generar un modelo geológico. En esta fase se llevaron a cabo las siguientes etapas:

- Identificación de los horizontes próximos sísmicos con los marcadores geológicos . Con la interpretación de los datos sísmicos 3D.

- Generación de los mapas estructurales en tiempo

Con los sismogramas sintéticos de los pozos MEL-107 y MEL-109, se hizo la calibración sísmica- pozo, y se identificaron los reflectores sísmicos de los horizontes próximos al tope

de las unidades U2U, U2L, U3U y U3L. Los horizontes de las arenas correspondientes a los yacimientos estudiados fueron interpretados en la aplicación “SeisWorks” a partir de los pozos control, generando líneas espaciadas para tener una visión global de la continuidad de los eventos en el área. En primer lugar fueron asignados los siguientes atributos a los cuatro horizontes creados en tiempo, usando para la interpretación: U2U,Zero(+/-),U2L,Minimo, U3U,Zero(-/+) y U3L,Máximo, el tipo de “Track”(modo de interpretación) “autodip” en las zonas donde se observó buena resolución sísmica y “point”, en las zonas en las que era necesario continuar el horizonte sísmico en forma manual siguiendo la tendencia general; ya que la sísmica 3D no proporcionaba una buena definición de los horizontes. Se usó el polígono de correlación, donde se hacía difícil identificar reflectores, debido generalmente a fallas, pérdida de resolución, acuñaientos, etc. La interpretación de los horizontes sísmicos se realizó cada 1 “Line” (línea sísmica, en dirección Norte-Sur) y “Trace” (línea sísmica, en dirección Oeste- Este). Se interpretó de esta manera los horizontes próximos a las arenas U2U, U2L, U3U y U3L. Luego se realizó una interpolación proporcionada por la aplicación “ZAP Cross Correlations”; la cual completó los espacios vacíos donde no se realizó interpretación. Seguidamente se aplicó un filtro (tipo “ Spike”) para eliminar saltos bruscos originados por la aplicación del “Zap”, y de esta manera suavizar la interpretación realizada, y generar mapas con sentido geológico.

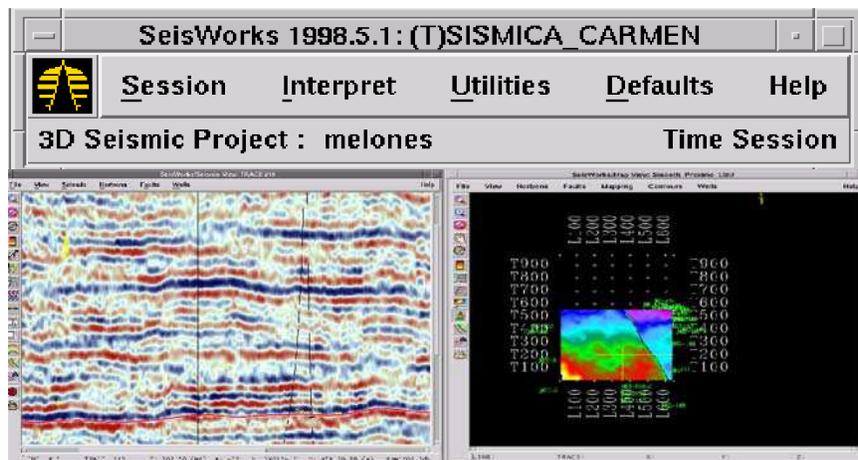
Los mapas estructurales en tiempo se elaboraron en la aplicación “SeisWorks”, de la plataforma “Landmark”. En este estudio se interpretaron los horizontes próximos U2U, U2L, U3U y U3L, pertenecientes a la formación Merecure.

- Conversión a profundidad, a partir de un modelo de velocidades

Las tablas tiempo- profundidad (T-Z) asociadas a los pozos del área, constituyeron la base fundamental para la generación del modelo de velocidad en este proyecto. Aunque se sabe que no necesariamente la velocidad varía de acuerdo a la estructura, este modelo funciona mejor que una simple interpolación lineal.

Los horizontes sísmicos próximos a los topes de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L ya creados en tiempo, sirvieron como control estructural en la conversión a profundidad a partir de un modelo de velocidad existente.

Finalmente, se realizó la conversión de los horizontes próximos a los topes U2U, U2L, U3U y U3L de tiempo a profundidad mediante la ecuación “ $v = d/t$ ”, con el modulo TDQ de la plataforma “Landmark”, con lo que se obtiene la componente en profundidad, previamente conocido el tiempo de tránsito (t) y la velocidad (v) dada por el modelo de velocidad existentes. Ver figura 4.4.



4.4 Ventanas de SeisWorks.

➤ Validación de fallas

En la aplicación “Seisworks” se identificaron las fallas a través del mapa estructural en tiempo, mediante la observación de grandes cambios de amplitud correspondientes a quiebres e interrupciones en los ciclos geológicos. Se correlacionaron las posibles fallas en aquellas donde se observó un cambio marcado de amplitud, así como en las líneas sísmicas, haciendo el seguimiento a través de cada traza, identificando su lado levantado y su lado deprimido, y luego se generó el polígono de fallas, el cual fue posteriormente exportado a la aplicación “Z-MapPlus”.

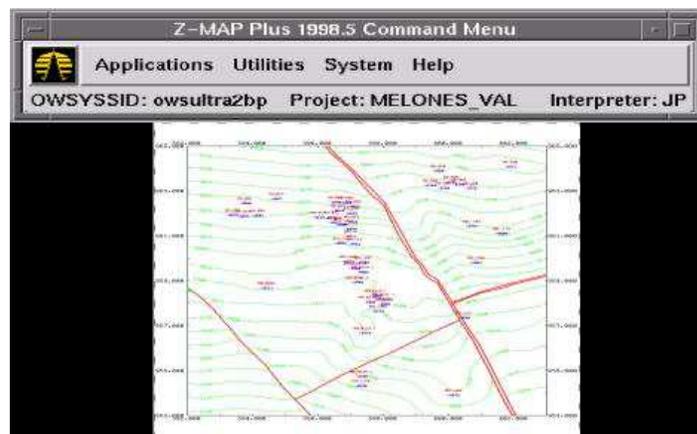
➤ Elaboración del mapa estructural

La aplicación “ZMapPlus”, permitió generar una grid de superficies partiendo de una serie de datos tales como contornos, fallas, límites del yacimiento, líneas estructurales, etc., el cual contiene numerosas funciones que permiten al usuario manipular los grupos de datos. Esto se realiza con el fin de calibrar la interpretación sísmica 3D con la información de pozos, obtenida mediante la correlación. Se generó un mapa residual respetando la tendencia de la sísmica y de las estructuras, para lo cual era necesaria la información de las unidades U2U y U2L, y para U3U, U3L y U4 se extrapoló la información de la sísmica 3D, considerando que no existen cambios bruscos al pasar de una unidad a otra, debido a la similitud en cuanto a sus características litológicas y estructurales. Dentro de la aplicación “ZMap-Plus”, fueron creados un “Master file” (MFD), que es el archivo que permitió

guardar todos los archivos generados en el “Graphic file” y el “Picture”, que permiten la visualización de los mapas estructurales generados para cada unidad litológica

En el “Graphic file” (ZGF) se generó una grid para cada una de las estructuras de los horizontes, realizando un mallado, lo cual consistió en interpolar todos los puntos con la información de los topes estructurales de las unidades U2U, U2L U3U y U3L, generando de este modo los contornos estructurales e intersectándolos con el polígono de falla extraído de la aplicación “Seisworks”. Cabe destacar que sólo una parte del modelo oficial pudo ser comparado con el mapa sísmico, debido a que este último no cubre toda el área del yacimiento.

Se crearon los horizontes estructurales para cada una de las unidades litológicas (U2U, U2L, U3U y U3L). Seguidamente se exportaron como archivos “ASCII”, para ser usados en el simulador geostadístico “IRAP- RMS”, al igual que el polígono de fallas. Se realizó la conversión de los horizontes a contornos estructurales, para actualizar el mapa en “SIGEMAP 3.0”, ver figura 4.5.



4.5 Ventana de Z Mapplus.

4.4.1.3 Atributos Sísmicos

El uso de los atributos sísmicos tuvo como finalidad aprovechar la información contenida en el volumen de datos sísmicos interpretados previamente para ajustar el modelo sedimentológico y estratigráfico de las unidades geológicas en estudio, mediante la aplicación “PostStack/PAL” de “OpenWorks” . “El PostStack” es un módulo que permite escoger el tipo de atributo acorde con las diversas técnicas de análisis de estudio. De esta manera se escogieron 9 atributos sísmicos instantáneos (3D). Entre los que se usaron están: Cuadratura de la Profundidad de la Traza (Quadrature Trace Depth), Intensidad de la Reflexión (Reflection Strength), Fase Instantánea (Instantaneous Phase), Frecuencia Instantánea (Instantaneous Frequency), Respuesta de la fase y de la frecuencia (Response Phase y Response Frequency), los cuales; fueron exportados al programa “IRAP.RMS” donde fueron reescalados al mallado de simulación estocástico, con el propósito de crear “crossplots” o gráficos cruzados con datos petrofísicos y de esta manera generar un modelo en tres dimensiones en el mallado de simulación creado.

4.4.1.4 Secciones estructurales

Las secciones estructurales se realizaron con la finalidad de mostrar la variación en profundidad que presentan estructuras geológicas a lo largo del plano vertical. Estas fueron realizadas perpendicular al rumbo de las estructuras y al buzamiento de las estructuras, a partir de un Datum de profundidad, las cuales fueron orientadas en sentido Norte-Sur y Oeste-Este. Una vez correlacionados los pozos, se definieron los rasgos estructurales más

relevantes para las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, para así definir los límites estructurales, distribución de los fluidos, buzamiento de los estratos para confirmar el posible entrapamiento de hidrocarburos del área. Estas se realizaron en el modulo “Cross-Section” de la aplicación “Straworks” de la Plataforma “LandMark”.

4.4.1.4 Actualización del Modelo Oficial

Esta fase consistió en la elaboración del mapa isópaco-estructural para los yacimientos en estudio, que inicialmente se fueron importados desde “ZMapPlus”, en el cual, se habían realizado algunos refinamientos para luego ser modificados mediante la aplicación “SIGEMAP 3.0”, a través la digitalización de los contornos estructurales, las líneas isópacas de arena neta, digitalización de las fallas, ubicación de los contactos (CAPO) y la actualización de los datos de los pozos, además de permitir obtener el área y volumen de los yacimientos. Ver figura 4.6.

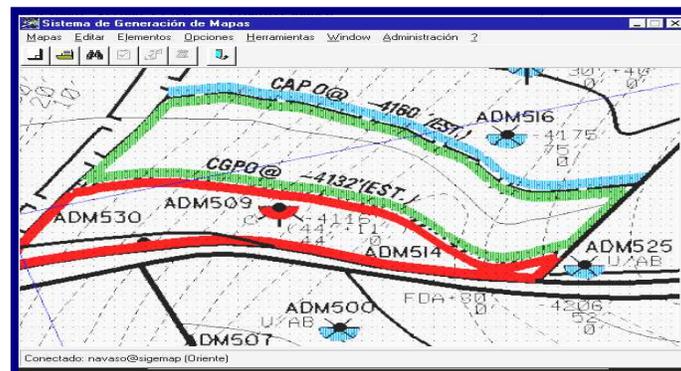


Figura 4.6 Ventana principal de Sigemap.

4.4.2 Modelo Estratigráfico

Las secciones estratigráficas permitieron validar las relaciones laterales y verticales existentes entre las diferentes unidades geológicas que atraviesan los pozos en cada yacimiento, analizando las respuestas electrográficas de las mismas en los registros de pozos, lo cual permitirá, predecir la movilidad de los fluidos y la posible comunicación entre unidades.

Este modelo fue definido mediante correlaciones litológicas pozo a pozo y secciones estratigráficas, para visualizar la continuidad del estrato de interés, el espesor presente, existencias de adelgazamientos en la arena, etc.

La realización de las secciones estratigráficas se llevó a cabo bajo la plataforma de “LandMark”, donde están cargados los registros de los pozos y los datos correspondiente a topes, bases, marcadores lutíticos, coordenadas de pozos y dátum de referencia. Seguidamente se elaboró un mapa con la ubicación de los pozos y las trayectorias de las secciones, a partir de aquí se construyeron las secciones mediante el módulo “Correlation”, aplicación “Strawork” de la plataforma “LandMark”.

Para el caso de las secciones estratigráficas se designó un marcador lutítico regional, el cual predomina en toda la extensión del campo, en las arenas de interés de los yacimientos. La lutita escogida como marcador regional de la Formación, fue el Tope de Merecure, que fue aquella que presentó mayor linealidad horizontal, con espesor relativamente parecido en

todos los registros y adicionalmente representativa, con el fin de ver un buen comportamiento del estrato al momento de colgar los registros.

4.4.3 Modelo Sedimentológico

La caracterización sedimentológica tuvo como finalidad la revisión y el establecimiento de la orientación y distribución del patrón de sedimentación predominante en las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, y la manera en la cual fueron depositadas originalmente los cuerpos sedimentarios.

Este modelo se inició con la identificación y codificación de las facies presentes en el intervalo de las arenas de interés, a través de los registros de “Gamma Ray”(GR) y de Potencial Espontáneo (SP), además se contó con análisis de núcleo del pozo MEL-124.

Las electrofacies fueron determinadas empleando los perfiles de pozos, y de esta manera establecer una columna litológica vertical para identificar las secuencias sedimentarias. Se analizaron las respuestas de las curvas de “Gamma Ray” (GR) y Potencial Espontáneo(SP) de los pozos dentro del área de interés, para identificar la dirección preferencial de deposición y las características del cuerpo sedimentario y la interpretación basada en el análisis del núcleo tomado en el pozo MEL-124. Estos registros fueron digitalizados en la aplicación “MapView”, colocando en un mapa base los registros originales. Luego se analizaron las características obtenidas, y fueron comparadas con los modelos conceptuales

de ambientes sedimentarios (tendencias granodecrecientes o granocrecientes) para interpretar el tipo de ambiente sedimentario y nombre de las electrofacies en cada pozo. Se digitalizó exportando el mapa como archivo “.cgm” y se ilustró usando el programa “CANVAS 6.0”, donde se muestra el modelo conceptual del ambiente ya definido, ver figura 4.7.

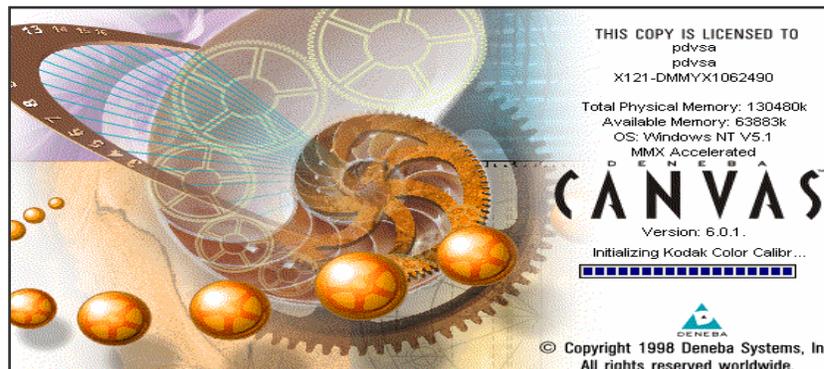


Figura 4.7 Ventana de CANVAS 6.0

4.4.4 Modelo Petrofísico

La evaluación petrofísica constituyó la base para definir la litología, porosidad, permeabilidad y saturación de agua; estas propiedades físicas fueron inferidas a partir de mediciones de registros de pozos.

La evaluación petrofísica fue realizada a través de la aplicación “Petroworks/pro”, donde se calcularon los valores de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcillas. Los valores de entrada se obtuvieron a través de los cálculos de temperatura,

resistividad del agua, volumen de arcilla, etc., y usando “Lithology” de la aplicación “StratWorks” de donde se obtuvieron los valores de “Gamma Ray” o Potencial Espontáneo limpio y sucio, porosidad neutrón y densidad neutrón, para finalmente visualizarlo en el modulo “Summation”, de “PetroWorks/pro” mediante un reporte, ver figura 4.8. y 4.9.

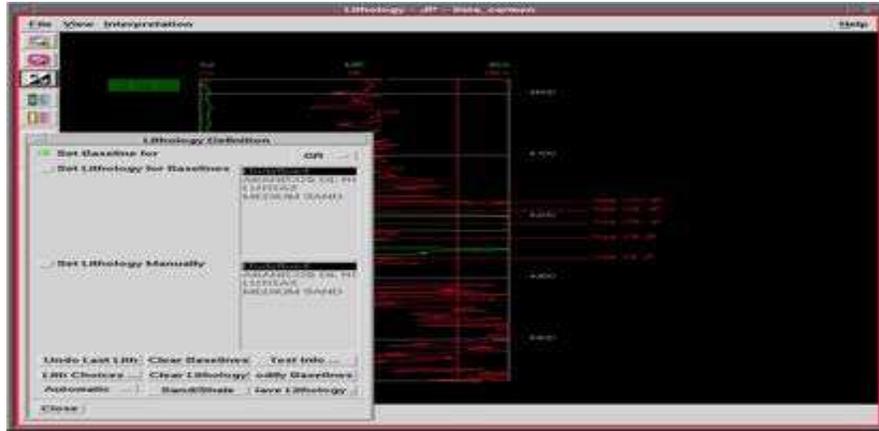


Figura 4.8 Ventanas Modulo Lithology.

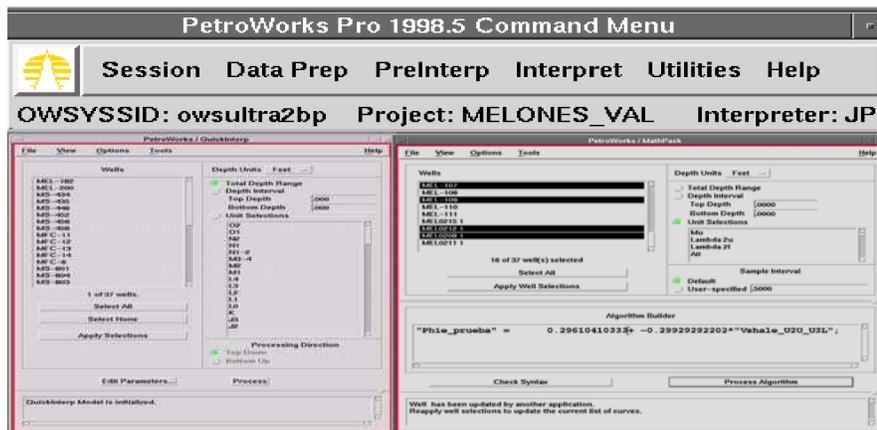


Figura 4.9 Ventanas de PetroWorks/Pro.

Primeramente fueron validados los registros tanto en papel como los datos en digital, y se identificaron los pozos control y los no control, es decir; los pozos que tenían registros de densidad y neutrón y los que no, resultando 18 pozos para la evaluación petrofísica (entre completados e interpretados, sólo los verticales). De estos 18 pozos evaluados, existía 1 pozo no-control, al cual le fue creada una curva sintética a partir de un pozo cercano a él, para que así pudiera ser incluido en la evaluación petrofísica.

4.4.4.1 Parámetros de Corte.

Los parámetros críticos o de corte establecen el mínimo y el máximo de un objetivo para ser considerado prospectivo. Para este estudio, estos parámetros fueron establecidos de acuerdo a las características del área en estudio. A continuación en la tabla 1, se muestran los diferentes parámetros de corte.

Tabla 4.1 Parámetros de corte tomados para la evaluación petrofísica.

Porosidad (ϕ)	$8\% \leq \phi \leq 35\%$
Volumen de arcilla (Vsh)	$< 35\%$
Saturación de agua (Sw)	$< 50\%$
Resistividad (Rt)	$\geq 8 \Omega.m$

4.4.4.2 Determinación de la resistividad del agua de formación

Para determinar la resistividad del agua de formación se usó el método del Potencial Espontáneo (SP). En primer lugar se identificó una arena cercana a la arena de interés saturada de agua, y se tomó el valor de la curva de SP en este intervalo, los demás parámetros requeridos para la aplicación del método como profundidad de la arena, temperatura de la arena, resistividad del filtrado del lodo a la temperatura de la arena de agua (R_{mfa}), resistividad del lodo equivalente a la temperatura de la arena de agua (R_{mfe}), resistividad del agua equivalente (R_{we}), se calcularon en base a los datos en el cabezal del registro correspondiente a los pozos evaluados.

La profundidad de la arena se determinó realizando un promedio entre la profundidad del tope y la base de la arena de interés:

$$P_a = \frac{(\text{Tope} + \text{Base})}{2} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Donde:

P_a : Profundidad de la arena (pies).

Tope: Profundidad del tope de la arena de interés (pies).

Base: Profundidad de la base de la arena de interés (pies).

La temperatura de la arena se obtuvo de la siguiente ecuación:

$$T_a = T_s + \left(P_a * \left(\frac{T_m - T_s}{P_m} \right) \right)$$

Ecuación 4.2

Donde:

Ta: Temperatura en la arena de interés (°F).

Tm: Temperatura máxima en el fondo (°F).

Ts: Temperatura en superficie (°F).

Pm: profundidad total (pies).

Luego se procedió a calcular la resistividad del filtrado Rmfa usando la siguiente ecuación:

$$R_{mfa} = \frac{R_{mf} * (Ts + 6,77)}{Ta + 6,77} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Donde:

R_{mfa}: Resistividad del filtrado del lodo a la temperatura de la arena de agua (Ω.m).

R_{mf}: Resistividad del filtrado del lodo de perforación (Ω.m).

Seguidamente se calculó el valor la resistividad del lodo equivalente Rmfe. Para este cálculo se verifica si R_{mfa} a 75°F es mayor que 0,1Ω.m. Si es así, Rmfe se obtiene de multiplicar Rmfa por 0.85. Si es menor que 0.1 Ω.m, le corresponde el mismo valor.

La resistividad del agua equivalente Rwe se calculó a partir de los valores obtenidos anteriormente de SP y Rmfe de la siguiente forma:

$$R_{we} = \frac{R_{mfe}}{\text{anti log} \left(\frac{SP}{61 + 0,133 * T_a} \right)}$$

Ecuación 4.4

Se calculo usando una hoja de “Excel” creada para este fin, en la cual están contenidas las fórmulas para obtener la resistividad del agua, figura 4.10.

CALCULO DE Rw			
Rweq del SSP (ARENAS DE AGUA)			
POZO: MS-818			
*** DATOS ***			
Temperatura	Filtrado	SP	
Tsuper (°F)= 86	RMF(ohmm)= 5.21	SParenas (mv)= -99	
Tfondo (°F)= 132	Tfiltrado(°F)= 86	SPlutitas(mv)= -5	
Profundidad			
Prof Total (F)= 4510			
Prof Formación (F)= 3890			
*** CALCULOS ***			
SSP= -94	Tformación= 136.11	RMF @ Tformación= 3.38	
		RMFeq @ Tformación= 2.88	
*** RESULTADOS ***			
	Rweq @ Tformación= 0.180	ohmm	
	Rw @ Tformación= 0.172	ohmm	

Figura 4.10 Hoja de Excel para el cálculo de Rw por el método SP.

4.4.4.3 Volumen de arcillosidad

El volumen de arcilla (Vshl) fue calculado utilizando la curva de Rayos Gamma en las secciones de interés y en las lutitas, mediante la siguiente fórmula.

$$V_{shale} = \frac{GR_{leído} - GR_{arena}}{GR_{arc} - GR_{arena}}$$

Ecuación 4.5

En los pozos donde no se contó con registros de rayos gamma se utilizó el registro de potencial espontáneo (SP), cuya ecuación es la siguiente:

$$V_{sh} = \frac{SP_{leído} - SP_{arena}}{SP_{arcilla} - SP_{arena}} \quad \text{Ecuación 4.6}$$

Donde:

$GR_{leído}$ = Valor leído de la curva GR en la arena en estudio.

GR_{arena} = Valor mínimo (arena limpia) leído de la curva GR

$GR_{arcilla}$ = Valor máximo en la lutita adyacente leído de la curva GR

$SP_{leído}$ = Valor leído de la curva SP en la arena en estudio.

SP_{arena} = Valor mínimo (arena limpia) leído de la curva SP

$SP_{arcilla}$ = Valor máximo en la lutita adyacente leído de la curva SP

4.4.4.4 Determinación de la porosidad

La porosidad se estimó a partir de las lecturas de los perfiles radiactivos (Densidad y Neutrónicos). Para el caso del registro densidad se obtuvo la porosidad a través de la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ecuación 4.7}$$

Donde

ρ_{ma} : es la densidad de la matriz de roca(gr/cc).

ρ_b : es la densidad leída del registro y perteneciente a las arena de interés(gr/cc) .

ρ_f : es la densidad promedio del fluido saturante(gr/cc).

En el caso de la densidad de matriz de roca se asumió un valor de 2.65 gr/cc, de acuerdo con las características presentes en el campo, las cuales corresponden a una matriz de roca arenisca. De igual forma se asumió una densidad promedio del fluido saturante de 1.015 gr/cc, debido a que el fluido que satura los poros en la zona relativamente superficial investigada por el dispositivo, es mayormente filtrado de lodo, el cual tiene una densidad que fluctúa entre 1 hasta 1.1 gr/cc dependiendo de la salinidad, temperatura y presión.

Posteriormente se obtuvo la porosidad directamente del registro neutrónico en la zona de interés y se procedió a determinar la porosidad promedio a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_{ave} = \frac{(\phi_{densidad} + \phi_{neutrón})}{2} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

Cabe destacar que los valores de porosidad obtenidos del perfil de densidad y neutrón fueron corregidos previamente por condiciones ambientales.

Finalmente se calculó la porosidad efectiva a través de la siguiente ecuación, usando un volumen de roca sin lutita (1-Vshl).

$$\phi_{efec} = \phi_{prom} * (1 - Vshl)$$

Ecuación 4.9

4.4.4.5 Cálculo de la Saturación de Agua (Sw) y Saturación de Agua Irreductible (Swirr).

El cálculo de saturación de agua se realizó utilizando el modelo de Simandoux Modificado, ya que éste considera la fracción volumétrica de arcilla. Esto es de gran importancia debido a que en el área de estudio las arenas son arcillosas.

El modelo de Simandoux modificado viene expresado por la siguiente ecuación

$$S_w = \frac{a * R_w * (1 - Vsh)}{2 * \phi^m} * \left[-\frac{Vsh}{Rsh} + \left(\left(\frac{Vsh}{Rsh} \right)^2 + \left(\frac{4 * \phi^m}{a * R_t * R_w * (1 - Vsh)} \right) \right)^{1/n} \right]$$

Ecuación 4.10

Donde:

Sw : Saturación de agua, fracción

Rw : Resistividad de agua de formación, Ω - m

Vsh : Volumen de arcilla, fracción

Rsh : Resistividad de la lutita, Ω - m

Rt : Resistividad de la zona no invadida, Ω - m

El exponente de cementación ($m=1,87$), exponente de saturación ($n=1.9$) y factor de tortuosidad ($a=0,81$) fueron obtenidos del análisis del núcleo MEL-124 para estas arenas, en el Campo Melones. Este estudio es tomado como referencia para los yacimiento cercanos. Cabe destacar que estos valores de las propiedades eléctricas de la roca aplican para arenas arcillosas y no consolidadas como es el caso de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L.

El valor de saturación de agua irreductible (S_{wirr}) de los yacimientos, se determinó a partir de un Cross-Plot de R_D (resistividad medida por el dispositivo de investigación profunda) en función de S_w (Saturación de agua obtenida por el método de Simandoux modificado).

4.4.4.6 Permeabilidad

Para el caso de la permeabilidad se utilizó la ecuación de Timur, debido a que ha cotejado mejor con los valores de permeabilidad obtenidos a través de análisis de núcleos en la Cuenca Oriental de Venezuela. La ecuación es la siguiente:

$$K = \frac{0.086 * \phi_{efec}^{4.4}}{S_{wirr}^2} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

Donde:

ϕ_{efec} : porosidad efectiva en porcentaje.

Swirr: saturación de agua irreductible en porcentaje.

K: permeabilidad que viene expresada en milidarcies (mD).

Obtenida la ecuación a utilizar, se procedió a ingresarla en el programa de petrofísica Math Pack, donde se le dió el algoritmo correspondiente. Esta opción permitió obtener los valores de permeabilidad de los pozos. Finalmente, los resultados fueron exportados en formato ASCII para luego ser introducidos al simulador IRAP.RMS.

4.5 Modelo Geoestadístico (Estocástico)

El principal objetivo de las técnicas geoestadísticas fue integrar todos los datos provenientes de las distintas disciplinas, que fueron el resultado del estudio geológico determinístico, con la finalidad de obtener un modelo estático completo y detallado en cuanto a distribución de facies y propiedades.

Para la realización del modelo geoestadístico de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, se utilizó el “software” (IRAP.RMS), versión 7.3 de la compañía Roxar, el cual es una herramienta con técnicas fáciles de usar y con una respuesta visual de alta resolución gráfica, ver figura 4.11.

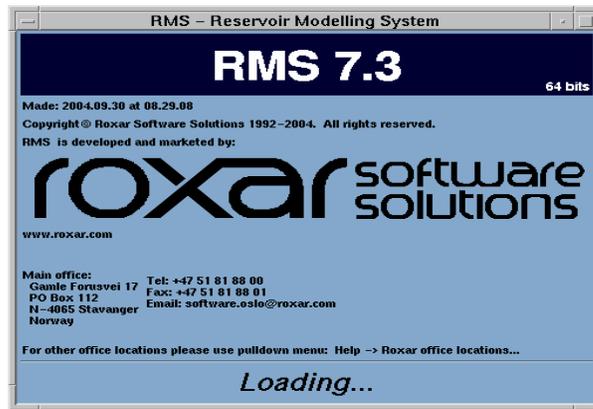


Figura 4.11 Ventana principal de IRAP.RMS

Básicamente la descripción de este modelo estuvo basada en una simulación condicional estocástica de facies y de propiedades petrofísicas, el flujo de trabajo fue el siguiente:

4.5.1 Adquisición de la data requerida por IRAP

Inicialmente fue necesario recopilar la información proveniente de distintas fuentes: datos geológicos, datos sísmicos, sedimentológicos y petrofísicos. En términos geoestadísticos esta diversidad de datos se pueden clasificar en dos categorías: los denominados datos duros, los cuales constituyen el conjunto de muestras o datos reales disponibles del yacimiento (núcleos y registros) y por otro lado se tiene otro tipo de información como son las mediciones sísmicas, interpretaciones geológicas, mapas de tendencia, ambientes de deposición, etc. que ayudan a la caracterización de las arenas, proporcionando una visión generalizada del área de estudio. A este conjunto de información se le conoce como datos blandos.

4.5.2 Marco Estructural para el Modelo Estocástico

Las técnicas estocásticas son las que mejor reflejan la variabilidad de la información puntual de los pozos. Estos modelos permiten obtener cuantitativamente la anisotropía del yacimiento y entender mejor sus propiedades. Para realizar un estudio completo de simulación estocástica, es necesario diferentes tipos de información. La primera información es la referida a la estructura.

Básicamente se procedió a importar la superficie tridimensional de los topes y las bases de las arenas, que fueron realizados mediante el “software ZmapPlus”.

4.5.3 Codificación de Facies

Para realizar la simulación estocástica de facies fue esencial en IRAP establecer una codificación numérica detallada, que permitiera representar los distintos tipos de facies presentes en todo los intervalos de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L. Por tal razón, la codificación se llevó a cabo en cada pozo, basándose en los registros (Rayos Gamma) y tomando una densidad de mediciones cada medio pie en todo el intervalo de las arenas, con el propósito de obtener una buena resolución vertical y minimizar en un futuro los problemas de escalamiento. De los registros se distinguieron cuatro tipos de facies (canales, barras, abanicos de rotura “splays” y llanuras de inundación). Las características que permitieron definir estos cuerpos fueron: morfología tipo bloque, para el caso de

canales, granocreciente hacia el tope para los “splays” y finalmente, los que presentaban altos valores de Rayos Gamma fueron interpretados como lutitas.

El valor numérico de codificación asignado a cada tipo de facies fue establecido de la siguiente manera:

Tabla 4.2 Codificación de facies

Facies	Código
Canales	1
Barras	2
Llanuras de inundación	3
Abanicos de rotura	4

4.5.4 Datos Petrofísicos

Estos datos son de suma importancia al igual que las facies, puesto que ayudan a definir las zonas de mejor prospectividad. Afortunadamente, en este caso se dispone de información necesaria para caracterizar petrofísicamente los cuerpos, porque en la mayoría los pozos cuentan con registros del tipo densidad, neutrón, porosidad, sónicos etc. indispensables para

obtener una evaluación petrofísica representativa. De un total de 23 pozos fueron caracterizados petrofísicamente 18 de ellos, pues los pozos horizontales no fueron incluidos en esta evaluación, ya que éstos no poseen perfiles de densidad neutrón.

De igual manera que se hizo codificando las facies, fue realizado el estudio petrofísico, es decir cada medio pie fue analizada cada propiedad en todo el intervalo de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L.

4.5.5 Formato de archivos para IRAP

El “software IRAP.RMS”, versión 7.3 necesita un formato en código “ASCII”, que permita importar los datos, el cual está estructurado de la siguiente forma:

1.- Los horizontes se exportaron desde “Z-map plus”, los archivos contienen los contornos estructurales para cada horizonte, con coordenadas X-Y.

2.- Se exportan los topes correspondientes a (picks o point set) profundidades de las arenas para cada yacimiento, en la primera y segunda columna se tiene las coordenadas absolutas X-Y , en la tercera el TVDSS y en la cuarta el nombre del tope correspondiente. Por cada mapa estructural se generaron archivos ASCII de los marcadores geológicos.

3.- Se exportaron los archivos “.las”, desde “OpenWorks”, los cuales se convierten a archivos “.XYZ”, con la herramienta “DataTools”, están asignadas a la profundidad la primera columna, y las demás a los tipos de registros que tenga cada pozo, estos archivos son convertidos a “.prn”, para que puedan ser reconocidas en IRAP. Esto se realizó para los pozos verticales.

4.- En los pozos horizontales, se realizó el mismo procedimiento, solo que no fueron convertidos a “.XYZ”, por cuanto éstos son exportados con otro tipo de formato que da la trayectoria de los pozos desviados.

4.5.6 Fases del Modelado

Esta etapa consistió en obtener el modelo que mejor se ajustara a las características del yacimiento, para luego ser sustentado con simulaciones numéricas.

4.5.6.1 Construcción del modelo estructural

Recopilada toda la data requerida por el programa IRAP.RMS 7.3, el primer paso fue importar el modelo estructural como archivo de contorno. En IRAP, esta superficie se denomina horizonte interpretado, debido a que proviene de una interpretación geológica. Es necesario que los valores se ajusten con la profundidad de los pozos, de manera que se tenga consistencia en cada punto de control (pozos) y la superficie, para evitar resultados erróneos en la morfología de ésta.

Obtenido el ajuste, el segundo paso es crear la zona, que para el caso de IRAP es denominada intervalo entre dos horizontes (espesor) y dentro de ésta se encuentra el “Isocore surface”, que es justamente donde se creó el mapa de espesores, los cuales se generaron creados con el modulo Horizontes (Horizons) de RMS 7.3. Ver figura 4.12.

Para el caso de cada una de las arenas se disponía de la base de las mismas, lo cual es importante, porque es dentro del intervalo donde se realiza el modelaje de los yacimientos. En este caso no fue necesario usar la opción de IRAP para generar un horizonte calculado pues se tenía interpretación de todos los horizontes. El requisito indispensable a parte del horizonte interpretado, es tener un estimado de los espesores de la arena en los pozos.

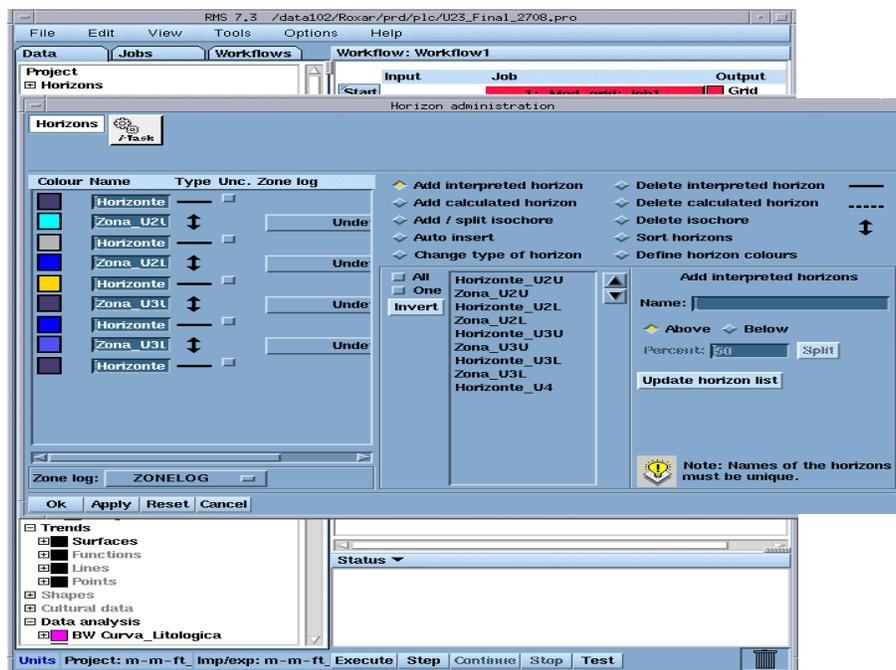


Figura. Ventana de Administrador de Horizontes, RMS 7.3 Roxar.

4.12 Ventanas para crear los horizontes

Una vez importadas las fallas desde “Z-mapPlus”, fue creado el modelo de fallas para cada uno de los yacimientos, el cual consistió en asignar (a cada línea dentro del polígono de fallas) una superficie, de tal modo de respetar las condiciones de conectividad para el yacimiento. Las líneas o “Midlines Depth” que representaban cada una de las fallas existentes se usaron para generar el plano de falla y de tal modo de truncar el horizonte, donde se produjera una salto o quiebre estructural.

Las fallas se editaron manualmente a través de “Fault modelling”, para generar las “Midlines Depth”, que generan superficies intermedias a partir de marcadores. Se traza para el horizonte tope y base, y se crean el número de fallas presentes. Para generar los planos de falla, se elaboró el “network” el cual es el mapa de ubicación de las fallas (orientación). Finalmente “Adjust Horizon” para ajustar al horizonte del mapa estructural a los planos de falla creados. Ver figura 4.13.

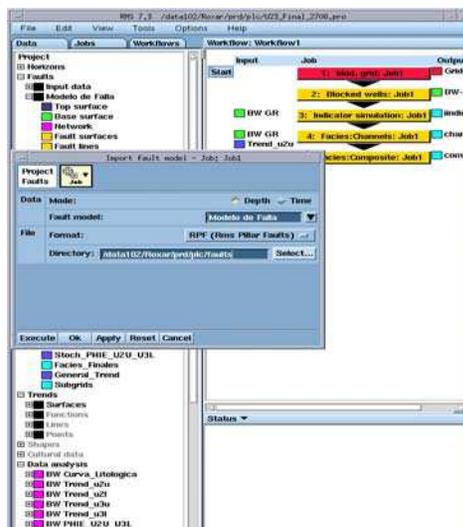


Figura 4.13 Ventana para generar el modelo de fallas (IRAP-RMS)

4.5.6.2 Construcción del Mallado de Simulación

El mallado de simulación representa la discretización tridimensional de las zonas. IRAP.RMS ofrece dos tipos de mallas. La malla regular X,Y en donde las celdas presentan la misma longitud y ancho y todos los bloques son verticales, y la malla punto de esquina ("Corner Point") la cual es muy flexible donde las distancias entre los puntos de esquina de los bloques puedan variar. Los bloques pueden estar inclinados, pero sigue siendo una línea recta la unión entre dos puntos de esquina del bloque. Para la generación del mallado de simulación se usó el tipo de malla "Conner Point", por cuanto en este tipo de malla pueden ser incluidas las fallas del sistema, a diferencia de la malla regular X,Y

Se crearon cuatro "subgrid": el primero que corresponde al intervalo entre el tope U2U y su base que es el tope de U2L; el segundo, al intervalo entre el tope de U2L y su base el tope de U3U; el tercero, al intervalo entre el tope de U3U y su base que corresponde al tope de U3L, el cuarto al intervalo entre el tope de U3L y su base que es el tope de U4; cada uno conformado por un total de 30 capas (layers), conformando el "Sugrid" 1/U2U, "Subgrid" 2/U2L, "Subgrid" 3/U3U y "Subgrid" 4/U3L.

4.5.6.3 Proceso de Escalamiento

Con el propósito de que las celdas que se encuentren atravesadas por la trayectoria de los pozos fuesen ocupadas con la información de facies y petrofísica, éstas fueron reescaladas a

cada 1 pie. Además, en el “grid” geológico se crearon los “Blocked Wells” dentro del mallado de simulación, que consiste en ajustar la información de los registros de pozos (en resolución vertical) a las celdas que conforman a la misma. De este modo, las celdas que atraviesan los pozos, toman los valores promedios de la propiedad petrofísica según el registro. Este permite obtener información de la estadística de los pozos, como el espesor promedio, máximo y mínimo de cada una de las facies presentes, lo que proporciona información necesaria para el modelado estocástico.

4.5.6.4 Simulación Estocástica de facies sedimentarias

Antes de iniciar la construcción del modelo de facies estocásticas, se creó una curva de proporción vertical, que permite mostrar la proporción vertical de cada una de las facies presentes. Con el objetivo de representar una distribución de los diferentes cuerpos relacionados espacialmente, se realizó el modelado de facies en 3D, considerando las heterogeneidades dentro de los yacimientos, la asociación y arquitectura de las facies y el ambiente donde tuvo lugar la sedimentación.

Para elaborar el modelado de facies se usó la opción “Modelling Facies” del programa IRAP, que se basa en el método Booleanos, el cual está fundamentado en la suposición de que la distribución de las facies de los cuerpos, que conforman el yacimiento es discreta, lo que quiere decir que sólo un tipo de facies está presente en una localidad del yacimiento, por lo tanto, siempre existe más de un modelo posible en el yacimiento, de aquí el beneficio

de generar un modelo geológico estocástico, que permita obtener una serie de escenarios posibles para este modelo.

Se usó módulo modelado de facies con la opción “Indicator”, lo cual permitió modelar por medio de una técnica estocástica basada en pixeles (por cada uno de los puntos que forman las imágenes) y que representa la distribución de facies probable, para cada una de las celdas de la malla de simulación sin que esto muestre formas ni tamaño de cuerpos sedimentarios sino probables tendencias.

Luego se generó el modelado de facies (Facies Modelling) por “Channel”, lo cual permite modelar basada en formas (bodys) con el objeto de mostrar en tres dimensiones cuerpos sedimentarios, tales como canales y abanicos de rotura, con extensiones y variaciones, figura 4.14.

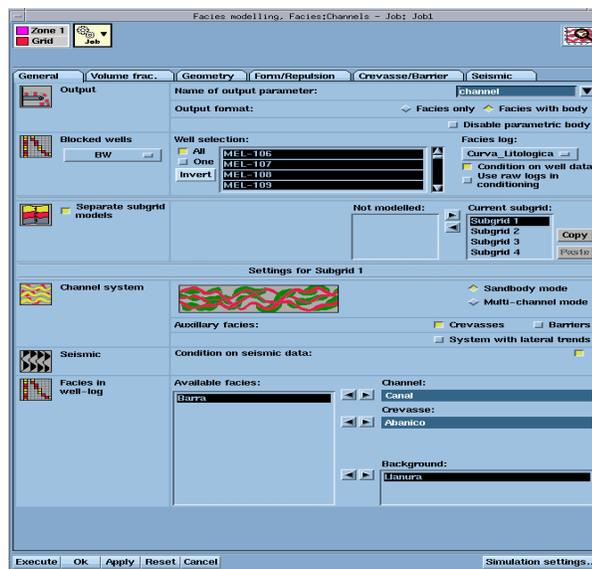
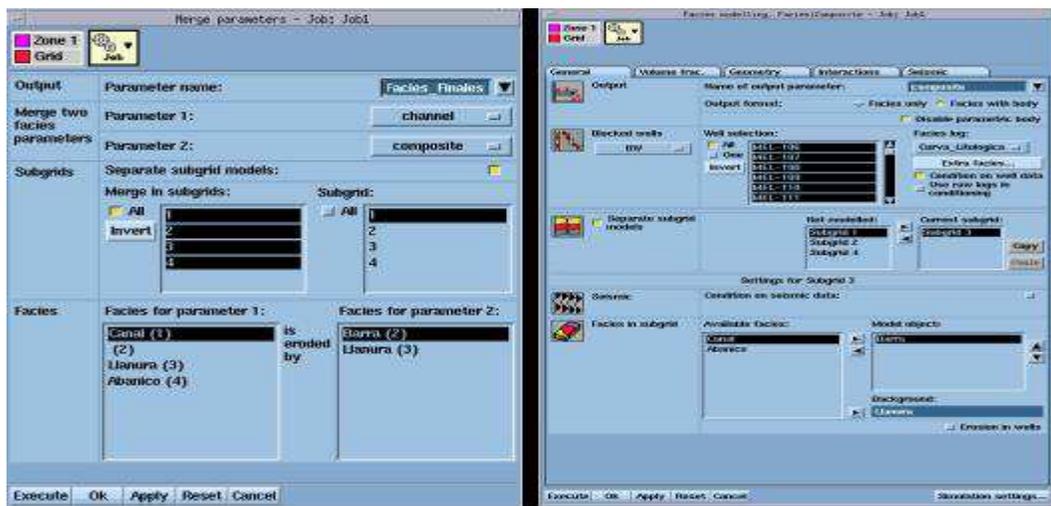


Figura 4.14 Ventana para el modelar canales, IRAP- RMS.

Antes de ejecutar cada ensayo para generar los diferentes escenarios, le eran asignados a los pozos y la facies a interpretar, los parámetros tales como: los límites tanto para los cuerpos de canal como para los de abanicos “crevasse”, fracción de volumen para cada facies, geométricos (espesor, ancho, amplitud, sinuosidad y orientación), forma y repulsión (máxima distancia entre las celdas con la misma facies). Por cuanto dentro del yacimiento se tiene la facies de barras, éstas pudieron ser modelados usando la opción “Composite”, que de igual forma representa, en un modelo 3D, estos cuerpo sedimentarios, tomando en consideración la información de pozos, las facies disponibles, la geometría de los cuerpos y la fracción de volumen de las mismas, figura 4.15(a). Posterior a ello se generó un “Merge”, que no es más que integrar los dos modelos generados anteriormente, para obtener un modelo final donde se representan todas las facies presentes en el modelo estocástico de las unidades estudiadas, figura 4.15(b).



(a)

(b)

Figura 4.15 Ventana para modelar barras (a) y el merge (b), IRAP- RMS.

El programa cuenta con la ventaja de realizar un ajuste a la interpretación con el mapa conceptual de electrofacies, apoyándose en los datos de entrada.

Las características de los cuerpos fueron definidas basándose en los mapas de espesores y las secciones estratigráficas. Con los mapas de espesores se estimó principalmente lo relacionado con la morfología areal de los cuerpos a modelar (ancho promedio, sus direcciones principales, las longitudes promedio, sinuosidad de los canales, el porcentaje de cada facies en el área total, etc.) y de las secciones, se obtuvieron las características de los cuerpos en sentido vertical, donde lo que es de interés es el espesor de los cuerpos.

Este modelaje estocástico de facies se realizó con la información de los pozos y generaciones aleatorias, que es una de las opciones que ofrece el programa.

4.5.6.5 Reescalamiento de atributos sísmicos instantáneos (3D)

Los atributos extraídos se usaron para realizar funciones de probabilidad para las facies, por cuanto se generan en forma de cubos y tienen información con resolución areal y vertical, que permitirá generar un modelo probable de facies en cada celda dentro de la malla de simulación 3D.

En esta etapa los cubos de atributos sísmicos generados en PostStack/PAL fueron re-escalados a la malla de simulación, es decir, cada celda toma la información sísmica adecuada a su posición estructural.

4.5.6.6 Análisis estadístico de datos

Este análisis fue de utilidad para revisar las curvas de propiedades petrofísicas (principalmente porosidad y permeabilidad) generadas en el modelo petrofísico determinístico, para cada una de las unidades estudiadas, lográndose así analizar y comprobar la solidez de los datos, eliminar los datos errados y determinar sus distribuciones en cada una de las facies y de los pozos. En esta etapa se generaron los modelos determinísticos en tres dimensiones de porosidad y permeabilidad, para observar el comportamiento de dichas variables en los yacimientos.

En esta parte se utilizó estadística descriptiva construyendo histogramas de frecuencia, para observar la variación de la propiedad petrofísica respecto a pozos, profundidad y facies. Además, se definieron tendencias lineales de deposición de las propiedades en el yacimiento analizando cada facies sedimentaria por separado, y se construyeron gráficos cruzados o “Cross-Plot” entre propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos. Finalmente, se generaron variogramas para describir la correlación espacial.

Luego se realizaron transformaciones de la información petrofísica a un modelo gaussiano o distribución normal, debido a que hay muchas variables asociadas a fenómenos naturales que siguen este modelo y es indispensable para la simulación estocástica. Ver figura 4.16.

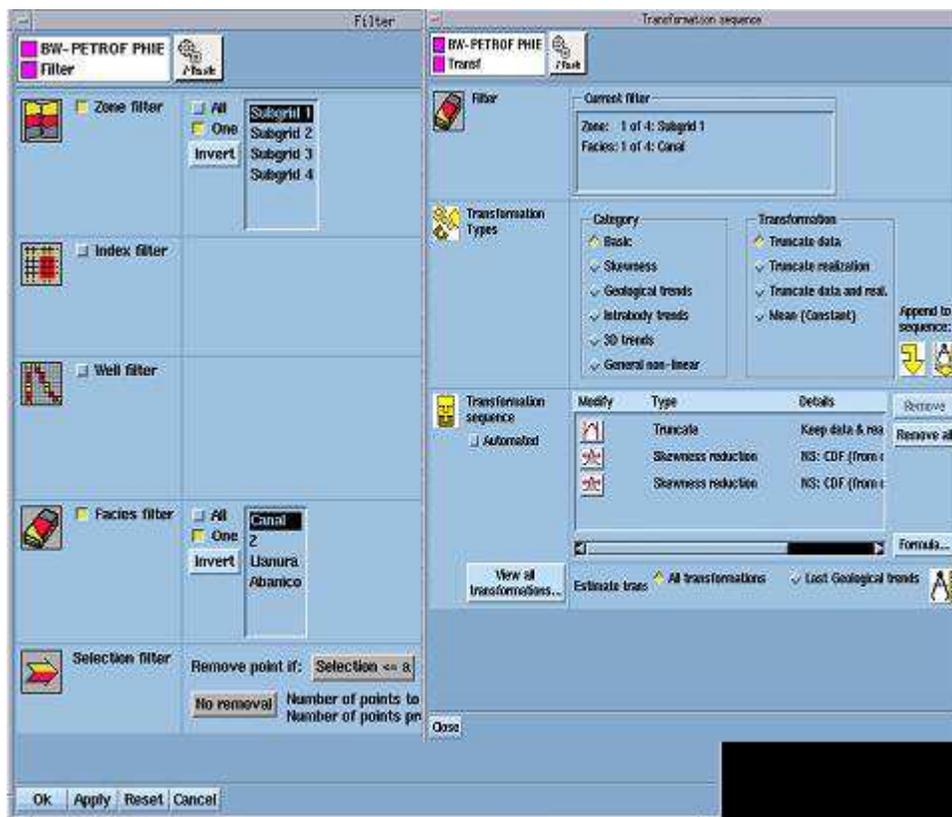


Figura 4.16 Ventana para el análisis estadístico, IRAP- RMS.

Para ello se utilizaron las opciones : Analisis de datos (Data analysis) y fue creado un univariado (Create Univariate), usando el “Blocked Wells” para hacer el estudio geoestadístico. Partiendo de allí se crearon histogramas (Create →Histograms), y los gráficos cruzados (Create→ Scatterplots). De igual forma de generaron variogramas (Variogram →Create) y por último, para crear las transformaciones (Create→ Transf).

4.5.6.7 Estudio Variográfico

Para obtener una correlación espacial de las variables analizadas, fue indispensable definir en el estudio variogramas teóricos y experimentales. El estudio variográfico se realizó en tres direcciones simultáneamente: normal, paralela y vertical, con el fin de describir el comportamiento espacial de las facies y la distribución porosidades y permeabilidades. Para cada dirección se realizaron sensibilidades en cuanto al ancho de banda, clases de distancia y tolerancia angular.

Los variogramas experimentales se realizaron en dirección normal tomada en sentido de la sedimentación, la paralela perpendicular a la sedimentación y la vertical en profundidad de acuerdo a lo observado en el mapa de electrofacies, hasta obtenerse el mejor ajuste en cada una de ellas, debido a que no siempre se cuenta con gran cantidad de información en el área. Por cuanto éstos no pueden usarse como tales en la ejecución de la estimación, se hizo necesario ajustar un modelo teórico a los variogramas. Obtenido esto, se procedió a calcular el ajuste de variograma teórico a los puntos del experimental, de tal manera que se describa lo mejor posible el comportamiento espacial de las variables (porosidad y permeabilidad), ver figura 4.17 y 4.18.

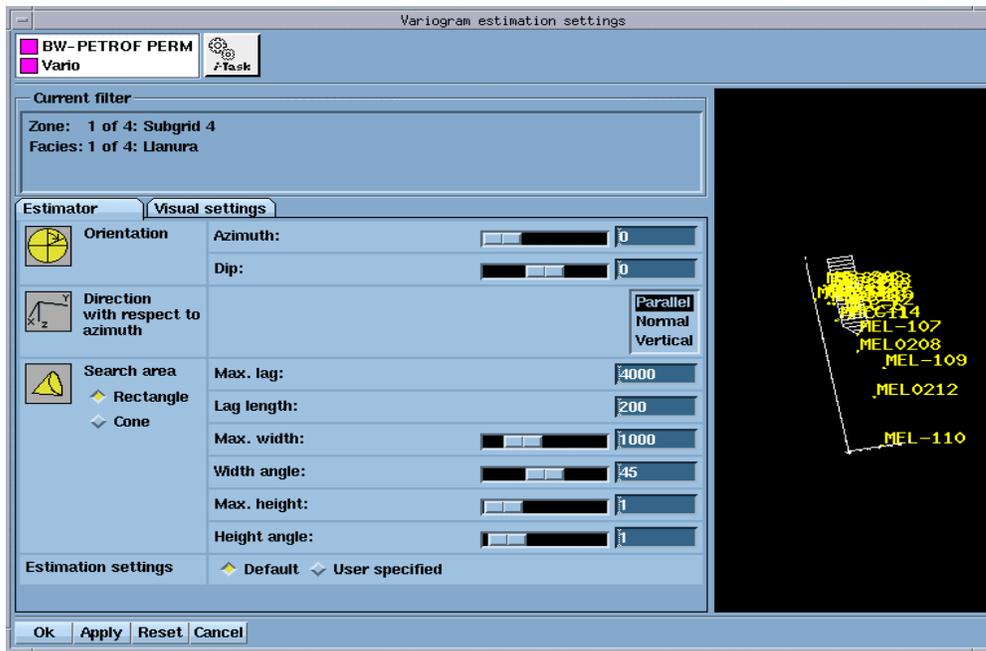


Figura 4.17 Ventana para la estimación de variogramas IRAP- RMS.

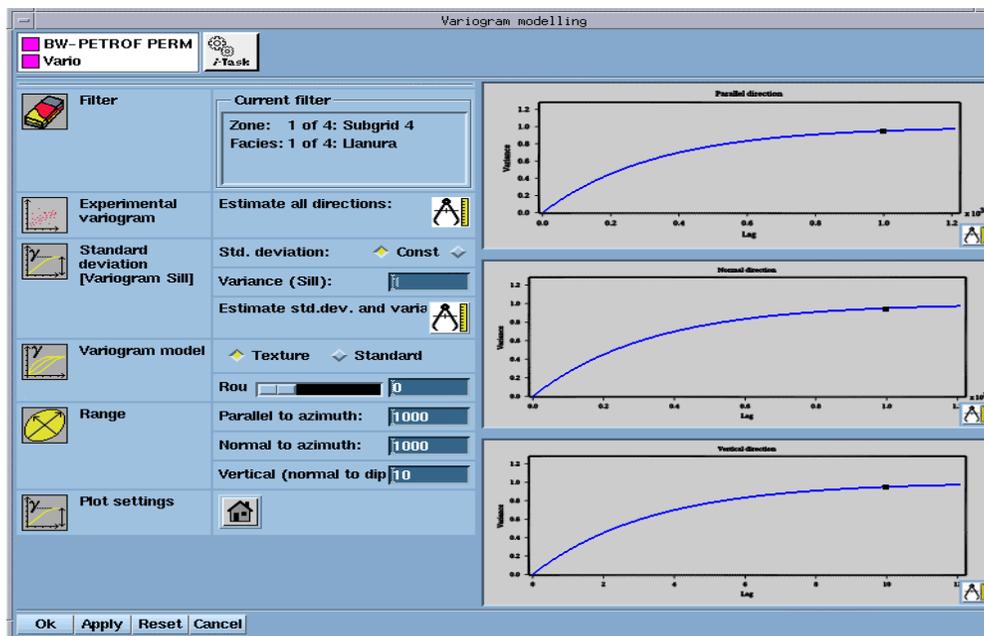


Figura 4.18 Ventana para el análisis variográfico, IRAP- RMS.

Para llegar al modelo teórico fue tomado uno de los modelos de variogramas existentes que se asemejara más al comportamiento del variograma experimental. De esta manera, se buscó que el modelo cotejara más a los puntos obtenidos o siguiera su tendencia.

Cabe destacar que el modelo teórico seleccionado fue el mismo para las tres direcciones y como los datos se encuentran en espacio esférico, la meseta del variograma siempre será 1, ya que la meseta es una medida de la dispersión de los datos, la cual viene dada por la desviación estándar de los datos.

Para todo esto se utilizó la opción de programa “Variogram estimation” . Se introdujeron los parametros siguientes: orientación (azimut y buzamiento), dirección del variograma (areal o vertical), máxima distancia a explorar y número de divisiones para esa distancia geometría (ancho y espesor) y método de estimación. Los valores de azimut y máxima distancia a explorar se obtuvieron después de un análisis de sensibilidad, que se obtenía cuando los niveles de varianza de la propiedad analizada alcanzaban un grado de dispersión, con tendencia a cualquiera de los modelos teóricos presentes.

4.5.6.8 Simulación Estocástica de propiedades petrofísicas

Usando la opción modelaje petrofísico (Petrophysical modelling), con la información de pozos (Blocked Wells), la curva de facies sedimentarias (Merge) y la propiedad a simular

en cada caso (porosidad y permeabilidad) y con la información obtenida en el análisis estadísticos de los datos, se generaron funciones probabilísticas para cada una de las propiedades petrofísicas

Basándose en las transformaciones aplicadas para limitar las realizaciones a valores obtenidos anteriormente con los parámetros de corte (cut-off de propiedades petrofísicas) en el área, llamada “Truncate data” y “Transforms Normal Score” para convertir todos los valores de propiedades petrofísicas medidas a una distribución continua en campo “gaussiano” y con las correlaciones entre la porosidad y la permeabilidad para cada una de las facies y tomando en consideración las condiciones de los variograma obtenidos y se obtuvo el modelo petrofísico estocástico dentro del área de estudio. Ver figura 4.19.

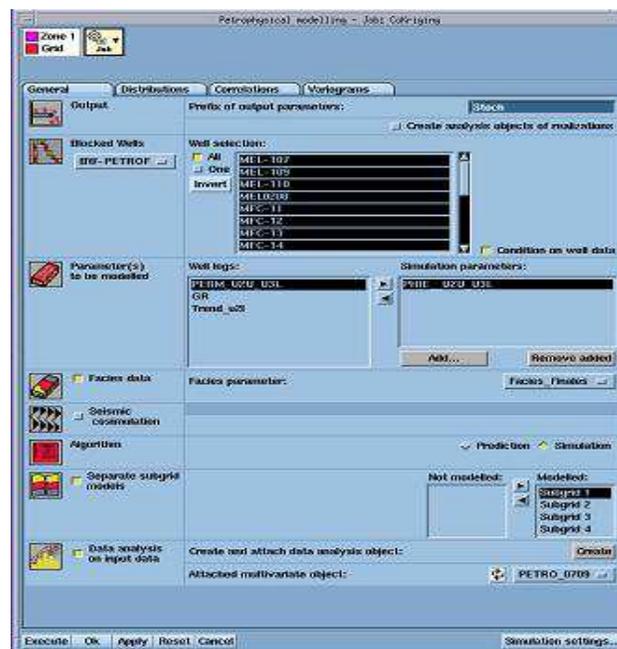


Figura 4.19 Ventana para el modelaje petrofísico, IRAP- RMS.

4.6 Cálculo Volumétrico de Reservas.

Este cálculo se hizo a partir de la siguiente ecuación:

$$P.O.E.S. = \frac{7758 * Vb * \phi_{prom} * (1 - Swi)}{Boi} \quad \text{Ecuación 4.14}$$

Donde:

P.O.E.S. = Petróleo original en sitio (BN).

Vb = Volumen bruto del yacimiento (acres - pies).

ϕ_{prom} = Porosidad promedio del yacimiento (fracción).

Boi = factor volumétrico inicial del petróleo (BY/BN).

Swi = Saturación de agua inicial (fracción).

El cálculo del volumen de los yacimientos se hizo utilizando la aplicación de cálculo volumétrico del sistema de generación de mapas (SIGEMAP). La porosidad y saturación de agua inicial se tomaron de los valores promedios de las propiedades calculadas en el modelo petrofísico y tanto el factor volumétrico inicial del petróleo como la relación gas petróleo inicial, fueron obtenidos por el modelo de fluidos existente.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y DISCUSIONES

5.1 INFORMACIÓN RECOPIADA Y VALIDADA

Las arena U2U en el yacimiento MEL/803 es atravesada por 23 pozos de los cuales 5 son horizontales y 18 verticales, para la U2L yacimiento MEL-107 se tiene un total de 23 pozos, 4 horizontales y 19 verticales, en el caso de la U3U yacimiento MEL-109 un total de 6 pozos, 2 horizontales y 4 verticales y en la U3L yacimiento MEL/107, se tienen un total 5 pozos 1 horizontal y 4 verticales.

En los yacimientos MS-803 y MEL-109 donde se encuentran las arenas U2U y U2L en estudio, oficialmente estaban limitados por una falla normal con dirección Sur –Este- Nor-Oeste. Al Este, por límites de roca al Oeste y una falla normal en dirección Sur-Oeste-Nor-Este. Al Sur, para las arenas U3U y U3L, correspondiente a los yacimientos MEL-109 y MEL-107, estaban limitadas al Este por límites de roca. Al norte por un contacto Agua-Petróleo (CAPO) con un datúm de -3675' y -3650', respectivamente, y al sur por otra falla normal en dirección Sur-Oeste_Nor-Este (figura 5.1). Las cuales pudieron verificarse por medio de la nueva interpretación estructural realizada con la sísmica 3D tomada

recientemente para todo el Cuadrángulo Melones, dentro de la cual se incluyen los mencionados yacimientos.

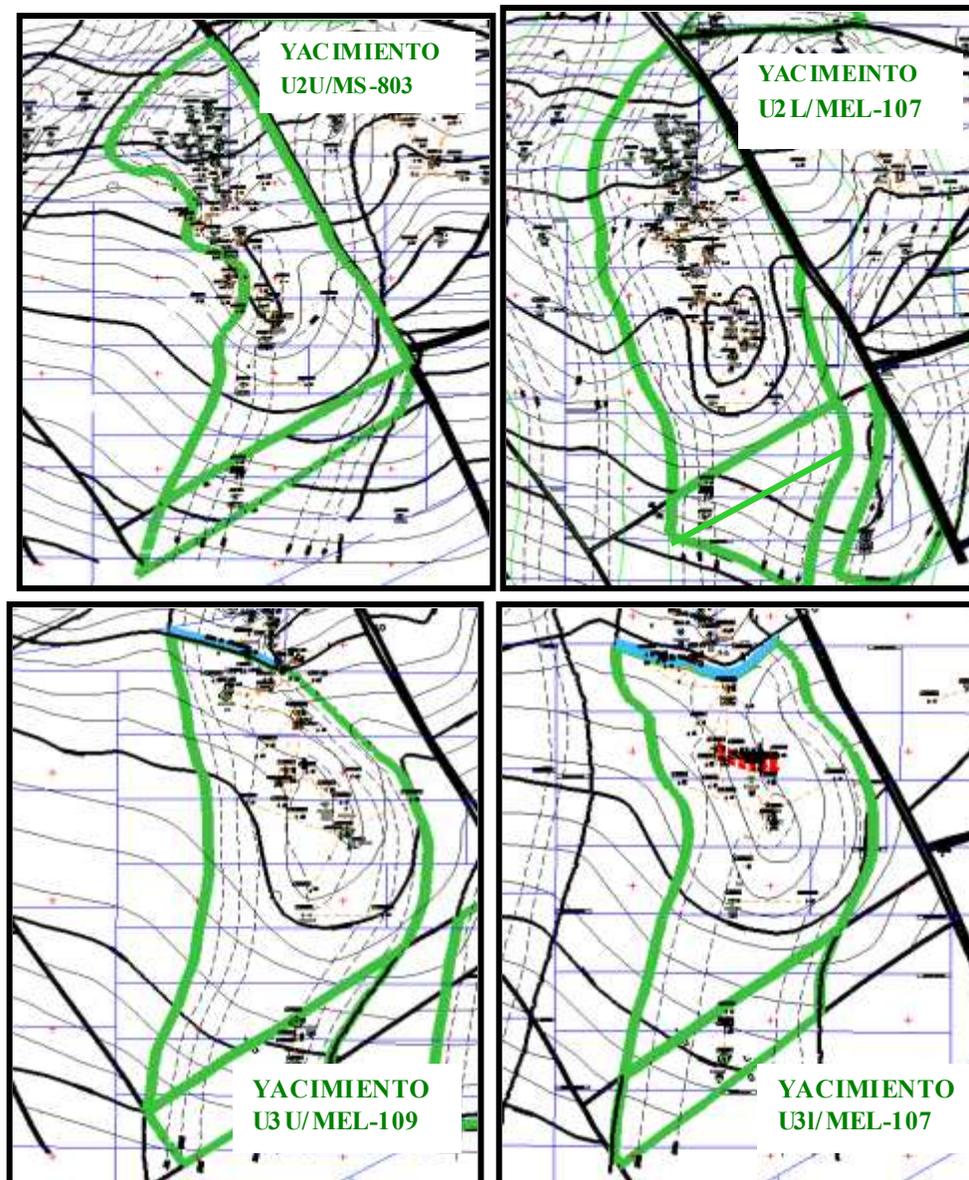


Figura 5.1 Mapa Oficiales de los Yacimientos U2U/MS-803,U2L/MEL-107,U3U/MEL-109 y U3L MEL/107.

De acuerdo a la información obtenida en estudios previos realizados en el Campo Melones, los yacimientos a los cuales pertenecen las arenas en estudio, son considerados subsaturados sin capa de gas, por lo que la presión de burbujeo es menor a la presión inicial del yacimiento. Es importante destacar que los resultados de presión y temperatura, se obtuvieron a través de correlaciones desarrolladas por cia. “TOTAL”, tomando como data principal la profundidad del plano de referencia o datum, el cual se obtuvo del mapa isópaco-estructural.

El mecanismo de producción en estos yacimientos es el empuje por gas en solución, la gravedad °API está en el rango entre 11 y 12°. Los resultados de roca, fluidos y reservas, se obtuvieron a partir del libro de reservas (oficial 2003) perteneciente a la Unidad de Estudios Integrados Pesados Oeste San Tomé. En la tabla 3 se muestran los datos oficiales para cada uno de los yacimientos.

Tabla 5.1 Datos Oficiales de los yacimientos.(Reservas,2003)

Yacimiento U2U/MS-803		Yacimiento U2L/MEL-107	
POES	87.387 MMBN	POES	102.838 MMBN
Área	4700 acres	Área	4371 acres
Saturación Agua inicial	20%	Saturación Agua inicial	24%
Gravedad	11 °API	Gravedad	11,5 °API
Porosidad	27%	Porosidad	34%
Permeabilidad	481 md	Permeabilidad	2000 md
Presión inicial	1583 psi	Presión inicial	1585 psi

Yacimiento U3U/MEL-109		Yacimiento U3L/MEL-107	
POES	54.69 MMBN	POES	48.855 MMBN
Área	2736 acres	Área	2960 acres
Saturación Agua inicial	20%	Saturación Agua inicial	20%
Gravedad	11,5 °API	Gravedad	11 °API
Porosidad	27%	Porosidad	30%
Permeabilidad	675 md	Permeabilidad	481 md
Presión inicial	1535 psi	Presión inicial	1602 psi

5.2 MODELO ESTÁTICO.

5.2.1 Modelo Geológico.

5.2.1.1 Modelo Estructural.

Mediante la correlación de pozos, se identificaron topes y bases de las arenas estudiadas, obteniéndose mediante la creación de las líneas de correlación en diferentes direcciones, la ubicación en profundidad y espesores de las arenas. La arena U2U, se encuentra entre el tope de U2U y su base, el tope U2L; la arena U2L, entre el tope próximo U2L y la base próxima al tope de U3U; la U3U entre el tope U3U y su base el tope de U3L y la arena U3L entre el tope de U3L y su base el tope de U4 . En las siguientes figura se puede observar el mapa con las líneas de correlación, donde la línea de sección a-a' (figura 5.2) en dirección Sur -Norte, y es desplegada en el modulo “Correlation”. Ver figura 5.3.

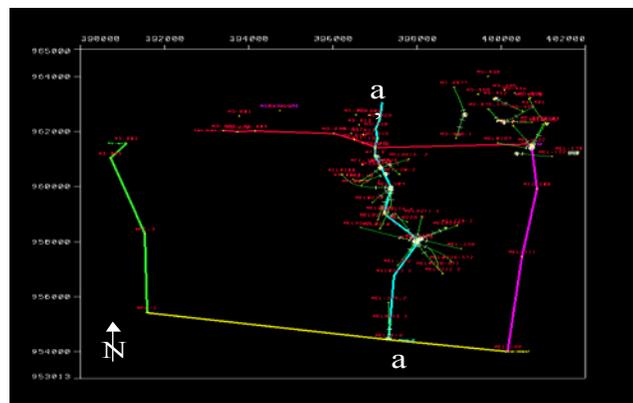


Figura 5.2 Mapa de Línea de correlación a-a', para las unidades U2U,U2L, U3U y U3L.

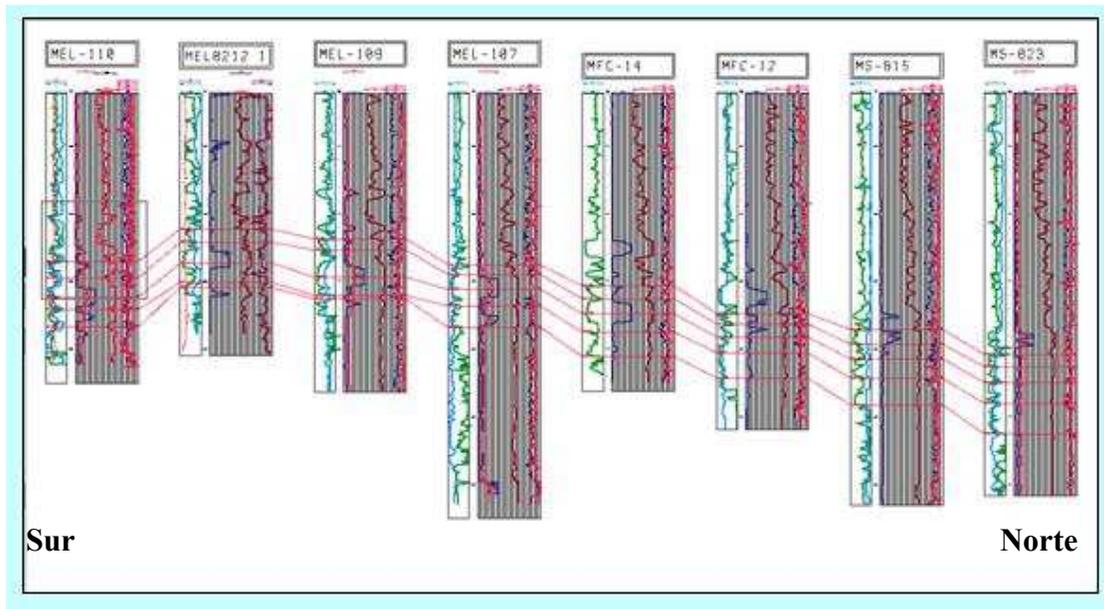


Figura 5.3 Línea de sección Sur Norte, para las unidades U2U,U2L,U3U y U3L.

5.2.1.1.1 Interpretación sísmica

De acuerdo a lo descrito en el capítulo anterior, el levantamiento sísmico 3D con que cuenta el área Oeste del Campo Melones cubre aproximadamente una superficie de 84 Km² y está compuesto por aproximadamente de 900 trazas (sentido Oeste-Este) y 600 líneas (Norte-Sur). En la interpretación de los horizontes sísmicos, se identificaron los marcadores geológicos próximos de las arenas U2U,U2L,U3U y U3L, como se observa en la línea sísmica 359, dirección Sur-Norte. Ver figura5.4.

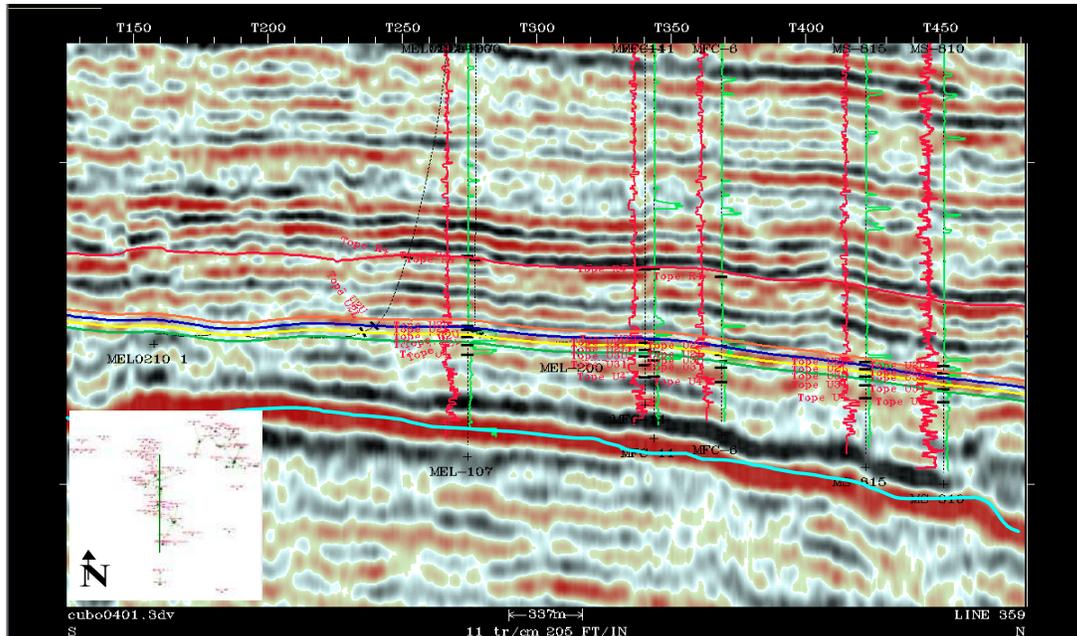


Figura 5.4 Línea sísmica 359,dirección Sur-Norte

En la traza sísmica 426,dirección Oeste-Este, interpretada en tiempo se identificó la falla 1, donde las secciones sísmicas del levantamiento 3D Melones Oeste revelaron que los reflectores sísmicos asociados a las arenas U2U, U2L, U3U y U3L muestran interrupciones de los ciclos geológicos en dirección NorOeste -SurEste, donde el bloque hacia el Este baja mientras que al Oeste se levanta .Esto se evidencia por que los bloques se encuentran cortados por la falla normal de alto ángulo (Falla 1), con buzamiento de 80° NE. En la línea sísmica 600,dirección Sur-NorOeste verificó una falla 2 al Este del los yacimientos que intercepta la falla 1,. (figura 5.5 y 5.6)

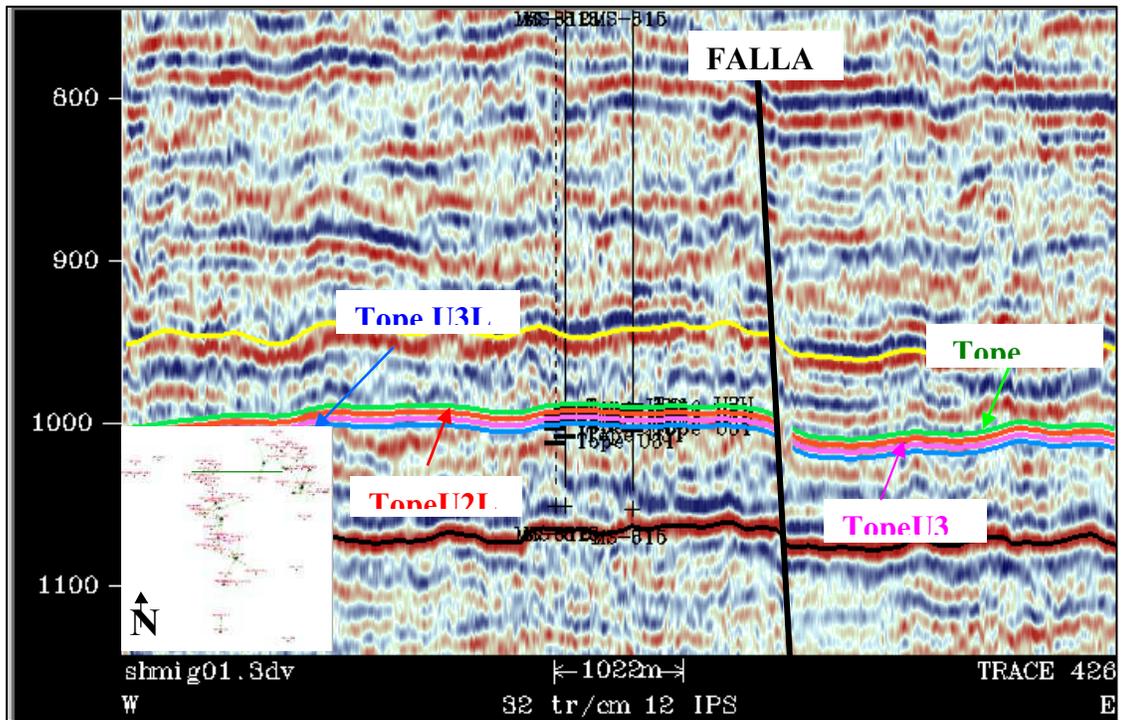


Figura 5.5 Traza sísmica 426

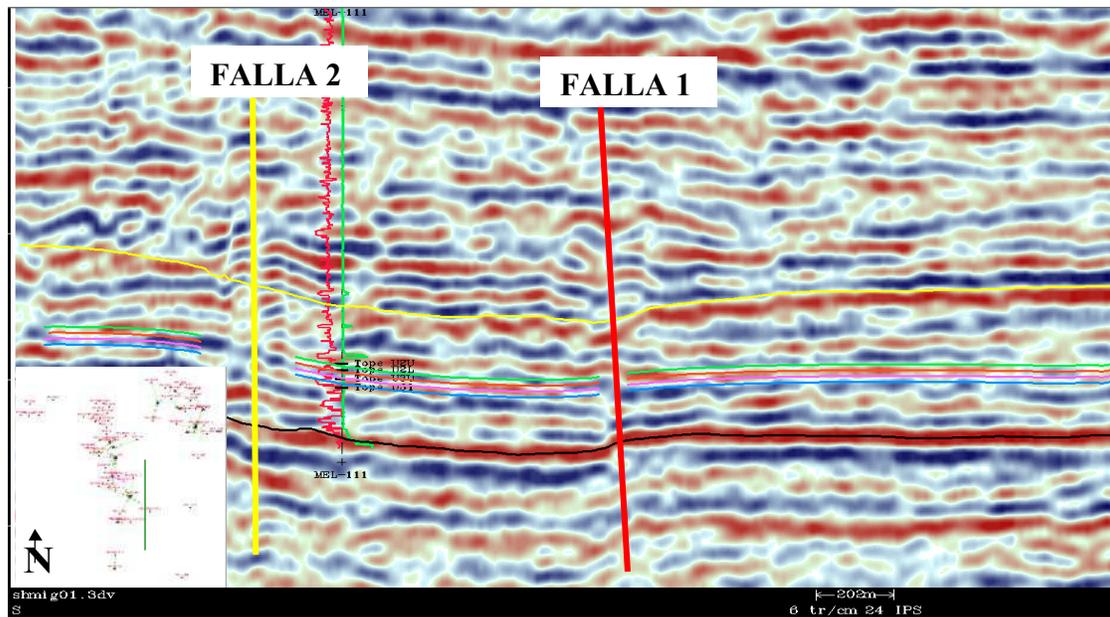


Figura 5.6 Línea sísmica 600, falla 1 y falla 2

Por otra parte, en el horizonte sísmico próximo en profundidad para las arenas U2U, U2L, U3U y U3L se observa el buzamiento de las arenas al Norte, además de un contraste de amplitud sísmica, que supone un área prospectiva hacia el Sur de los yacimientos. Se generaron los mapas de amplitudes para los cuatro horizontes, identificando las zonas deprimidas y levantadas de las fallas interpretadas, los colores identifican dichas zonas (figura 5.8 y 5.9)

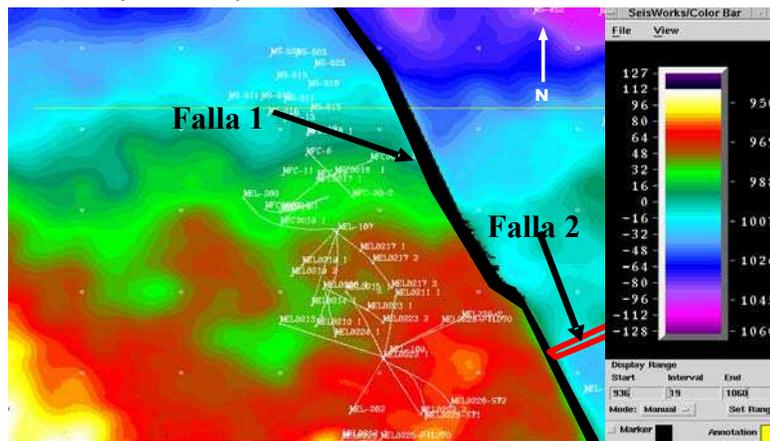
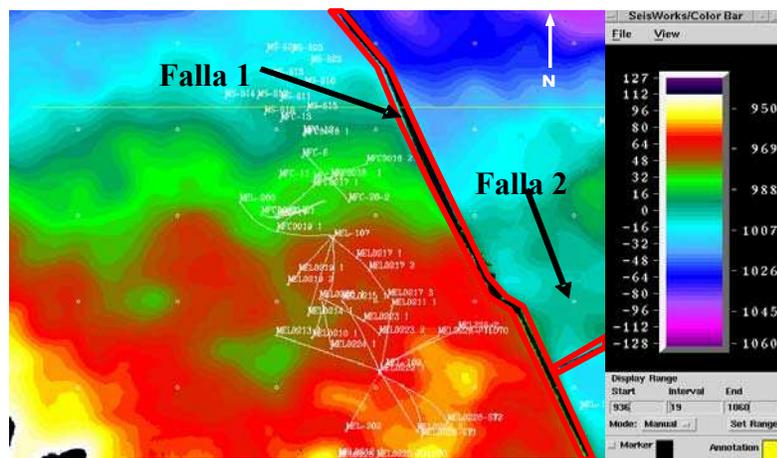
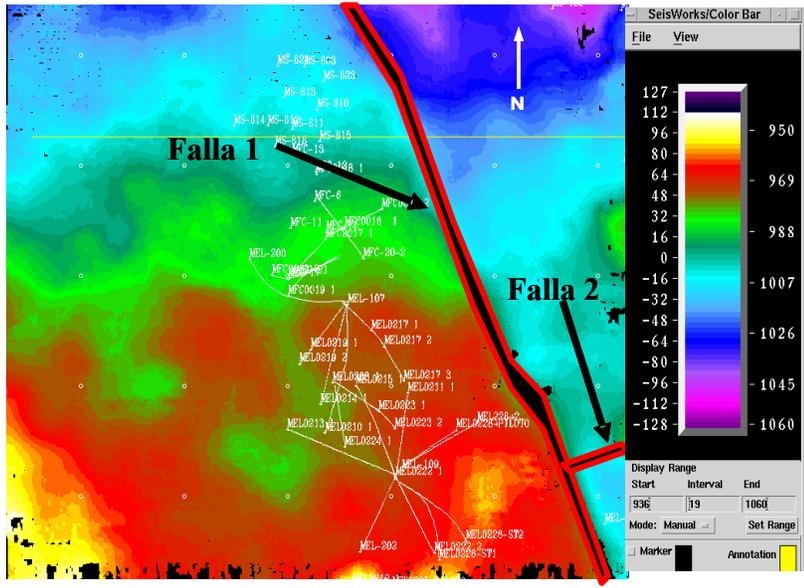
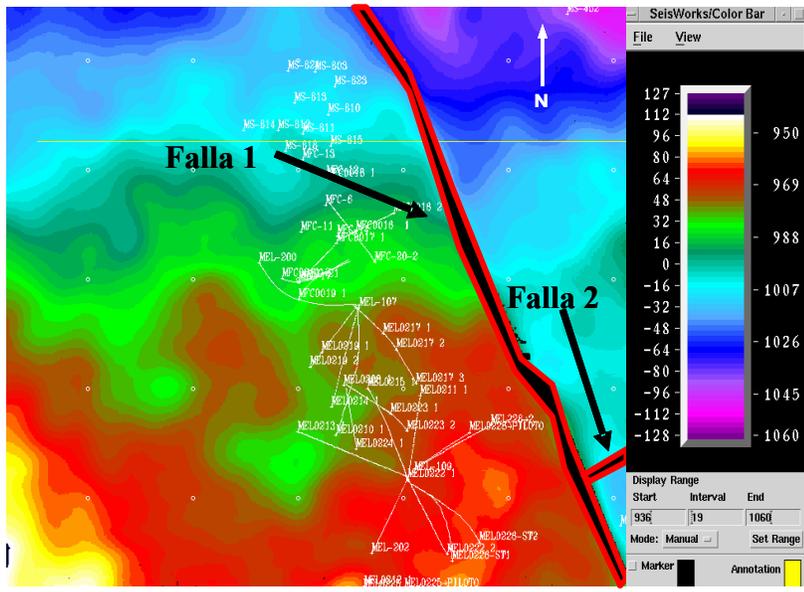


Figura 5.7 Mapas de amplitudes de los horizontes próximos U2U y U2L



Mapa de amplitudes del horizonte U3U



Mapa de amplitudes del horizonte U3L

Figura 5.8 Mapa de amplitudes de los horizontes próximos U3U y U3L.

5.2.1.1.2 Mapa estructural en profundidad

Con la interpretación sísmica 3D fueron validadas las Falla 1 y Falla 2, pero ésta a su vez sirvió junto con la información de pozos, como la base para generar los mapas estructurales en profundidad en la aplicación ZmapPlus. Los mapas se pueden visualizar en las figuras 5.9 y 5.10. De igual manera se puede apreciar en los mapas en profundidad mostrados, que entre los pozos MEL-110 y MEL-108, hacia el Sur existe una anomalía estructural, la cual es descrita con la nueva interpretación como una depresión estructural de acuerdo con la tendencia del horizonte sísmico y las secciones sísmicas 2D, adquirida en el área

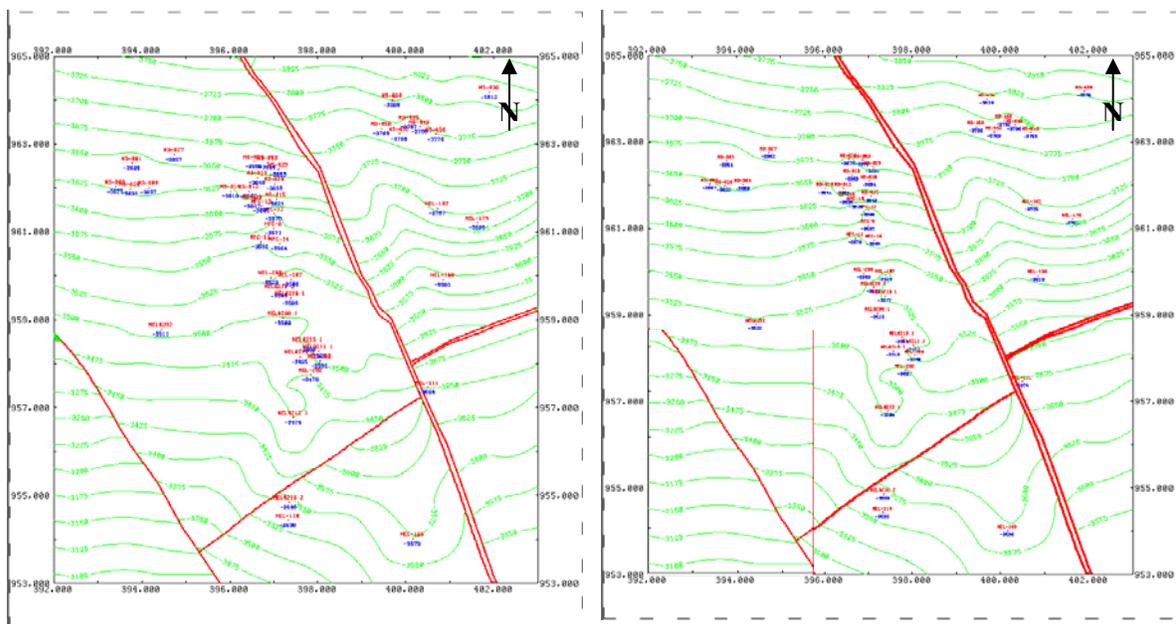


Figura 5.9 Mapa estructural de las arenas U2U y U2L.

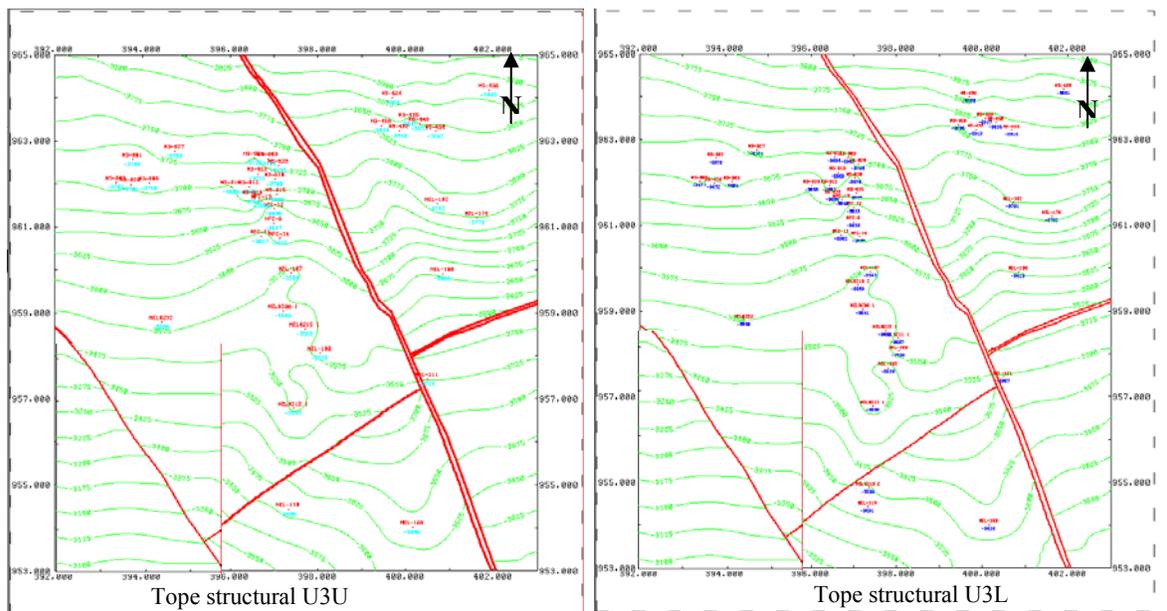


Figura 5.10 Mapa en profundidad horizontes U3U y U3L.

5.2.1.1.3 Secciones estructurales

Las secciones estructurales realizadas con información de los pozos: MEL-110, MEL-212 y MEL-107, en sentido Norte-Sur (figura 5.11 ó anexo 1) mostraron un buzamiento suave entre 2 y 3° hacia el Nor-Este, estructura típica de un homoclinal fallado, que fueron validadas con información de sísmica 3D. En esta sección se puede observar una Falla 2 de tipo sellante y buzamiento hacia el Sur entre los pozos MEL-212 y MEL-110; con un salto aproximado de 175 pies, el cual es considerado como límite hacia el sur, en los 4 yacimientos, del área de estudio.

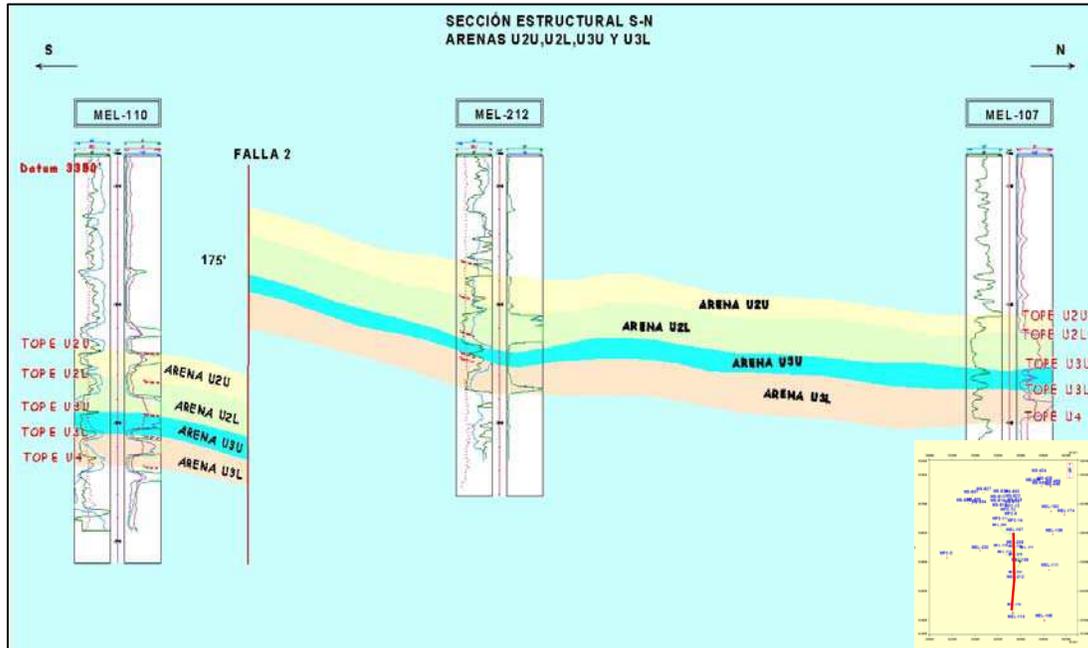


Figura 5.11 Sección Estructural Sur-Norte arenas U2U,U2L, U3U y U3L.

La sección estructural en sentido Oeste- NorEste con la información de los pozos: MEL-106, MEL-208 y MEL-232 (figura 5.12 ó anexo 2), validó la presencia de la falla principal (Falla 1) del área Oeste del Campo Melones entre los pozos MEL-208- y MEL-106, la cual tiene un salto de aproximadamente 100 pies, por lo que es interpretada como una falla tipo sellante, con buzamiento Nor-Este.

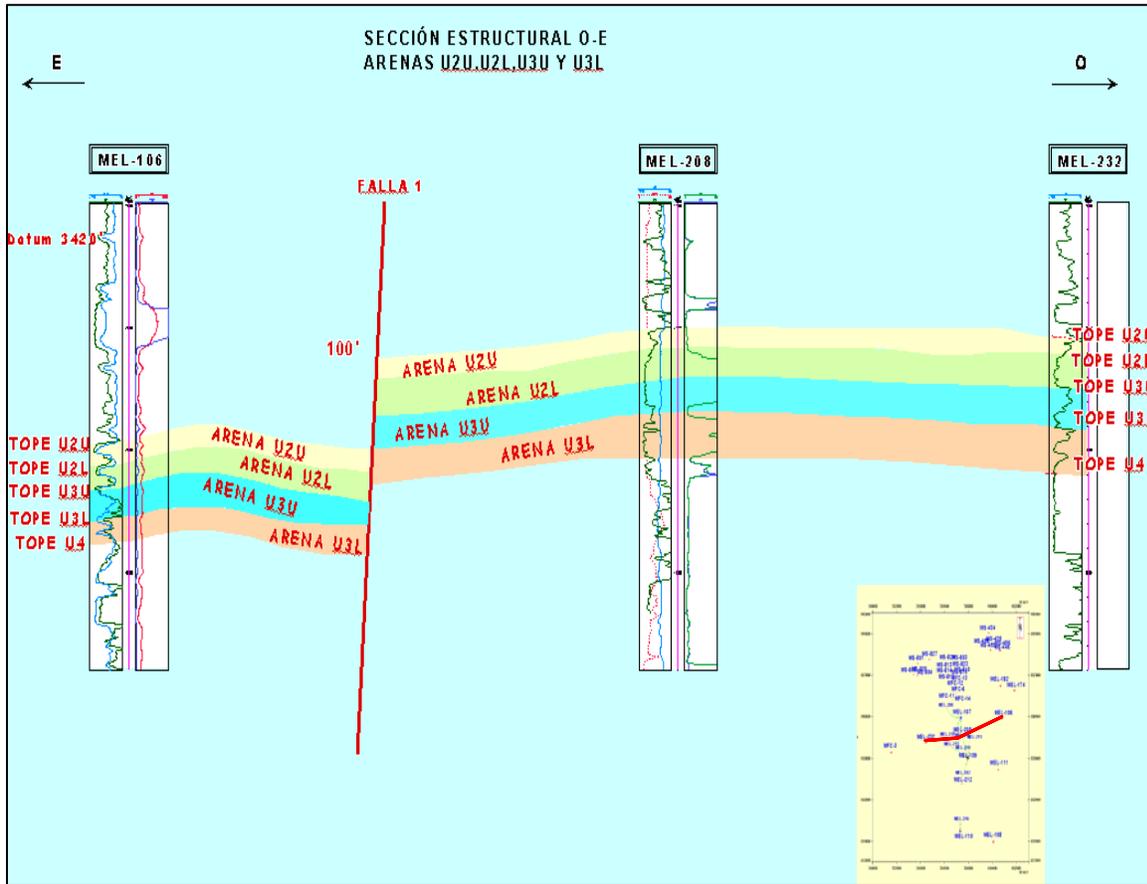


Figura 5.12 Sección Estructural Oeste-NorEste arenas U2U, U2L, U3U y U3L.

Lo anterior corroboró que las fallas interpretadas tanto con la sísmica 3D como por correlación de pozos corresponden al sistema de fallas presentes en toda el área del campo Melones, estos dos sistemas de fallamiento característicos son: uno con rumbo Este – Oeste a NorEste – SurOeste y buzamiento al Sur, las cuales son interceptadas por un segundo sistema con fallas de rumbo NorOeste y buzamiento al NorEste.

5.2.1.2 Modelo Estratigráfico y Sedimentológico

Este modelo se fundamentó en las características sedimentológicas inferidas de los registros de pozos. Al hacer la comparación entre las formas electrográficas que presentan las arenas en los registros de los pozos con los modelos teóricos propuestos y modelos sedimentológicos establecidos para el área, se puede concluir que la arena U2U presentó un máximo espesor de 18 pies, y para U2L, U3U y U3L 25 pies, las cuales se reducen gradualmente hacia el límite Este.

De las dos secciones estratigráficas realizadas para observar los cambios laterales de las facies, extensión y geometría de las unidades sedimentarias de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, se pudo visualizar en la sección estratigráfica Oeste-Este conformada por los pozos: MS-806, MS-820, MS-804, MFC-12 y MEL-182, en sentido Oeste-Este, el cambio de facies o heterogeneidades se presentaban en dirección Este-Oeste. Ver figura 5.13 ó anexo 3.

erosiva, son lateralmente continuos y extensos, no confinados por lutitas, con acuñamiento hacia el Sur. Ver figura 5.14 o anexo 4.

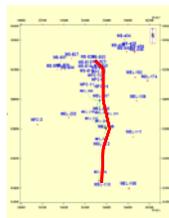
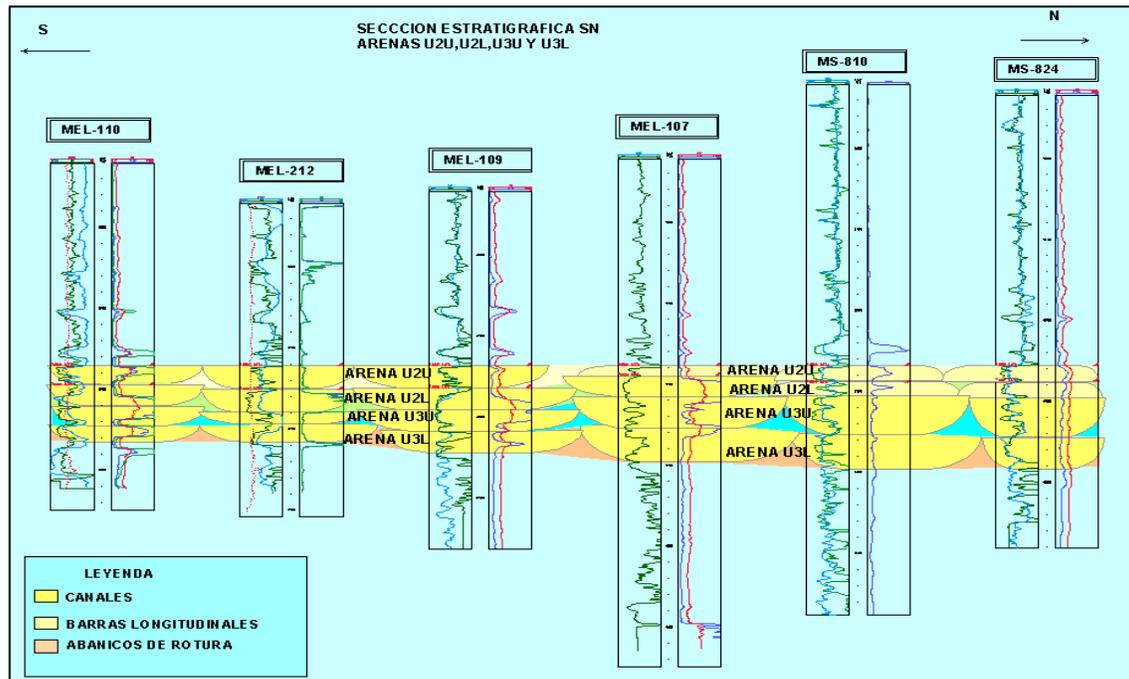


Figura 5.14 Sección Estratigráfica Sur-Norte unidades U2U,U2L,U3U y U3L.

El ambiente sedimentario interpretado en estas arenas es de un ambiente continental caracterizado por una red entrelazada de canales fluviales de baja sinuosidad y la interpretación de las electrofacies permitió identificar los patrones característicos de las

facies en las rocas, en base a las propiedades petrofísicas observadas en los registros de pozos, la sucesión del relleno sedimentarios granodecreciente, compuestos por areniscas poco consolidadas de grano medio a grueso hacia el tope de la Formación Merecure, con delgadas laminaciones de lutitas y las barras longitudinales de canal compuestas por depósitos residuales de grano grueso que en su parte superior, presentan sedimentos de grano fino probablemente como consecuencia de los períodos de alto flujo, una vez formadas dichas barras. Estos registros reflejan características sedimentológicas según el modelo conceptual de una secuencia granodecreciente hacia el tope, lo cual es característico del ambiente de sedimentación de la Formación Merecure a la cual pertenecen las arenas en estudio.

La respuesta de los registros GR y SP muestran cilindros suaves característicos de un sistema de canales entrelazados y con ello se pudo identificar el evento geológico que provocó la deposición de las unidades U2U,U2L,U3U y U3L en el área Oeste del campo Melones. Además, se pudieron identificar las otras facies presentes que corresponden a depósitos de llanura de inundación en donde la respuesta, tanto del SP como en el GR, no presenta deflexiones abruptas sino, mantiene un comportamiento casi lineal, característico de sedimentos de grano fino que son depositados en zonas de baja energía. Otra de las facies observadas fue de depósitos de abanicos de rotura, en donde las electrofacies exhibían una base abrupta, espesor muy delgado y donde la deflexión de las curvas es indicativa de sedimentos de grano medio a finos. También se pudo inferir que la dirección preferencial de sedimentación, la cual muestra una distribución unimodal con poca

dispersión a lo largo de la dirección del buzamiento, es de Sur-Norte, y en general, otras características relevantes que permiten suponer como se formó este fenómeno geológico natural. En la figura 5.15 se muestran los modelos sedimentológicos conceptuales de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L. En los pozos MEL-107, MEL 109, MEL-208, MFC-14 y MFC-11 se pudo observar mediante la correlación que las unidades U2L y U3U, presentaron una superficie de no erosión o apilamiento de cuerpos de canales, identificándolas como unidades hidráulicamente conectadas, es decir que existe entre ellas comunicación de fluidos. Ver figura 5.16 ó anexo 5 y 6.

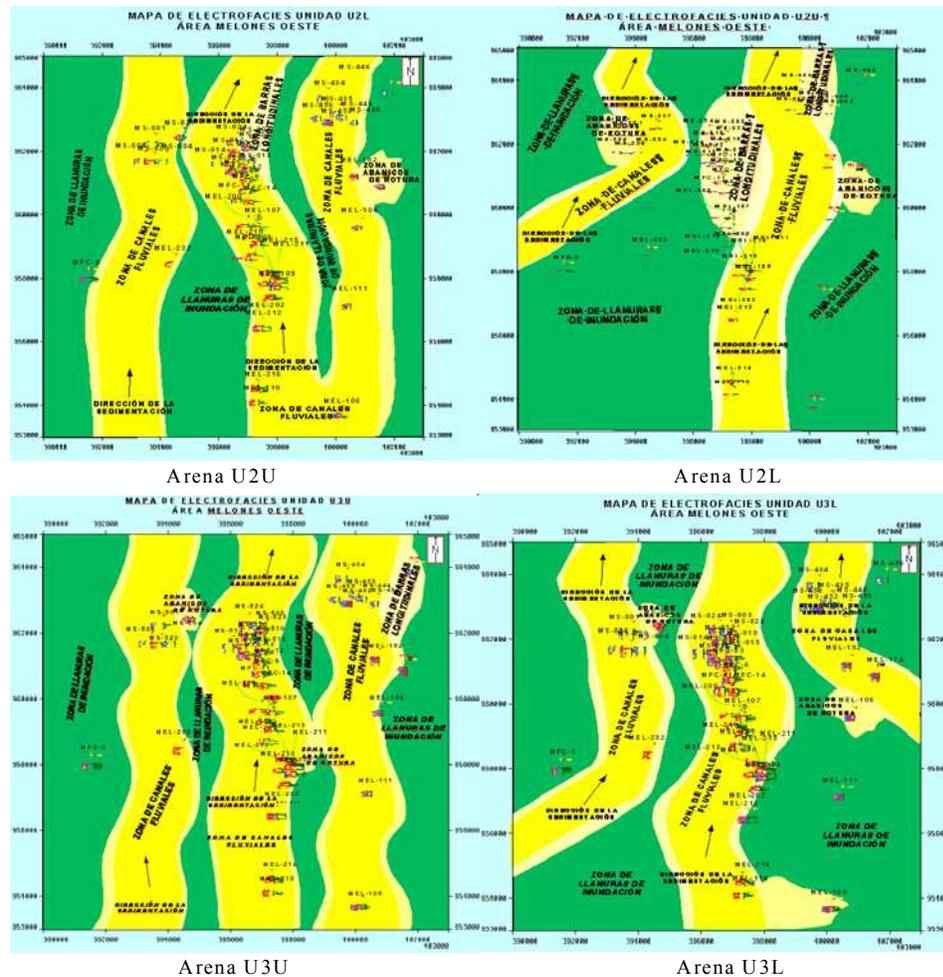


Figura 5.15 Mapas de electrofacies de las Arenas U2U,U2L,U3U y U3L.

El tipo de entrapamiento identificado en el área es del tipo combinado estructural-estratigráfico.

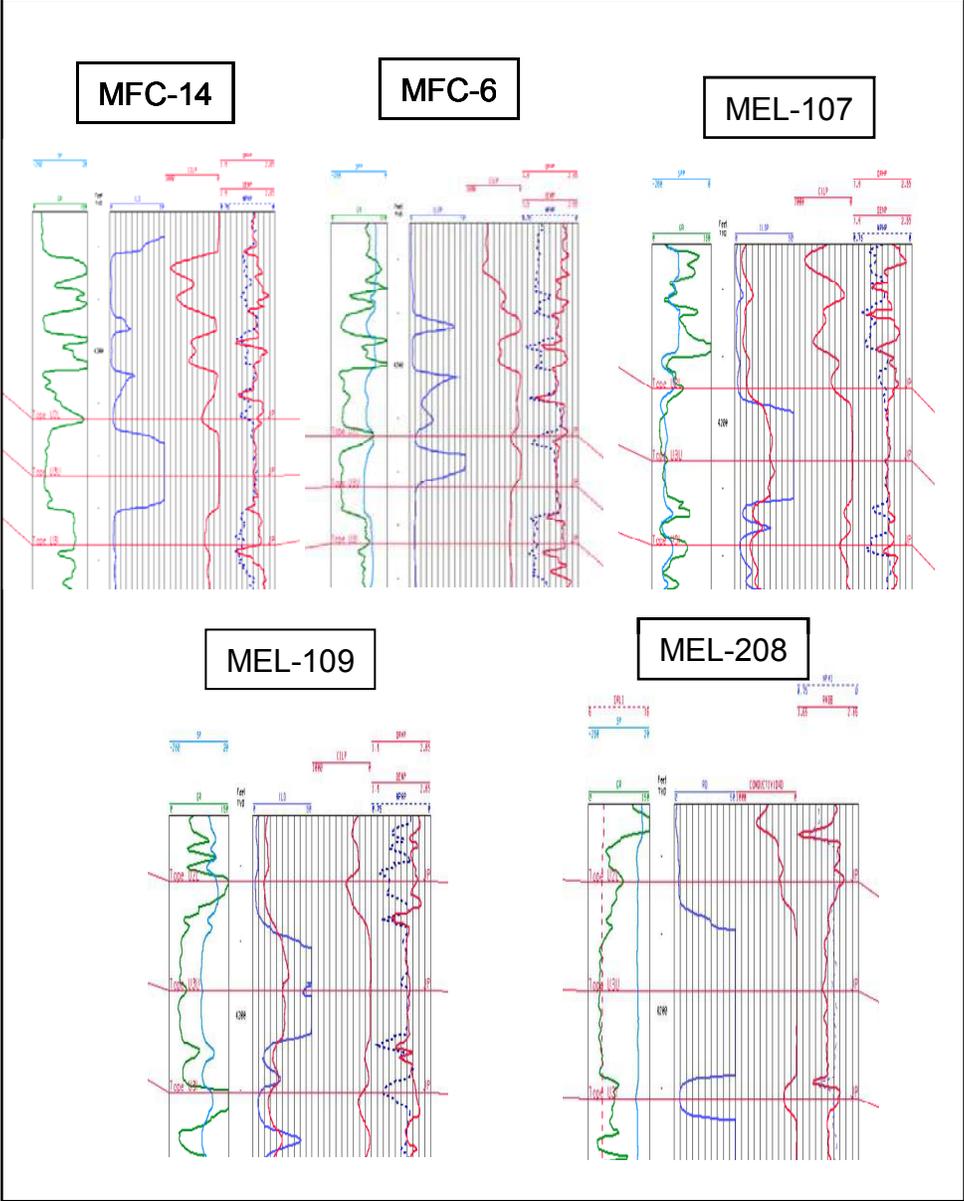


Figura 5.16 Pozos que presentaron coalescencia entre las unidades U2L y U3U

5.2.1.3 Modelo Petrofísico

La realización de un estudio de este tipo reviste gran importancia para el análisis de un pozo, yacimiento o campo, por cuanto permite definir las propiedades de la roca del área considerada, lo que ayudará a calcular con más precisión las reservas de petróleo. La evaluación petrofísica se basó en la aplicación de modelos matemáticos, descritos en el capítulo anterior por medio del análisis de las propiedades medidas en los registros de Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP), Resistividad (RD,ILD), Densidad (RHOB) y Neutrón (NPHI) y Temperatura, pertenecientes a los pozos del área en estudio. Los pozos control que poseían este tipo de registros permitieron determinar los valores de las propiedades petrofísicas de las unidades en estudio del área.

a) Resistividad del agua de formación

Se obtuvo mediante el método SP. Este parámetro, y de suma importancia, pues de él depende la saturación de agua, la cual es determinante en el cálculo de las reservas de hidrocarburos, éste varía significativamente de una zona a otra para cada cuenca. Dicha variación está ligada a la salinidad y las características geológicas del área evaluada. El valor de R_w obtenido es de $0.17 \Omega.m$ a una temperatura de $136.11^\circ F$, el cual se considera representativo, pues el núcleo obtenido del pozo MEL-124, ubicado en el área Este del

Campo Melones, arrojó que la resistividad del agua de formación a través de análisis físico-químicos a las arenas U2-4 perteneciente a la Formación Merecure fue de $0,17 \Omega.m$ a $135^\circ F$.

b) Volumen de arcilla

Los valores de volumen de arcilla obtenidos para la arena U2U se encuentra en el rango de 2 a 20%, para la U2L entre 1 a 29%, U3U entre 8 a 19% y la arena U3L en un intervalo de 9 a 19%, como era de esperarse en el centro del canal se obtuvieron arcillosidades bajas, mientras en las partes marginales de los canales, éstos aumentan y en las zonas de barras donde hay poco desarrollo de las arenas.

c) Porosidad

La evaluación se realizó por medio del perfil de densidad. Para el pozo MS-803 que no contaba con este registro se estimó esta propiedad, generando una ecuación que tomaba en consideración los datos de densidad y volumen de arcilla del pozo MS-824, cercano. En la figura 5.17, muestra el gráfico cruzado de densidad vs. volumen de arcilla a partir de la cual fue generada una ecuación, de segundo orden, con un R^2 de 0.89, del pozo MS-824, lo que quiere decir que esta ecuación sintética es bastante aceptable, y al compararla con su curva real de densidad cotejaron perfectamente, y pudo ser asignada al pozo MS-803 (figura 5.18).

La porosidad, previamente corregida por arcillosidad, pues estas arenas poseen altos contenidos de arcillas, y para cada una de las arenas se obtuvieron valores: para la U2U de 18 a 28%, U2L de 16 a 31%, U3U de 27 a 28% y para la U3L de 24 a 29%, de acuerdo a los pozos evaluados, en la tabla 2 y 3, se muestran los valores por pozos y promedios por arenas.

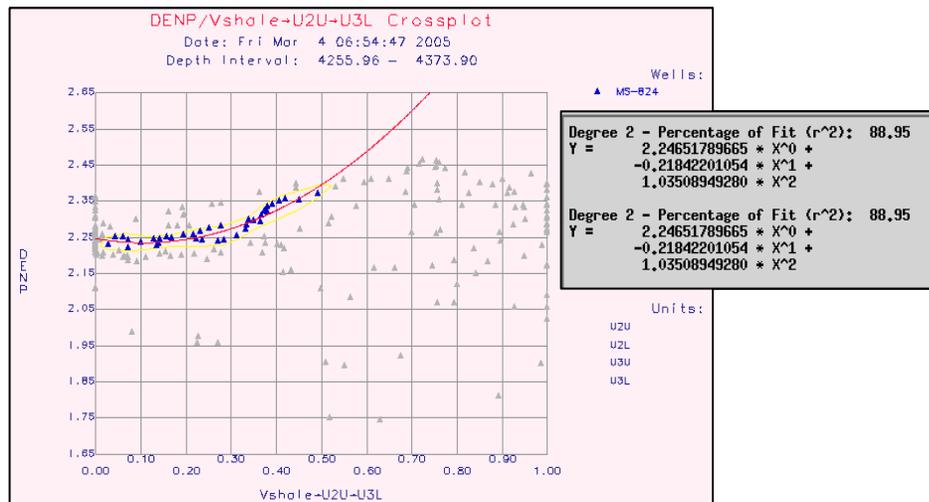


Figura 5.17 Gráfico cruzado de Densidad vs. Volumen de arcilla.

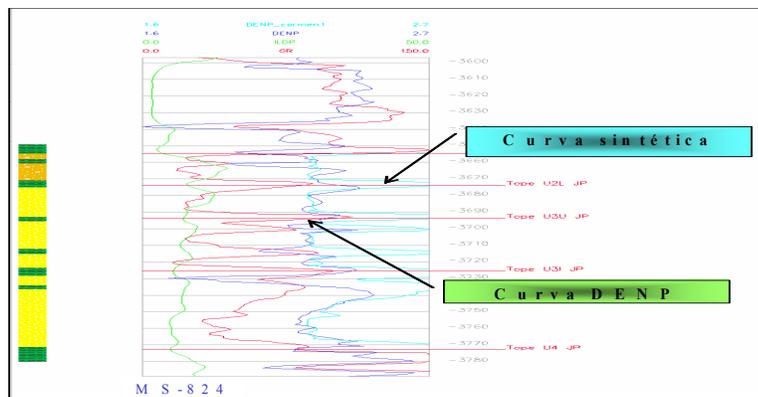


Figura 5.18 Cotejo de las curvas de densidad para el pozo MS-824.

De acuerdo con el mapa sedimentológico conceptual, los mayores porcentajes de porosidad se encuentran en los pozos que se ubican en el centro del canal, disminuyendo hacia los límites Oeste y Este, donde se observan llanuras de inundación y valores intermedios en las zonas de barras longitudinales.

d) Saturación de Agua

La saturación de agua (S_w) se obtuvo mediante la ecuación de Simandoux Modificado, para arenas arcillosas, debido a que el cálculo de volumen de arcilla determinó que las arenas evaluadas no son totalmente limpias. Se obtuvieron en la evaluación valores de saturación de agua en un rango de 19 a 44% para U2U, de 3 a 46% para U2L, de 11 a 18% para U3U y de 11 a 19% para la arena U3L, los valores altos en las saturaciones de agua se deben a las bajas resistividades que presentan algunos de los pozos evaluados, y son tomados debido a que en el área se consideran arenas productoras aquellas que presenten resistividades mayores a 8 ohm, lo cual pueden ser consecuencia de arcillas presentes en las unidades sedimentarias objetos del estudio, lo que hace difícil que los registros puedan leer en forma clara el tipo de fluido presente en esos intervalos.

e) Saturación de Agua Irreductible (S_{wirr})

Este parámetro fue obtenido con la construcción de una gráfica de resistividad de la formación (RD) versus saturación de agua (S_w). En el gráfico siguiente (figura 5.19) se

puede observar que a medida que aumenta la resistividad la saturación de agua disminuye hasta llegar a un valor prácticamente constante de 12% donde la curva se hace asintótica. Este valor corresponde a la saturación de agua irreducible (S_{wi}) calculada en las unidades U2U, U2L, U3U y U3L.

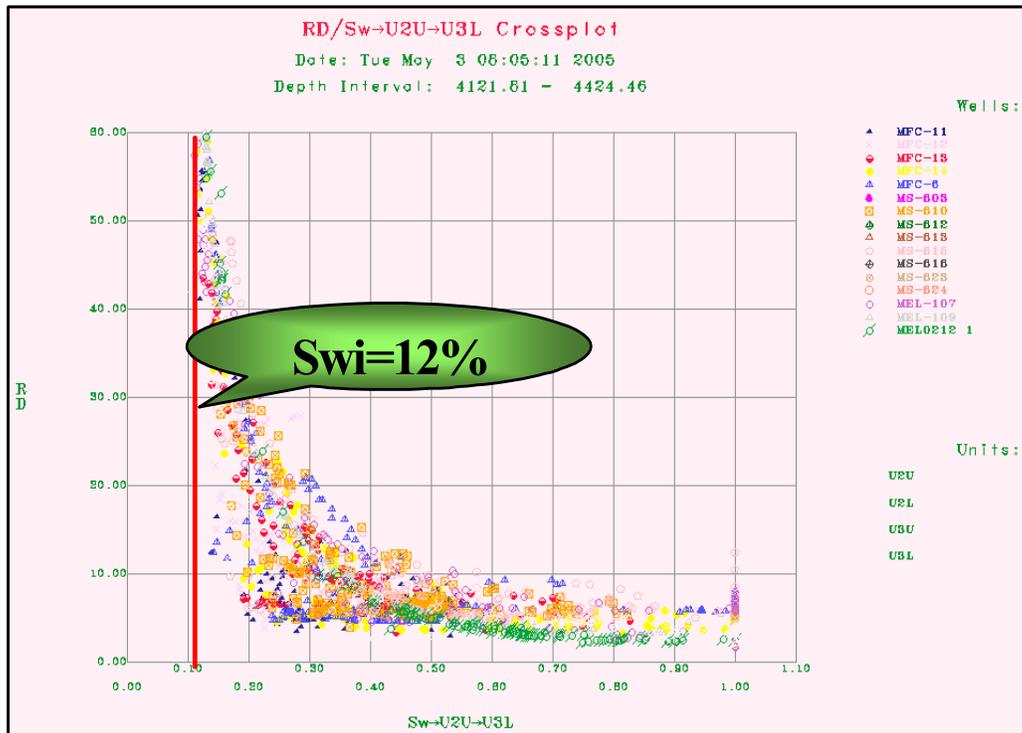


Figura 5.19 Gráfico de resistividad vs saturación de agua, unidades U2U, U2L, U3U y U3L.

f) Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad muy variable y directamente proporcional a la porosidad, por lo que ambas propiedades tienen el mismo comportamiento, es decir que los

mayores valores se encuentran en los pozos que se ubican en el centro de los canales, disminuyendo hacia la parte marginal del mismo y hacia la zona de barras. De acuerdo al tipo de crudo que se produce en el Campo Melones (crudos pesados), los valores de permeabilidad deberían de estar por encima de los 300 mD. Debido a que la permeabilidad y la porosidad tienen el mismo comportamiento, era de esperarse que las mejores permeabilidades se encuentren en el centro del canal. Estos van disminuyendo hacia las partes marginales donde se empiezan a encontrar las llanuras de inundación (hacia el Oeste y el Este).

Los valores obtenidos de permeabilidad usando la ecuación de Timur para cada una de las unidades fueron para: la U2U 334 a 3263 mD, la U2L 325 a 3640 mD, U3U de 1943 a 3640 mD y para U3L de 1250 a 2597 mD.

Se puede decir que la evaluación petrofísica es confiable, aún cuando no exacta, pero es de gran utilidad para dar una idea general del comportamiento de algunas propiedades de los cuerpos de las arenas estudiadas. Este comportamiento se ajusta al modelo geológico propuesto para los yacimientos, hecho que confirma aún más la representatividad de este análisis petrofísico.

La siguiente tabla muestra los valores promedios obtenidos en la evaluación petrofísica realizada en las arenas de interés. La tabla 5.2 muestra propiedades petrofísicas promedio para la arena U2U, la tabla 5.3 arena U2L, la tabla 5.4 arena U3U y la arena U3L en la tabla 5.5.

Tabla 5.2. Resultado de las propiedades petrofísicas para Arena U2U

Pozo	Arena Neta (pie)	Porosidad (%)	Saturación de Agua(%)	Volumen de Arcilla (%)	Permeabilidad (md)
MFC-11	3,50	0,247	0,378	0,198	3263,033
MFC-12	5,00	0,190	0,220	0,176	962,010
MFC-13	12,50	0,283	0,188	0,121	2245,538
MFC-14	8,00	0,277	0,286	0,086	2658,062
MFC-6	19,00	0,250	0,270	0,100	2147,267
MS-803	12,00	0,188	0,266	0,191	334,404
MS-810	13,50	0,266	0,255	0,132	2244,095
MS-812	11,00	0,216	0,400	0,115	1160,991
MS-813	13,00	0,275	0,251	0,080	2396,290
MS-814	14,50	0,263	0,351	0,089	1928,711
MS-815	17,50	0,248	0,191	0,145	2424,779
MS-818	8,50	0,239	0,226	0,084	1892,360
MS-823	14,50	0,254	0,301	0,063	2121,373
MS-824	13,00	0,253	0,329	0,015	1607,931
MEL-109	6,50	0,183	0,380	0,184	380,379
MEL0212 1	8,00	0,234	0,437	0,141	1033,679
Promedios	11,25	0,241	0,295	0,120	1800,06

Tabla 5.3. Resultado de las propiedades petrofísicas para la Arena U2L.

Pozo	Arena Neta (pie)	Porosidad (%)	Saturación de Agua(%)	Volumen de Arcilla (%)	Permeabilidad (md)
MFC-11	20,52	0,28	0,11	0,12	3639,51
MFC-12	5,50	0,25	0,20	0,18	1765,02
MFC-13	10,50	0,27	0,34	0,08	1954,96
MFC-14	18,40	0,27	0,14	0,09	2351,04
MFC-6	14,65	0,29	0,19	0,04	3116,37
MS-803	7,50	0,21	0,35	0,13	529,00
MS-810	4,00	0,16	0,29	0,31	221,22
MS-812	9,00	0,25	0,41	0,08	1815,43
MS-813	5,00	0,23	0,22	0,15	853,95
MS-814	6,50	0,16	0,46	0,26	208,60
MS-815	2,00	0,16	0,43	0,29	324,62
MS-818	14,00	0,25	0,44	0,06	1947,05
MS-823	13,50	0,17	0,32	0,17	464,00
MS-824	13,00	0,25	0,34	0,03	1546,35
MEL-107	18,14	0,28	0,11	0,15	2191,98
MEL-109	17,93	0,29	0,15	0,13	2600,35
MEL0212 1	25,00	0,31	0,11	0,01	3435,75
MEL0208 1	14,60	0,29	0,03	0,16	2565,17
Promedios	12,21	0,24	0,26	0,13	1751,69

Tabla 5.4. Resultado de las propiedades petrofísicas para la Arena U3U.

Pozo	Arena Neta (pie)	Porosidad (%)	Saturación de Agua(%)	Volumen de Arcilla (%)	Permeabilidad (md)
MFC-11	20,52	0,28	0,11	0,12	3639,51
MFC-14	12,60	0,27	0,12	0,08	2555,56
MEL-107	15,86	0,27	0,13	0,19	1942,69
MEL-109	20,57	0,27	0,18	0,12	2048,25
MEL0208 1	25,00	0,2851	0,1087	0,0868	2596,8821
Promedios	17,39	0,27	0,13	0,12	2546,50

Tabla 5.5. Resultado de las propiedades petrofísicas para la Arena U3L.

Pozo	Arena Neta (pie)	Porosidad (%)	Saturación de Agua(%)	Volumen de Arcilla (%)	Permeabilidad (md)
MEL-107	18,00	0,24	0,19	0,19	1250,87
MEL0208 1	25,00	0,29	0,11	0,09	2596,88
Promedios	21,50	0,26	0,15	0,14	1923,88

5.2.1.4 Actualización del Mapa Oficial

Luego de obtener el mapa estructural exportando cada horizonte de “ZmapPlus” y en base a los valores de porosidades y permeabilidades obtenidos por pozos según la evaluación petrofísica se trazaron los mapas de isopacos-estructurales, los cuales fueron digitalizados en “SIGEMAP”, donde fueron actualizados. Los yacimientos a los cuales pertenecen las arenas en estudio quedaron limitados como sigue:

Yacimiento U2U/MS-803, limitado por una falla normal con dirección SurEste_ -NorOeste al Este, por límites de roca al Oeste y una falla normal en dirección Sur-Oeste-NorEste, al Sur. Ver anexo 7.

Yacimiento U2L/MEL-107, limitado por una falla normal con dirección Sur Este-NorOeste al Este y por límites de roca al Oeste y una falla normal en dirección SurOeste-NorEste, al Sur. Ver anexo 7.

Yacimiento U3U/MEL-109 limitado al Este por un límite de rocas, al norte por un contacto Agua-Petróleo (CAPO) con un @ de -3612 y al Sur por otra falla normal en dirección SurOeste-NorEste y al Oeste por un límite de rocas. Ver anexo 8.

Yacimiento U3L/MEL-107 limitado al Este por un límite de roca y una falla normal en sentido SurEste- NorOeste, al norte por un contacto Agua-Petróleo (CAPO) con un @ de -3588 y al Sur por otra falla normal en dirección SurOeste-NorEste y al Oeste por un límite de rocas. Ver anexo 8 .

5. 2.1.5 Modelo de Simulación Estocástica

A partir de la integración de la correlación geológica de las unidades U2U, U2L, U3U y U3L, y en la medida en que se permitió disponer de datos, se modelaron la profundidad y el espesor del evento correlacionado, además de los grid de los horizontes estructurales y de las propiedades petrofísicas promedio a partir de los datos de perfiles de pozo, mediante la aplicación de técnicas de simulación estocástica condicional, se generó el modelo Geoestadístico.

5.2.1.5.1 Modelo Estocástico Estructural

Esta parte involucra el modelo de fallas como superficie (figura 5.20) y el mallado de simulación, cuyas características son mostradas en la tabla 5.6. De acuerdo al modelo estructural obtenido, se puede observar que los horizontes coinciden con los topes para

cada una de las arenas, así como el ajuste de los planos de falla con cada uno de los horizontes, lo que sirvió como base para la construcción del mallado geológico 3D, figura 5.21

Mallado de Simulación Estocástico (Coner point)			
Coordenadas			
Minímo X	392000 m	Máximo X	403000 m
Minímo Y	953000 m	Máximo Y	965000 m
Minímo Z	3083,4 pies	Máximo Z	3982,2 pies
Total de celdas:	3.303.720		
Subgrid 1:(layers)	1 - 30		
Subgrid 2:(layers)	31 - 60		
Subgrid 3:(layers)	61 - 90		
Subgrid 4:(layers)	91 - 120		

Tabla 5.6. Características del mallado de simulación estocástico.

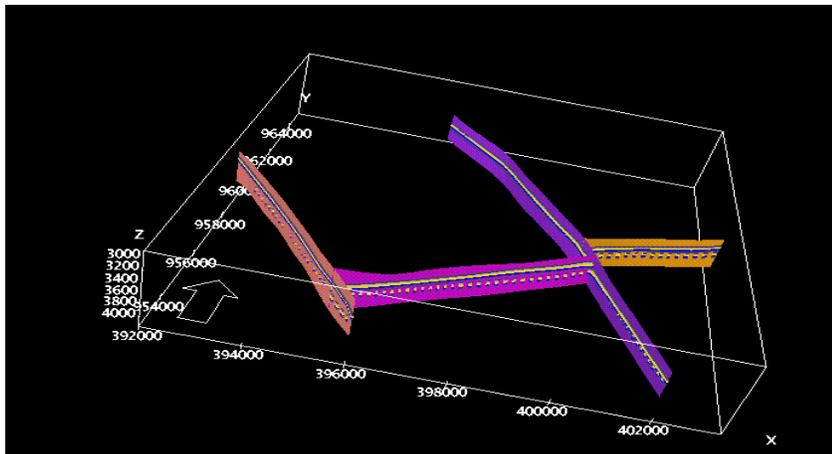


Figura 5.20 Modelo de Fallas

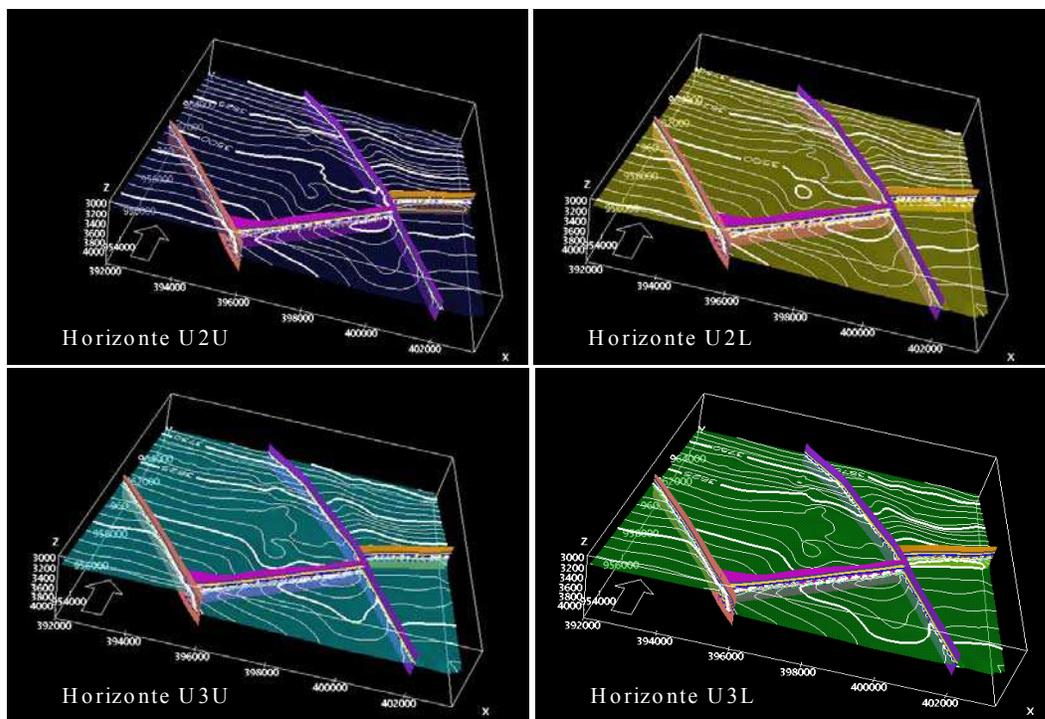


Figura 5.21 Horizontes U2U,U2L,U3U y U3L, ajustados al modelo de fallas.

5.2.1.5.2 Análisis estadístico de datos

En las siguientes figuras 5.22(a y b) y 5.23(c y d), se observan los histogramas de frecuencias de la permeabilidad y porosidad, las cuales presentan sesgo. Para la facies canal se puede ver en las figuras 5.22(a) y 5.23(c) la gráfica una vez aplicada la distribución normal, la cual consistió en remover el sesgo en las distribuciones, para asignarles valores aleatorios a los datos, en las figuras 5.22(c) y 5.23(d), para los cuatro subgrids. Se puede observar es que son más probables los valores cercanos a uno central que llamamos la

media y conforme se aleja de ese valor, la probabilidad va decreciendo de igual forma a la derecha y a la izquierda de la gráfica una vez normalizada, por la simetría dependiendo de la desviación típica.

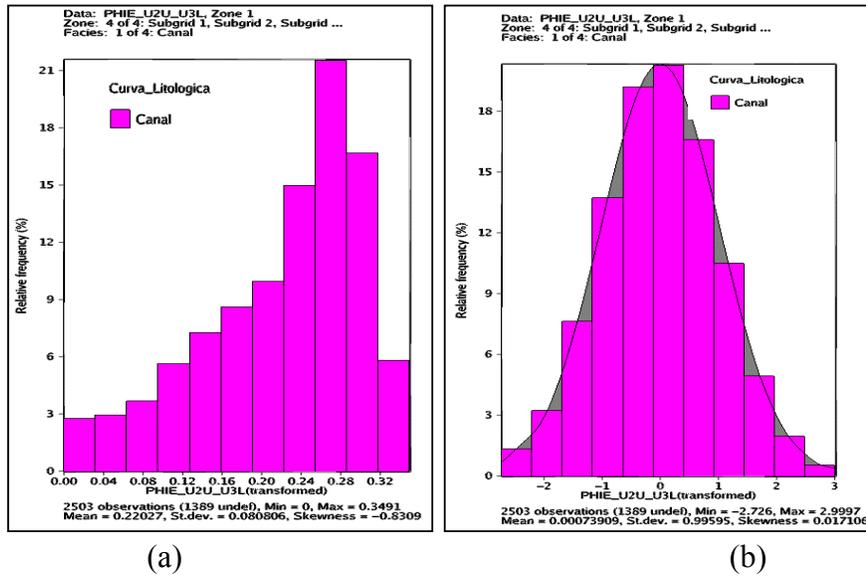


Figura 5.22 Análisis estadístico para porosidad -facies canal

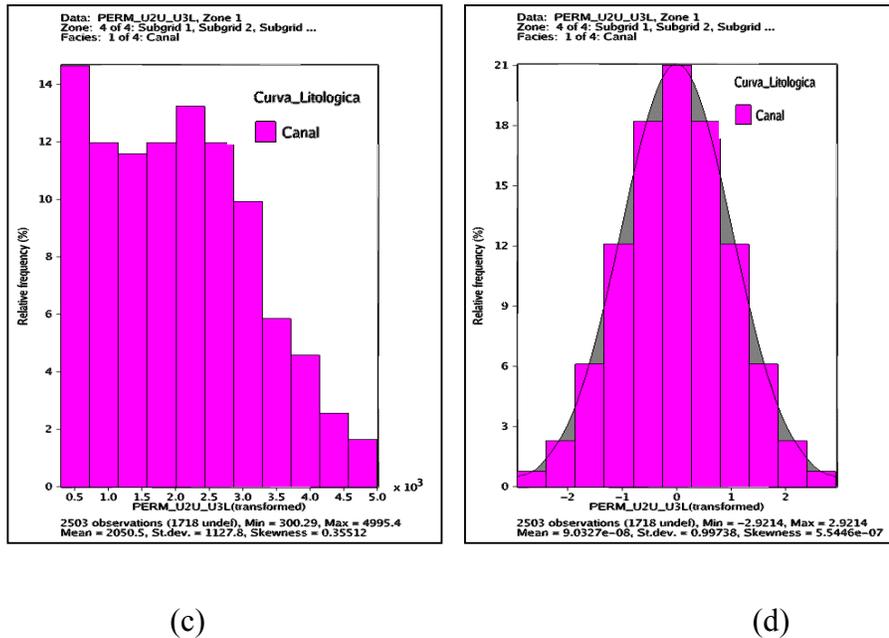


Figura 5.23 Análisis estadístico para permeabilidad -facies canal.

En la figura 5.24, se muestra la curva de probabilidad de ocurrencia de la facies de canal y llanuras en función del atributo sísmico Fuerza de Reflexión, se aprecia que para el rango de valores mostrados, no muestra una correlación clara entre ambos, como posible consecuencia de que la sísmica no tiene buena resolución en el área de estudio.

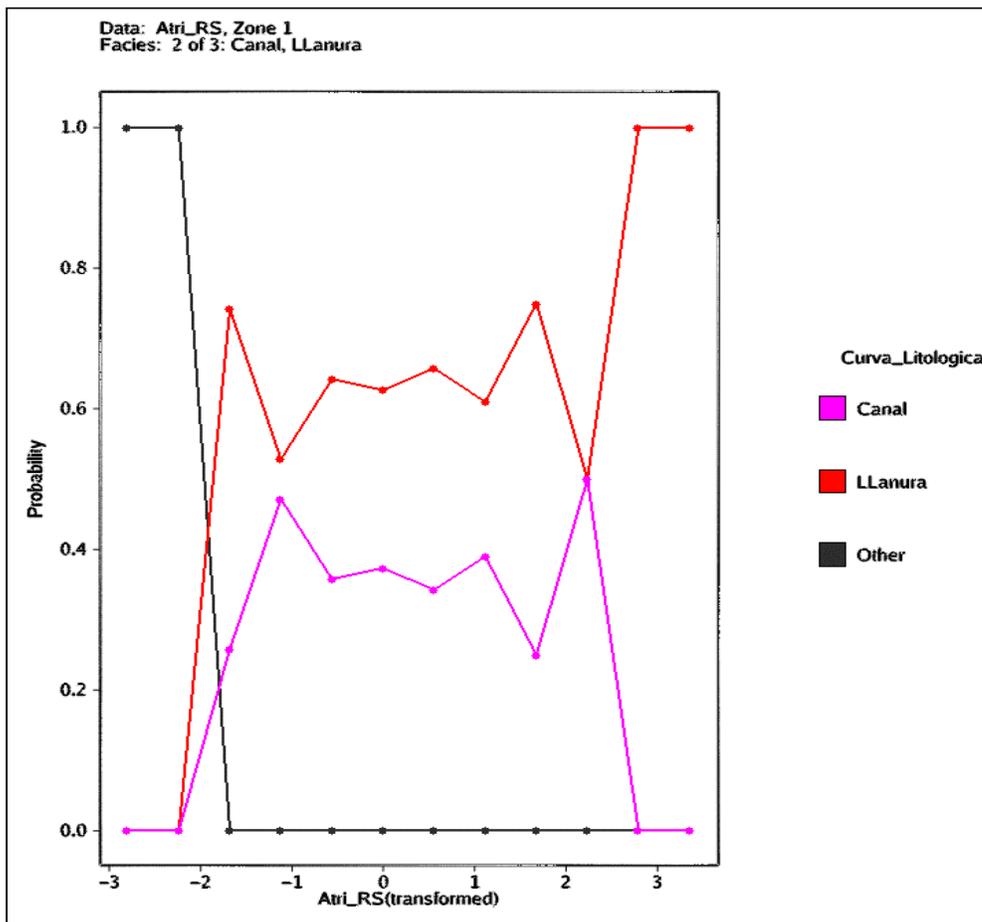


Figura 5.24 Curva de probabilidad de ocurrencia de canal y abanicos en el atributo sísmico.

5.2.1.5.3 Simulación Estocástica de Facies Sedimentarias

El modelo usado permitió reproducir diferentes escenarios, que muestran numerosos modelos geológicos y dan como resultado la dirección preferencial de los cuerpos sedimentarios. Se ejecutaron varios escenarios, se tomó el que mejor se ajustó al modelo de ambiente sedimentario conceptual, para las arenas U2U, U2L, U3U y U3L. Los mapas de intensidad elaborados para cada una de las arenas, proporcionó un comportamiento, principalmente de los canales, y es usada como uno de los datos de entrada para modelar este tipo de facies.

Los indicadores (Facies Indicator) muestra en la figura 5.25 como se distribuye en el área de estudio cada facies sedimentaria en el modelo 3D. El modelo generado no presenta formas o geometrías semejantes a un ambiente de sedimentación. La heterogeneidad entre los cuerpos en esta zona no presentó continuidad; el color amarillo corresponde a la tendencia de la facies del canal en el mallado geológico elaborado, mostrando un predominio de la misma, las facies de canales (color amarillo) y llanura (color verde), no muestran una mayor distribución dentro del mallado. Pero éste no muestra una tendencia coherente con el modelo conceptual, en cuanto a la distribución de facies presentes.

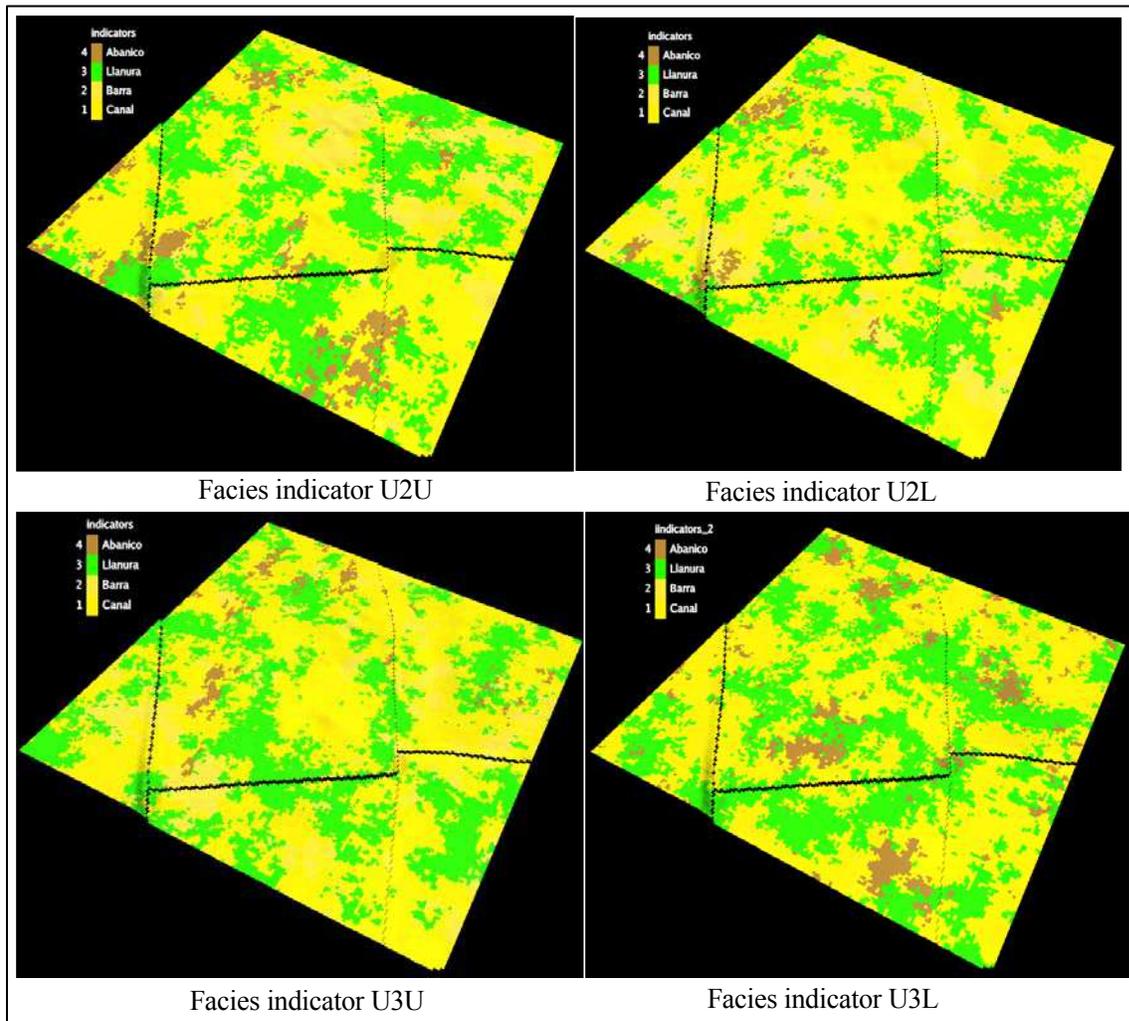


Figura 5.25 Modelo de facies obtenido por indicadores (Indicator)

El modelo de canales (Facies Channels) muestran, la forma y geometría de los mismos ajustado al modelo determinístico, representados en color amarillo los canales y los abanicos en marrón y el verde a las llanuras de inundación, ver figura 5.26.

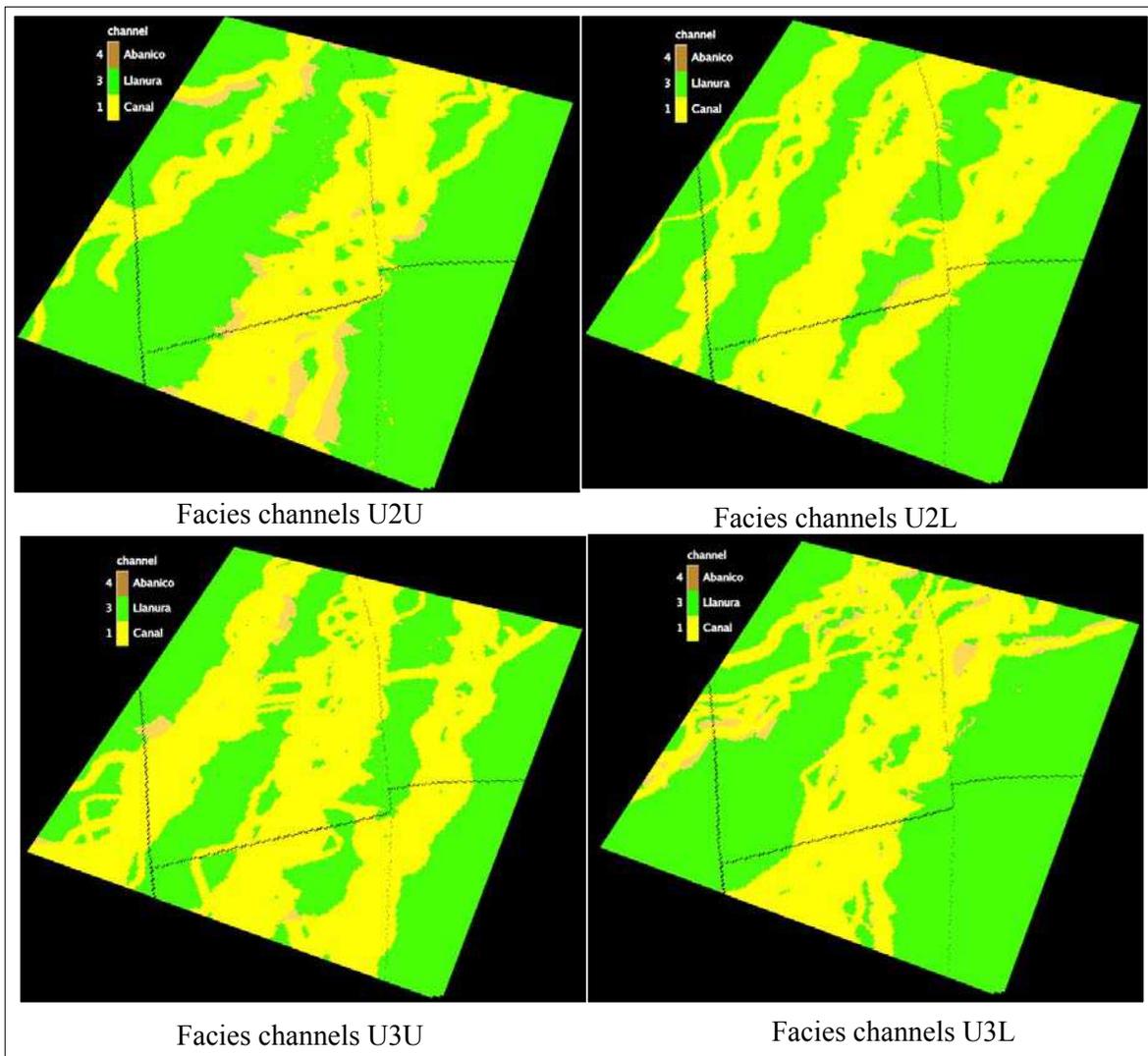


Figura 5.26 Modelo de facies obtenido por Canales (Channels)

En el modelo de barras se describen la posición y forma de estos cuerpos dentro del mallado de simulación, y se puede observar la distribución de la facies de barras longitudinales para el niveles U2U,U2L y U3U, tal como se puede ver en la figura 5.27, representado en color amarillo pálido y la llanura en verde.

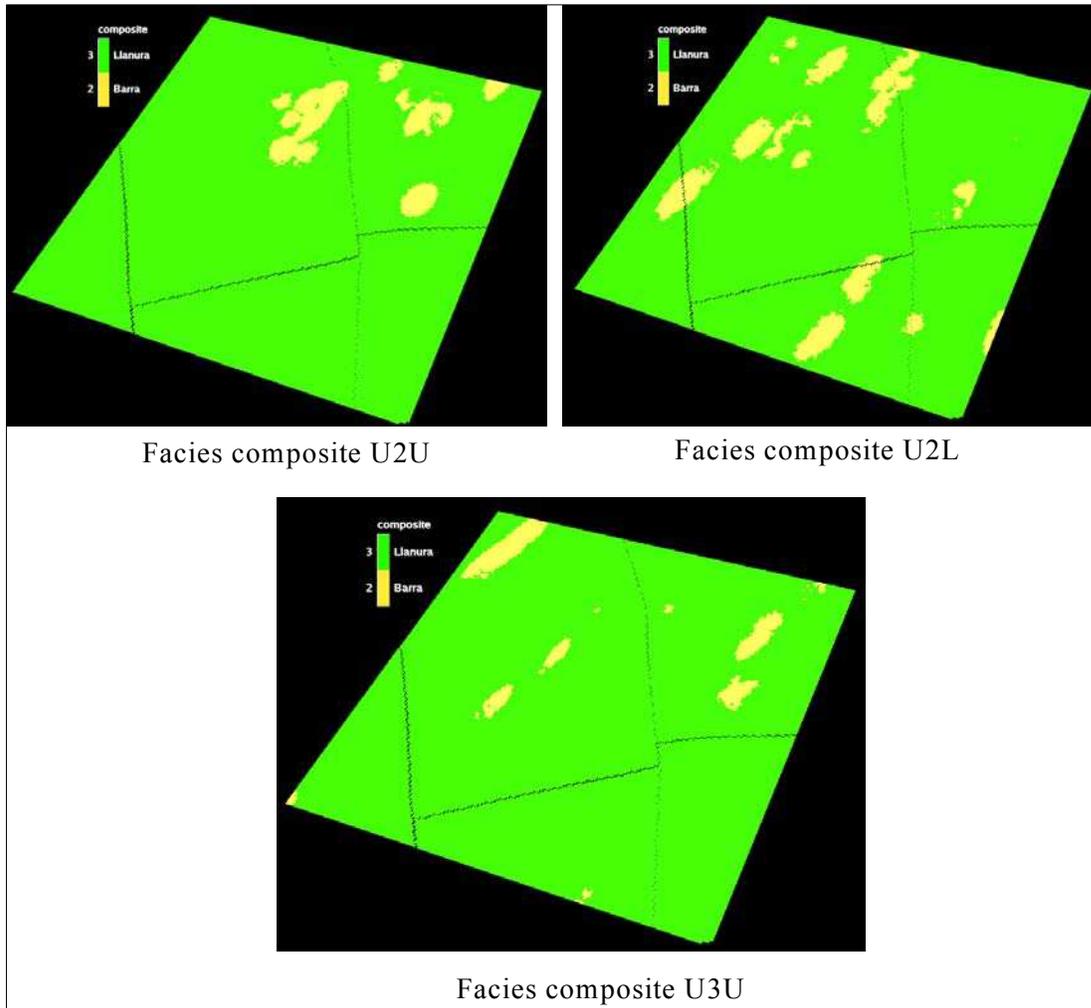


Figura 5.27 Modelo de facies barras por facies compuestas (Composite)

Se pudo notar en la curva de proporción vertical, que muestra la variación vertical que ocurre en las diferentes facies (discretización vertical de facies), que la de mayor proporción son los canales y la de menor está representada por la facies de abanicos de rotura, debido a que ésta según la curva litológica, existen muy pocos pozos que presenten este tipo de facies, ver figura 5.28. Luego, al hacer el modelo de facies finales (Merge), en líneas generales se puede observar en el modelo estocástico de las cuatro facies es representado por éste, y reafirma que la zona de menor tamaño corresponde los abanicos de rotura. El predominio de canales propios de un ambiente dominado por procesos fluviales, las barras y las llanuras de inundación medianamente indican que patrón de sedimentación es en sentido Sur-Norte.

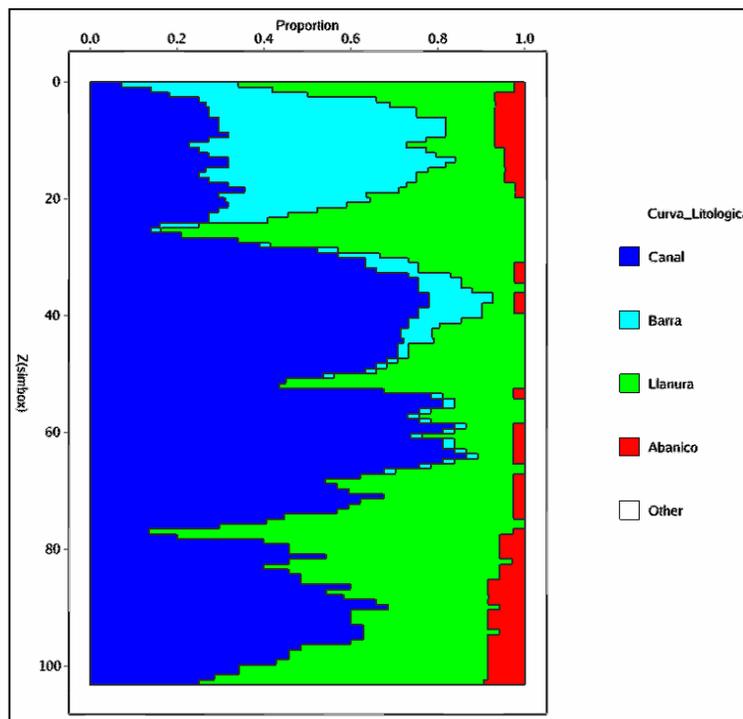


Figura 5.28 Curva de proporción vertical.

Resultado de la simulación de facies, la reproducción del ambiente en la realización estocástica, es evidenciado en el mapa en tres dimensiones, al ser comparada con el modelo determinístico; honra los datos reales y se obtuvo una representación aproximada a la realidad. La figura 5.29, presenta el modelo de distribución de facies obtenido por la simulación estocástica.

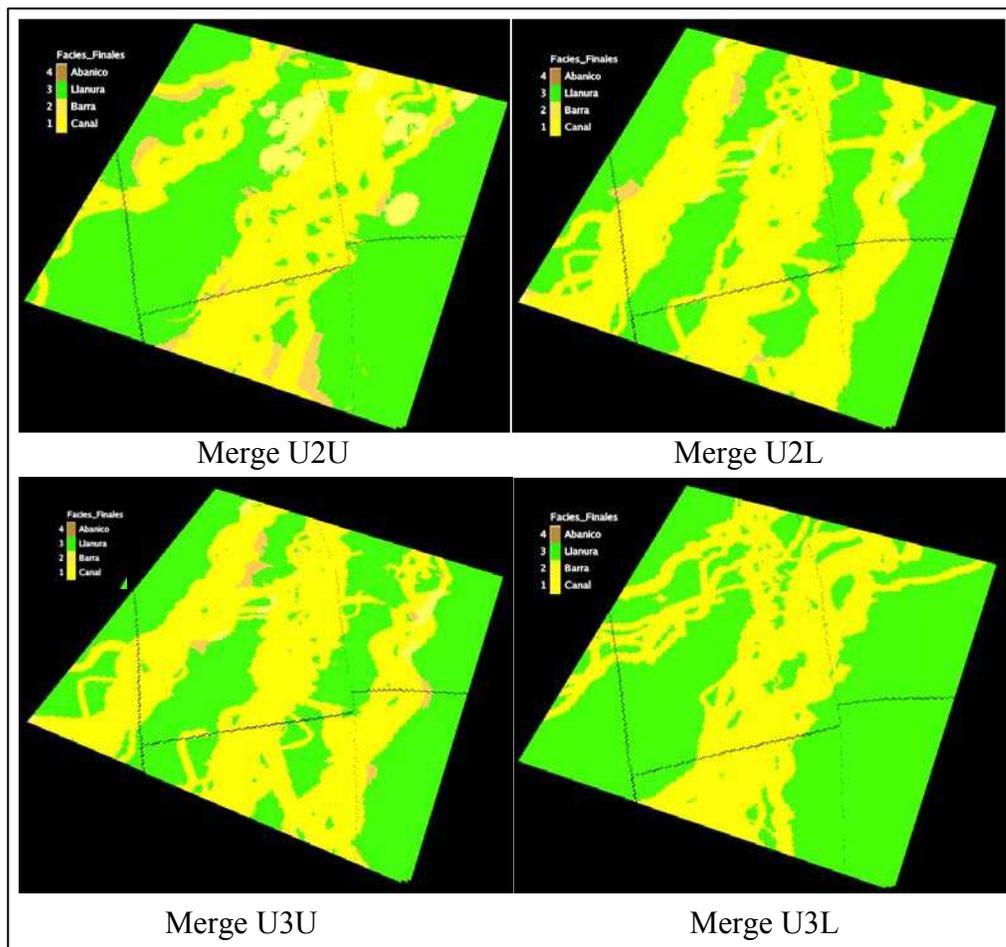


Figura 5.29 Modelo de facies finales (Merge)

5.2.1.5.4 Análisis variográfico

Para generar los variogramas, el principal problema lo representó la escasez de datos ya que no todos los pozos cercanos al área tenían interpretaciones petrofísicas. Las unidades se caracterizaron por la presencia de canales entrelazados en gran medida, por lo tanto, la respuesta del variograma debía ser cónsona con la interpretación del ambiente, pues se está hablando de cuerpos de gran continuidad en el sentido del eje longitudinal.

En los variogramas generados (figura 5.30 y 5.31) se puede ver en puntos rojos el variograma experimental y en línea continua el variograma teórico de ajuste; los gráficos 5.30 (a) y 5.31 (a) muestran la variabilidad de los datos en dirección paralela al patrón de sedimentación, los gráficos 5.30 (b) y 5.31 (b) en dirección perpendicular(normal) y los gráficos 5.30 (c) y 5.31 (c) en dirección vertical.

Luego de haber hecho una serie de sensibilidades, al momento de elaborar los variogramas tales como longitud, ancho, altura, orientación, entre otras, el resultado no fue confiable, por cuanto la información espacial que arrojan los variogramas experimentales, tanto en la dirección paralela, como perpendicular es bastante pobre. Sin embargo, se puede observar en los variogramas Gaussianos que la cantidad de datos en sentido vertical hizo posible obtener el ajuste del experimental con el teórico en dicha dirección, representando baja variabilidad de los mismos.

Aún cuando el variograma en dirección perpendicular al patrón de sedimentación muestra amplia variabilidad en cuanto a los datos, permitió validar las definiciones teóricas para el ambiente sedimentario interpretado, pues la porosidad y la permeabilidad muestran una continuidad deficiente, es decir, disminuyen a medida que se acerca a los límites de la zona de canal.

Al obtener los histogramas y variogramas de las propiedades petrofísicas se inició la simulación estocástica de dichas propiedades, generada en la realización de la que fue tomado el modelo probable que mas se ajusta al modelo conceptual de facies interpretado para el área en estudio.

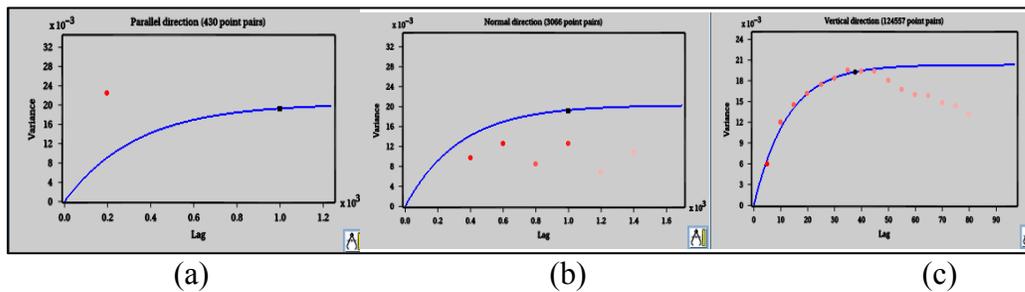


Figura 5.30 Variograma paralelo(a),normal(b) y vertical(c) para Porosidad

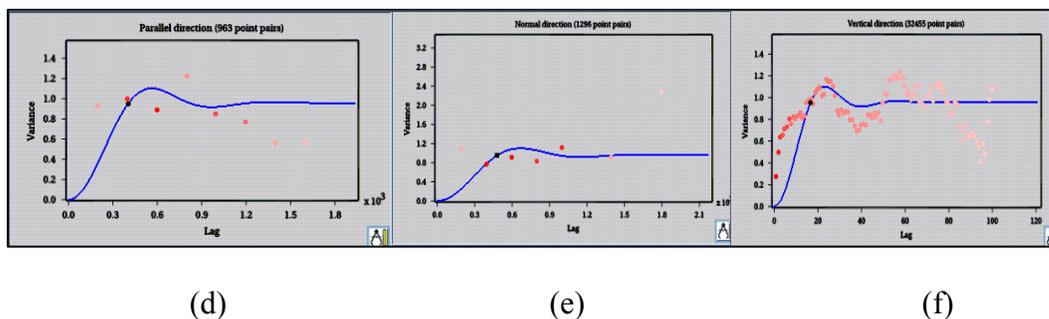


Figura 5.31 Variograma paralelo(d),normal(e) y vertical(f) para Permeabilidades.

5.2.1.5.5 Modelo determinístico de propiedades petrofísicas

Mediante la extrapolación a través la aplicación de un algoritmo presente en el programa, el cual toma en cuenta la información puntual de cada pozo calcula los valores en zonas sin información alguna, este modelo por tanto no emplea la simulación estocástica y no considera la heterogeneidad.

Aunque resulta un modelo con propiedades petrofísicas, que respeta la información dada por los pozos, no representa las condiciones reales o que se aproxime a la realidad del yacimiento, que puede ser utilizado cuando sea necesario una rápida visión de las propiedades del yacimiento.

En la figura 5.32 y 5.33 se puede observar una capa característica del mallado, donde se resalta la extrapolación para el parámetro porosidad y permeabilidad respectivamente.

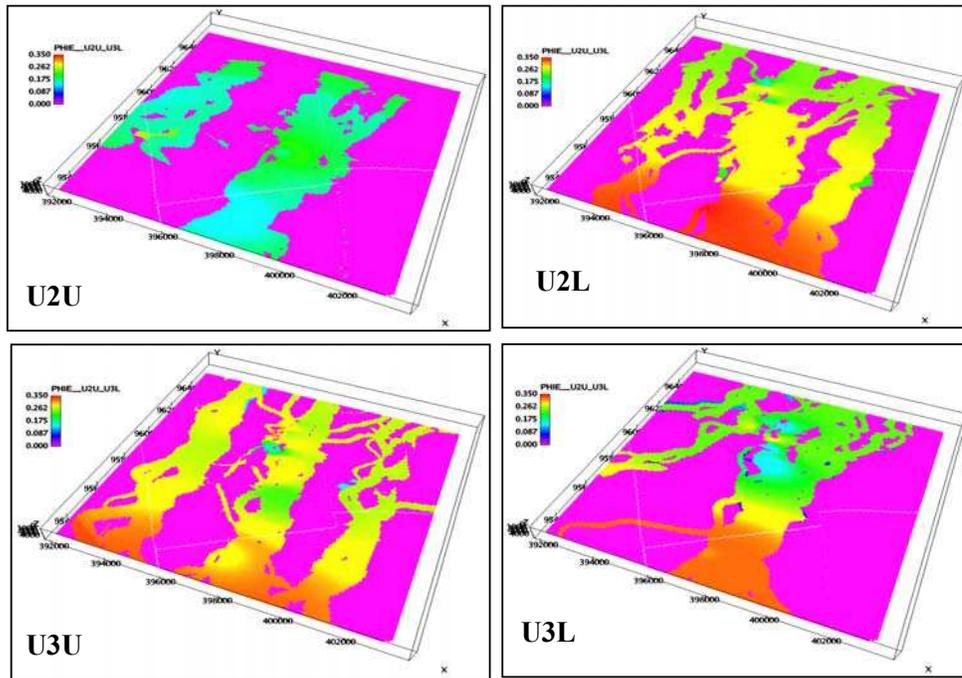


Figura 5.32 Modelo de Extrapolación petrofísica para la porosidad.

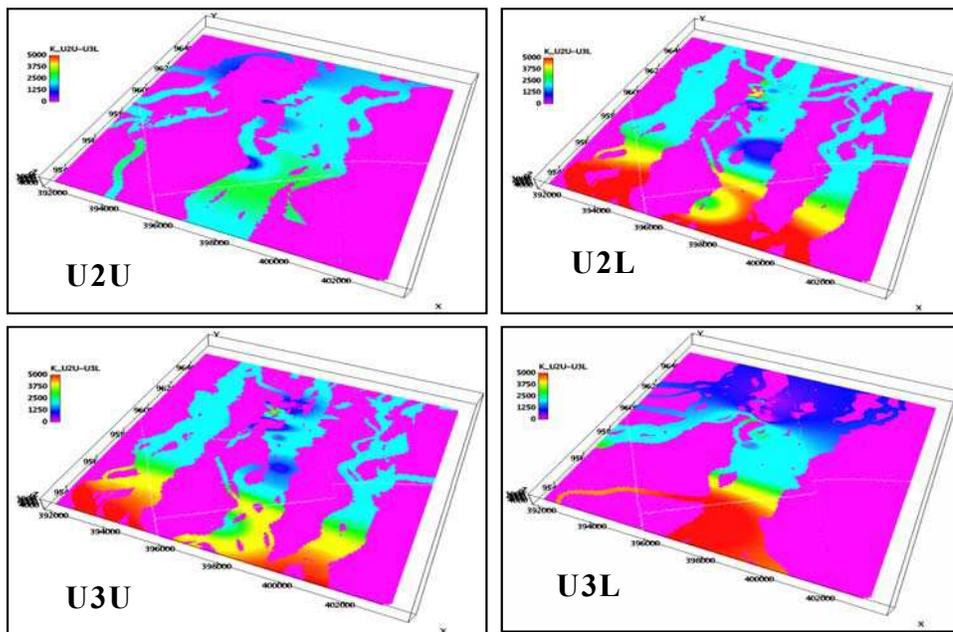


Figura 5.33 Modelo de Extrapolación petrofísica para la permeabilidad

5.2.1.5.6 Modelo Estocástico de propiedades Petrofísicas

Luego de generar un modelo determinístico, se pudo reproducir el modelo estocástico condicionado de las arenas, el resultado es un modelo con propiedades petrofísicas, pese a que respeta la información dada por los pozos, éste no describe las condiciones reales del yacimiento que se usó como para visualizar las propiedades de los mismos.

En la figura 5.34 y 5.35 respectivamente se muestra una de las capas, para cada uno de los “subgrids” característico del mallado, donde se resalta la extrapolación para el parámetro porosidad y permeabilidad.

Los mapas del modelo estocástico de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para las unidades en estudio se representaron de manera equiprobable, en las partes del área en donde no se contó con información puntual de pozos.

El modelo estocástico de porosidad (figura 5.34) honra las condiciones generales para un depósito de arenas de canal, donde los mayores valores de porosidad aún los que se encuentran en el centro de los canales y van disminuyendo a cero en las zonas de llanura de inundación.

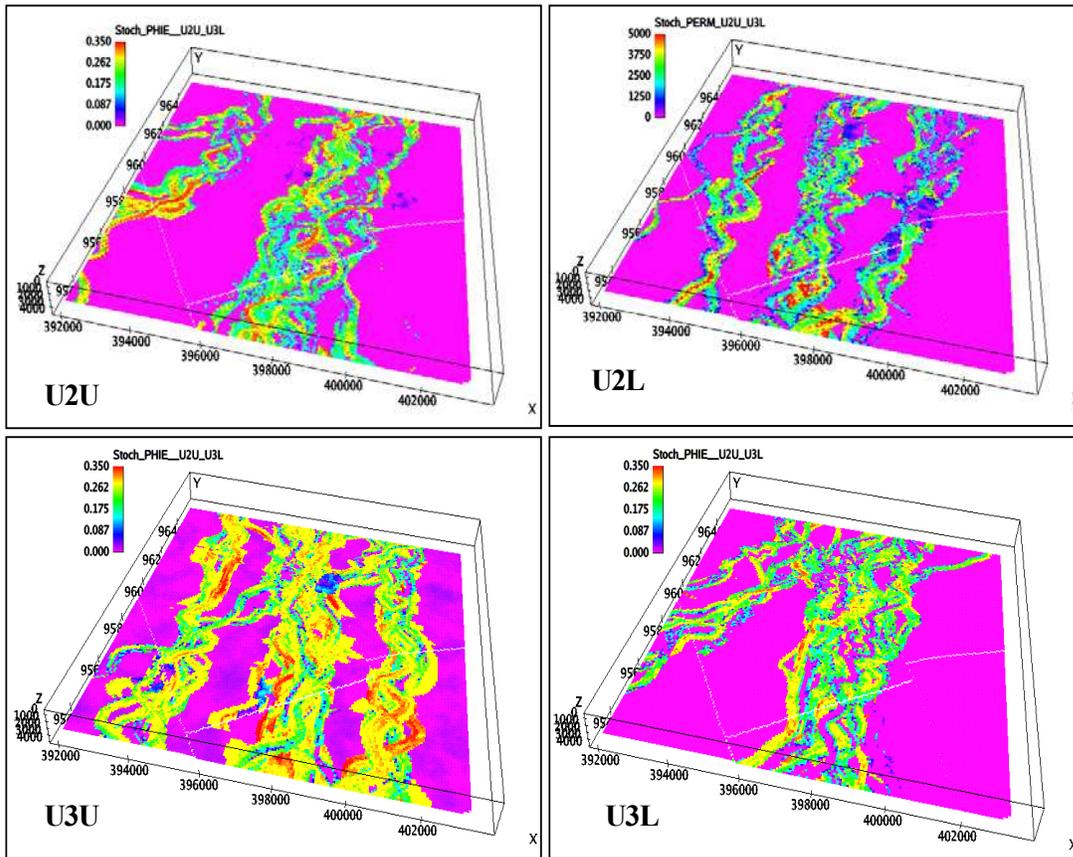


Figura 5.34 Simulación Estocástica de Porosidad

En el modelo estocástico de la permeabilidad (figura 5.35) los valores representan las limitaciones dadas por la naturaleza del ambiente de sedimentación, es decir, los valores más altos se presentan en las zonas con mayor porosidad efectiva y son distribuidas tomando en consideración las variables de heterogeneidad del área y la profundidad.

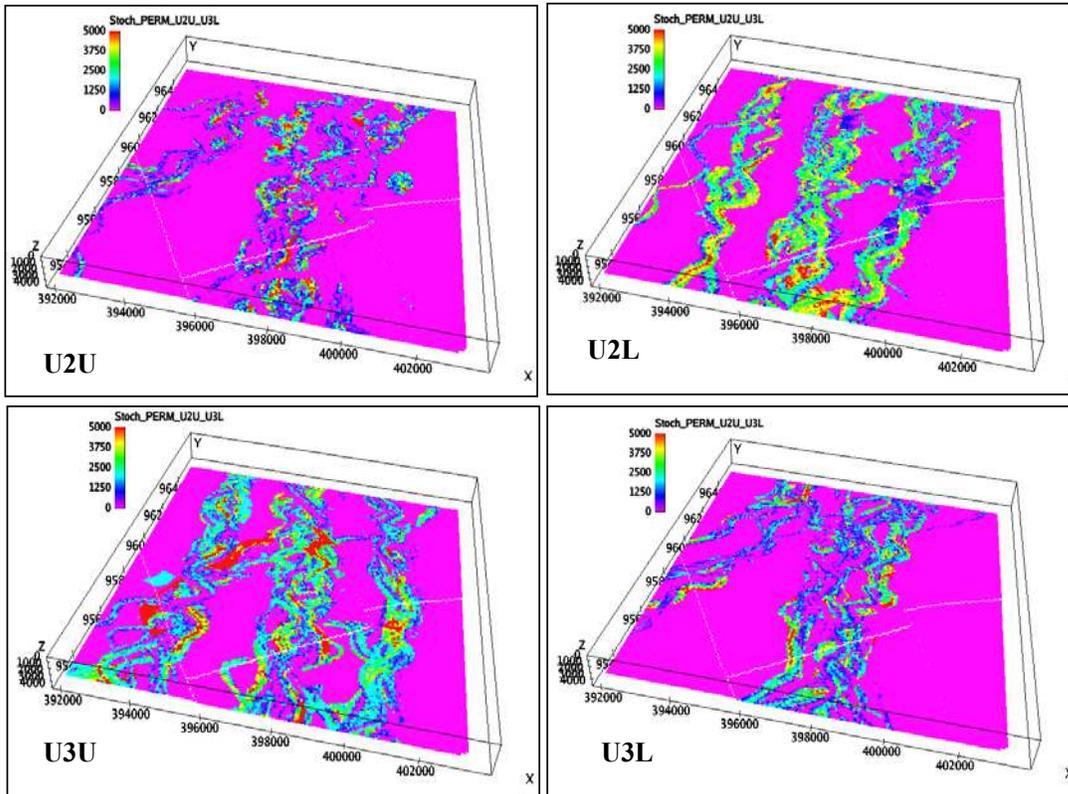


Figura 5.35 Simulación Estocástica de Permeabilidad

5.2.2 Calculo del P.O.E.S

El calculo del P.O.E.S utilizando el volumen generado en SIGEMAP, en base al área de los yacimientos a los que pertenecen las arenas en estudio y los contorno isópacos trazados en el mapa de yacimiento arrojó los valores siguientes: para el yacimiento U2U/MS-803 de

110.1 MMBN, U2L/MEL-107 de 112.25 MMBN, U3U/MEL-109 de 101.66 MMBN y
U3L/MEL-107 de 79.62 MMBN .

CONCLUSIONES

- La estructura interpretada en el área estudiada corresponde a un homoclinal fallado de rumbo Este-Oeste y buzamiento suave al Nor-Este entre 1 y 3 grados, separado por dos sistemas de fallas normales de alto ángulo, aproximadamente 80° y con direcciones hacia el NorOeste-Sureste y NorEsteSurOeste.
- Según el nuevo modelo estructural fue interpretada una anomalía estructural entre los pozos MEL-110 y MEL-108 (antes correspondía a una falla) descrita ahora como una depresión estructural, de acuerdo con la tendencia del horizonte sísmico y las secciones sísmicas 2D.
- El ambiente de sedimentación bajo el cual se depositaron los cuerpos de las arenas U2U,U2L,U3U y U3L, es un ambiente continental caracterizado por una red entrelazada de canales fluviales de baja sinuosidad, la sucesión del relleno sedimentarios es granodecreciente, compuestos por areniscas poco consolidadas y las barras longitudinales de canal compuestas por depósitos residuales. La dirección de sedimentación es de Sur a Norte evidenciada por el mapa de electrofacies.

- En los pozos MEL-107, MEL 109, MEL-208, MFC-14 y MFC-11 se identificó mediante la correlación, que las unidades U2L y U3U, presentan una superficie de no erosión o apilamiento de cuerpos de canales, identificándolas como unidades hidráulicamente conectadas.
- Las secciones estratigráficas, las correlaciones litológicas y las respuestas de los perfiles de rayos gamma y potencial espontáneo, permitieron definir la continuidad y el espesor del estrato en sentido Sur –Norte y el adelgazamiento en sentido Oeste-Este de las arenas en estudio.
- Las trampas de los hidrocarburos en el área de los yacimientos a los que pertenecen las arenas estudiadas son de tipo combinado, es decir estructurales caracterizadas por fallas normales y estratigráficas por cambios laterales de facies.
- Debido a la poca resolución de la sísmica 3D con respecto a las arenas en el área de estudio, los atributos sísmicos extraídos, no presentaron correlación con las facies presentes.
- Los mejores variogramas fueron obtenidos en dirección vertical, debido a la cantidad de datos que se tenían en ese sentido y al espaciamiento regular que presentaban.

- La complejidad de los fenómenos geológicos pueden comportarse aleatoriamente, es decir, tienen muchos resultados posibles o escenarios, las cuales son obtenidas por los datos disponibles y presentan un modelo de continuidad espacial determinado por el modelo de variograma.
- El P.O.E.S. estático calculado por el método volumétrico, para los yacimientos es para el U2U/MS-803 de 110.1 MMBN, U2L/MEL-107 de 112.25 MMBN, U3U/MEL-109 de 101.66 MMBN y U3L/MEL-107 de 79.62 MMBN, con un total de 403.63 MMBN, que comparado con el total en el libro de reservas para los cuatro yacimientos de 293.78 MMBN, indican un aumento en el POES, con el nuevo estudio.

RECOMENDACIONES

- Adquirir 120 Km² de sísmica 3D hacia la parte Sur de los yacimientos, para confirmar la extensión de la falla y la anomalía estructural observada en el pozo MEL-108 e incorporar atributos sísmicos provenientes de sísmica 3D de mayor resolución (Hi-Fi), que permitan la óptima correlación en función de las propiedades petrofísicas. Además de que hay zonas que no han sido drenadas y podrían ser prospectivas, para la explotación de hidrocarburos.
- De acuerdo a las propiedades promedios obtenidas en la evaluación petrofísica, se recomienda realizar un estudio de simulación numérica al modelo estocástico de la realización, a fin de evaluar y diseñar el mejor plan de explotación.
- Actualizar el modelo estocástico a medida que se disponga de nuevos datos sísmicos, estructurales, nuevos pozos, registros e interpretaciones geológicas.
- Considerar las complejidades geológicas del ambiente deposicional, debido a que reflejan marcadas relaciones espaciales en la distribución de una propiedad.

- Tomar como consideración que la geoestadística es una herramienta adicional en la caracterización de yacimientos, que no reemplaza el juicio de los especialistas en cada una de las disciplinas y mucho menos minimiza el tiempo de trabajo, al contrario, obliga al grupo multidisciplinario a trabajar aún más de manera integrada.

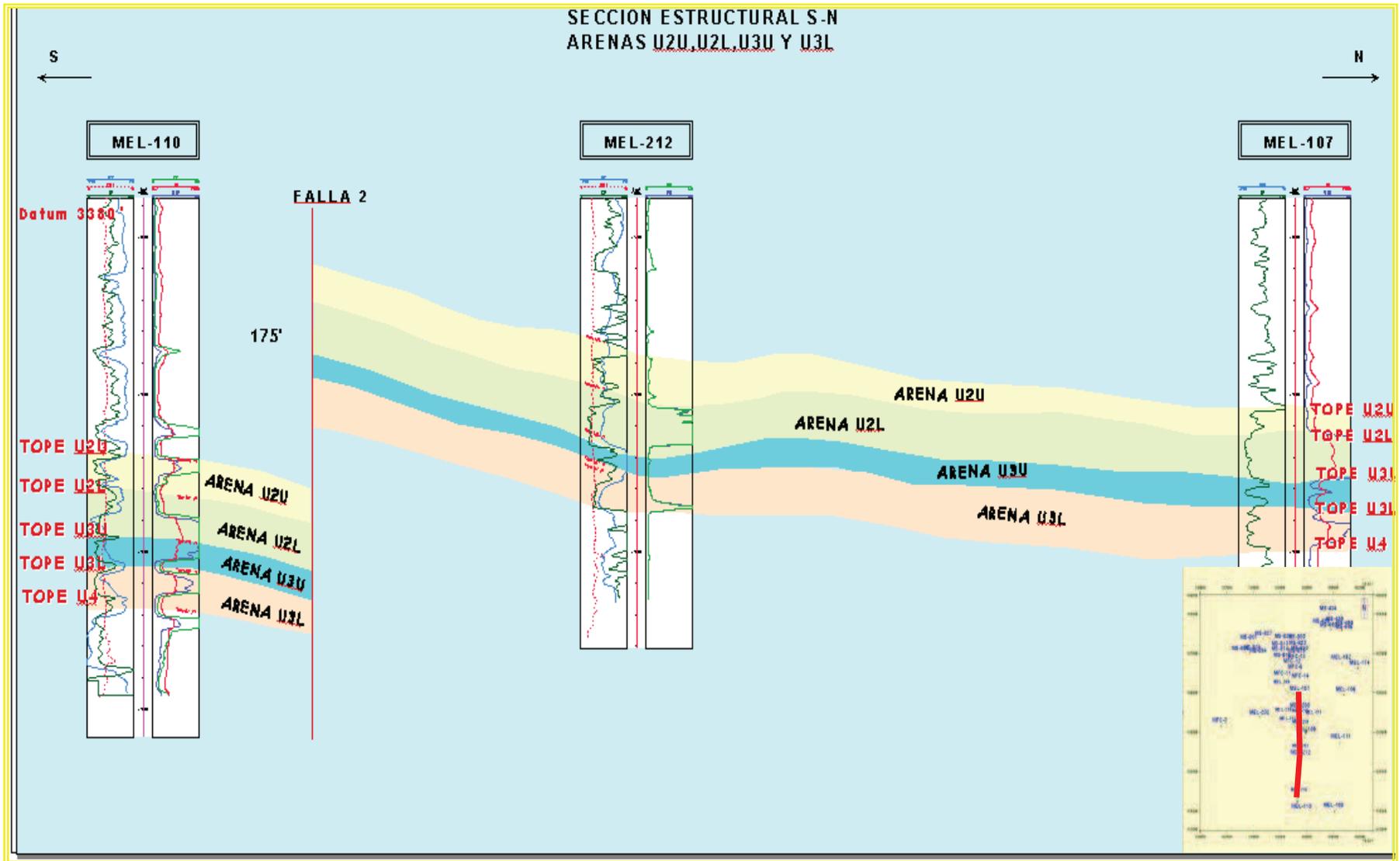
BIBLIOGRAFÍA.

1. Alfonsi, P. **“Ambientes Sedimentarios”**, CIED- Puerto La Cruz, (2001).
2. Carvajal, J., **“estudio de sensibilidad de factores geológicos, de yacimientos y mecánicos sobre el comportamiento de pozos horizontales y multilaterales mediante simulación numérica.”**, Puerto La Cruz, (2002). Trabajo de Grado, Dpto. de Petróleo. UDO– Anzoátegui.
3. Delgado, Y., **“Optimización del Recobro en los Yacimientos MS-803/T, MEL-107/U2L y MEL-109/U3U del Campo Melones, Mediante Simulación Numérica de Pozos Horizontales y/o Multilaterales”**. Maturín, (2004).
4. **“Estudio Geológico del Cuadrángulo Melones”**, Geo Exploración S.A., Puerto La Cruz, 1997.
5. Gonzalez, J. Iturralde y Picard,C.,. **Geología De Venezuela y Sus Cuencas Petrolíferas**. Tomo I y II. Ediciones Funinves, Caracas.1980.
6. Gonzáles R, Geostatística Aplicada. **“Postgrado Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos”**. Universidad Central de Venezuela, Marzo (1996).
7. González, R., **“Primer Curso/Escuela de la Comunidad de Conocimiento en Geostatística”**, PDVSA-Caracas, Septiembre (2000).

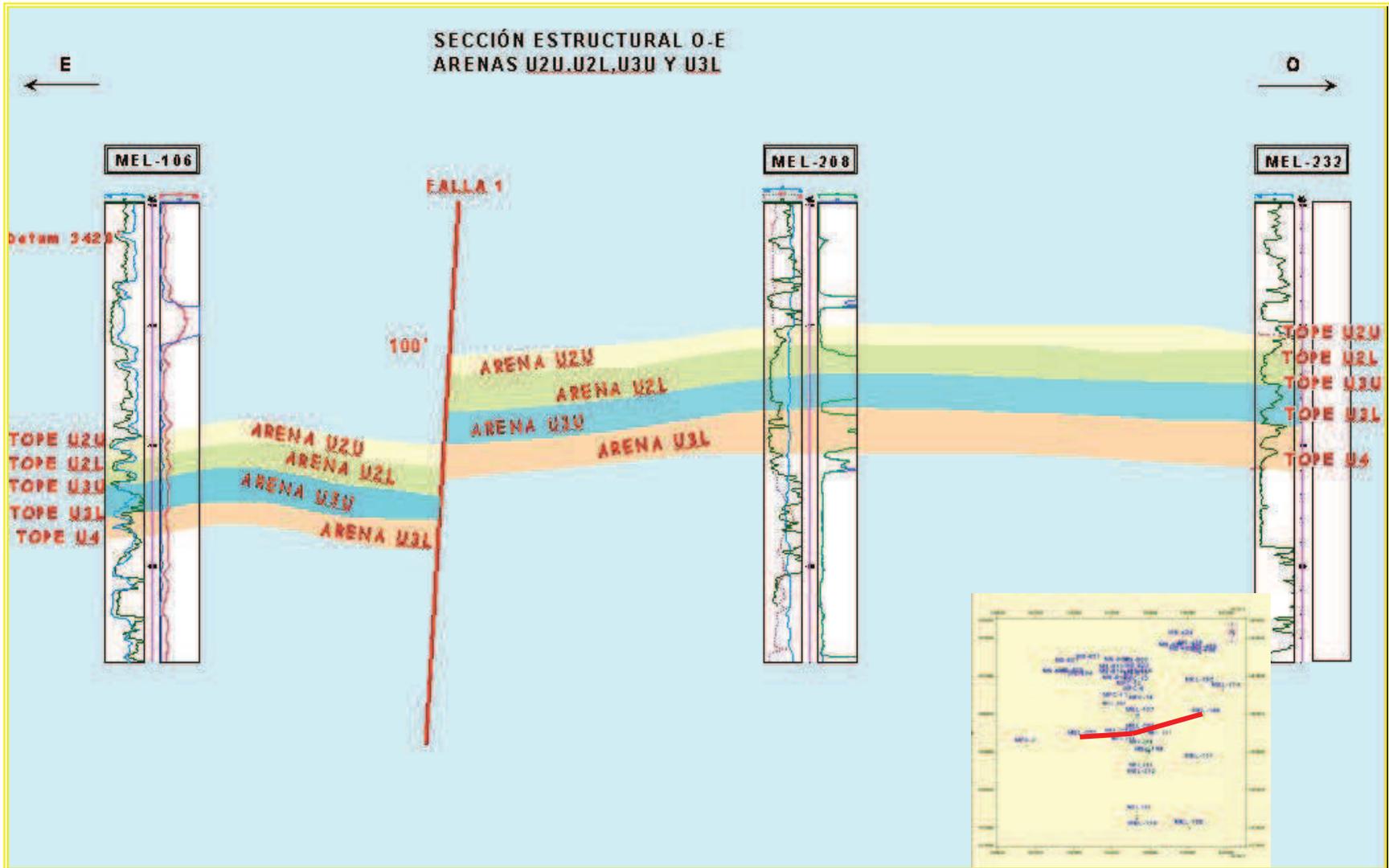
8. García, E. **“Evaluación de Pozos Interpretación de Perfiles de Hoyo Desnudo”**. CIED, Septiembre (2000).
9. Hernandez, O., Rojas, G., y Laprea, M., **“Actualización de Ingeniería de Yacimientos”**, CEPET-Universidad de Oriente, (1992).
10. Saacks, E. H. And R. M. Srivastava,. **An Introduction to applied Geostatistics**. Oxford. University Press.1989.
11. LandMark Graphics Corporation, **“Advanced SeisWorks Techniques”**, Manual de Operaciones, U.S.A., Octubre, (1996).
12. Márquez, H. **“Análisis Geoestadístico de Atributos Sísmicos y Petrofísicos en la Arena R4 Yacimiento M-435, del Campo Melones Oeste Distrito San Tomé”**, Trabajo Final de Grado, Universidad de Oriente, Enero (2002).
13. PDVSA, CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, **“Caracterización Energética de los Yacimientos”**. Agosto, (1997).
14. PDVSA, CIED, Centro Internacional de Educación y Desarrollo, **“Evaluación de Formaciones”**. Caracas (1980).
15. Peinado, A. **“Geoestadística Básica”**, CIED-Puerto La Cruz, Agosto (2000).
16. **“RMS Combo Course”**, ROXAR Inc. Houston, Texas. Junio (2004).

17. Rodríguez, M., **“Desarrollo de Estrategias de Explotación del Yacimiento MS-435, Arena R4 del Campo Melones, Mediante Simulación Numérica”**. Puerto la cruz, (2003).
18. Serra, O. **Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozos**. Schlumberger.
19. Silva, J. **“Estudio Petrofísico (Evaluación de Formaciones)”**. Marzo (1991).
20. TOTAL Compagnie Francaise Des Petroles, **“Correlaciones para PVT, Permeabilidades Relativas y Presión Capilar adaptados a los Crudos Pesados del Oriente de Venezuela”** Septiembre 1983.
21. U.E.Y. Pesado Oeste, **“Proyecto Melones Oeste”, Estudio de Caracterización Física y Energética**”, PDVSA Exploración y Producción, Puerto La Cruz, Marzo (2001).
22. Villarroel, A.. **Evaluación de Estrategias para la Explotación de los Yacimientos MEL-95 y MEL-127, de la Arena R4, Campo Melones, Mediante Simulación Numérica**. Puerto la Cruz. Noviembre 2004.
23. Yoris, F y Ostos, M. **“Geología del Petróleo en Venezuela”**. Publicado por W.E.C de Schlumberger Suenco C.A. Caracas (1997).
24. <http://148.216.10.83/estadística/graficas.htm>.
25. cuador@info.upr.edu.cu

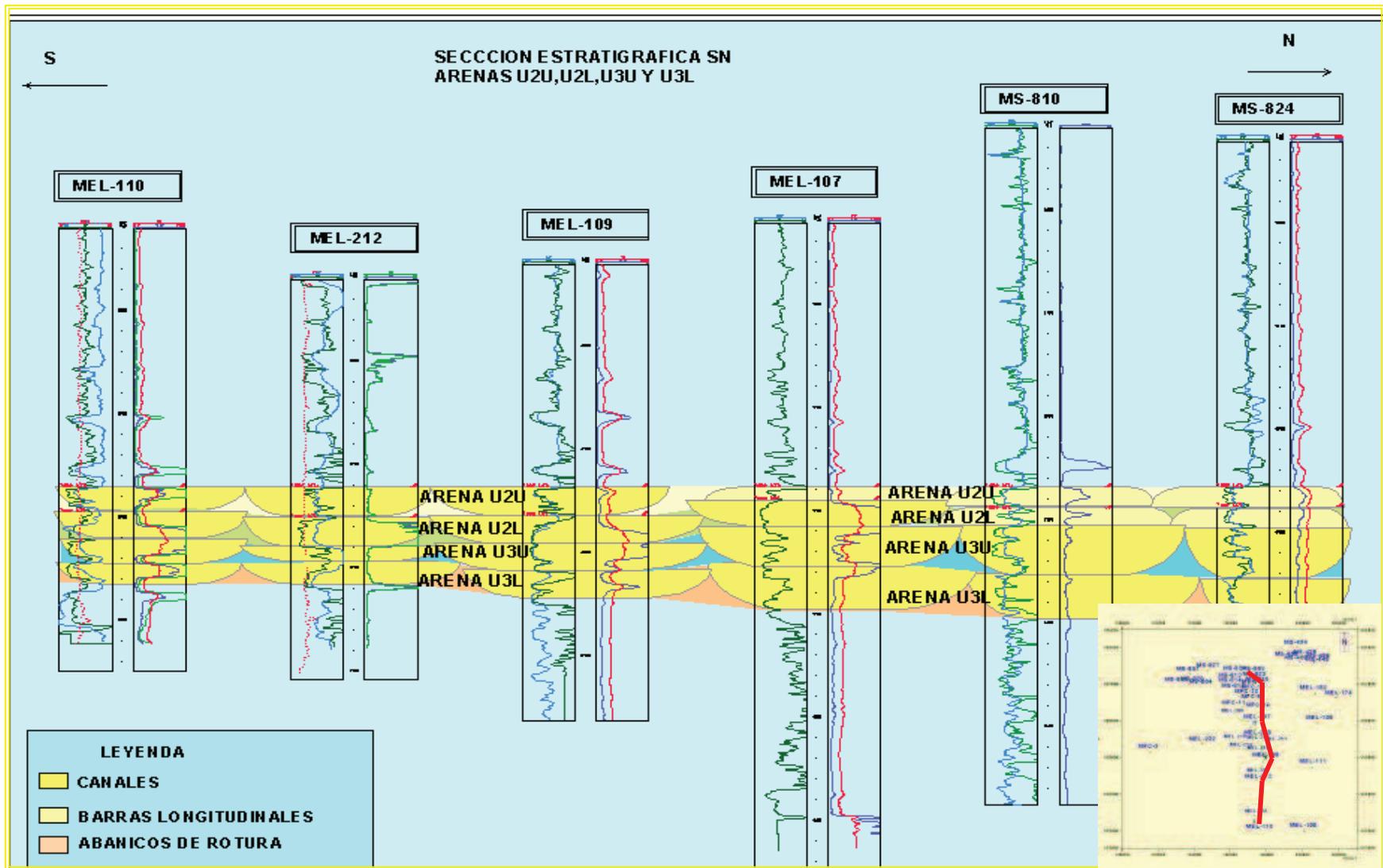
ANEXOS



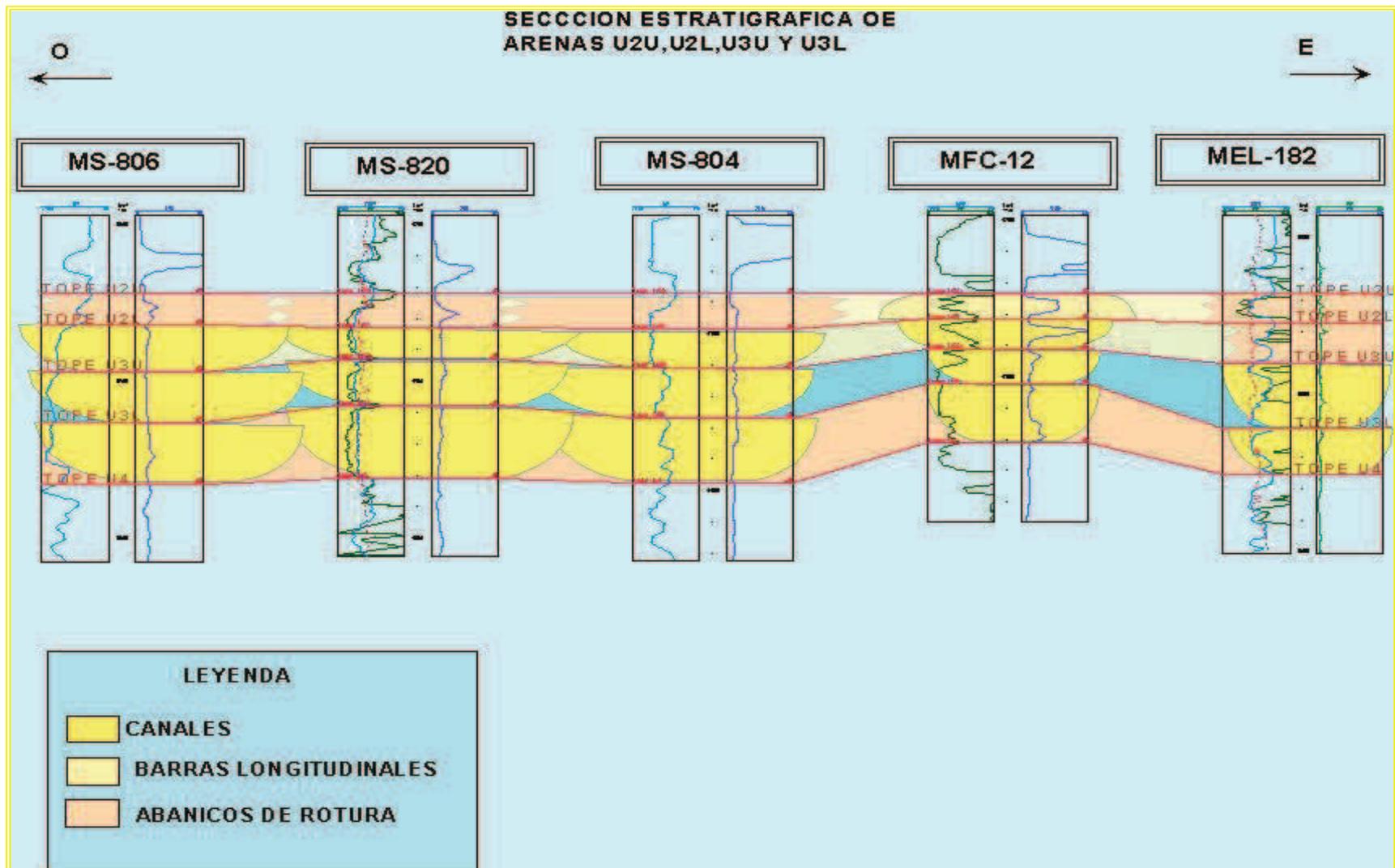
Anexo 1 Sección estructural Sur-Norte para las arenas U2U, U2L, U3U y U3L.



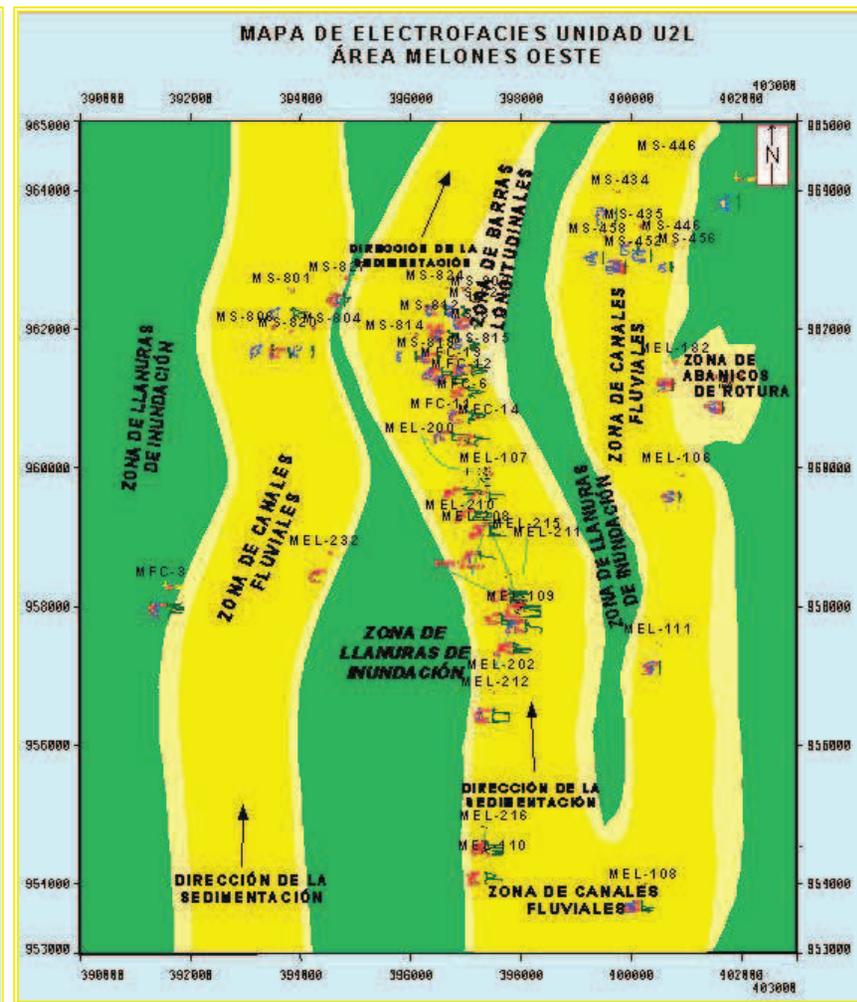
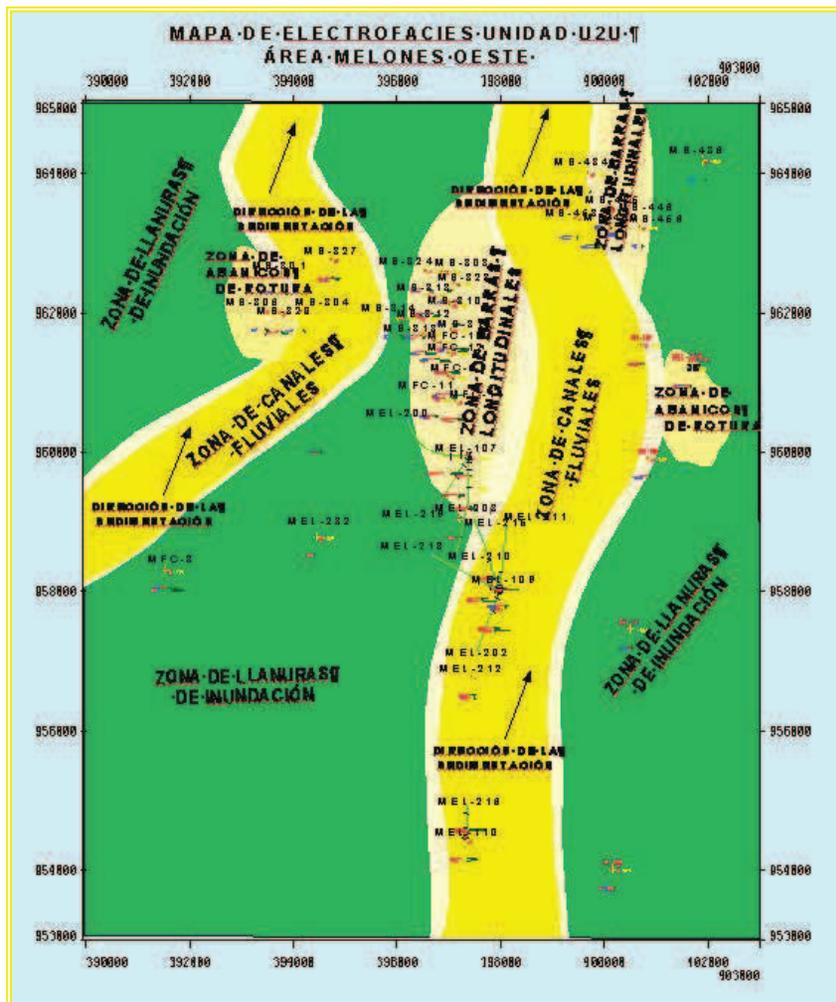
Anexo 2 Sección estructural Oeste-Este para las arenas U2U, U2L, U3U y U3L.



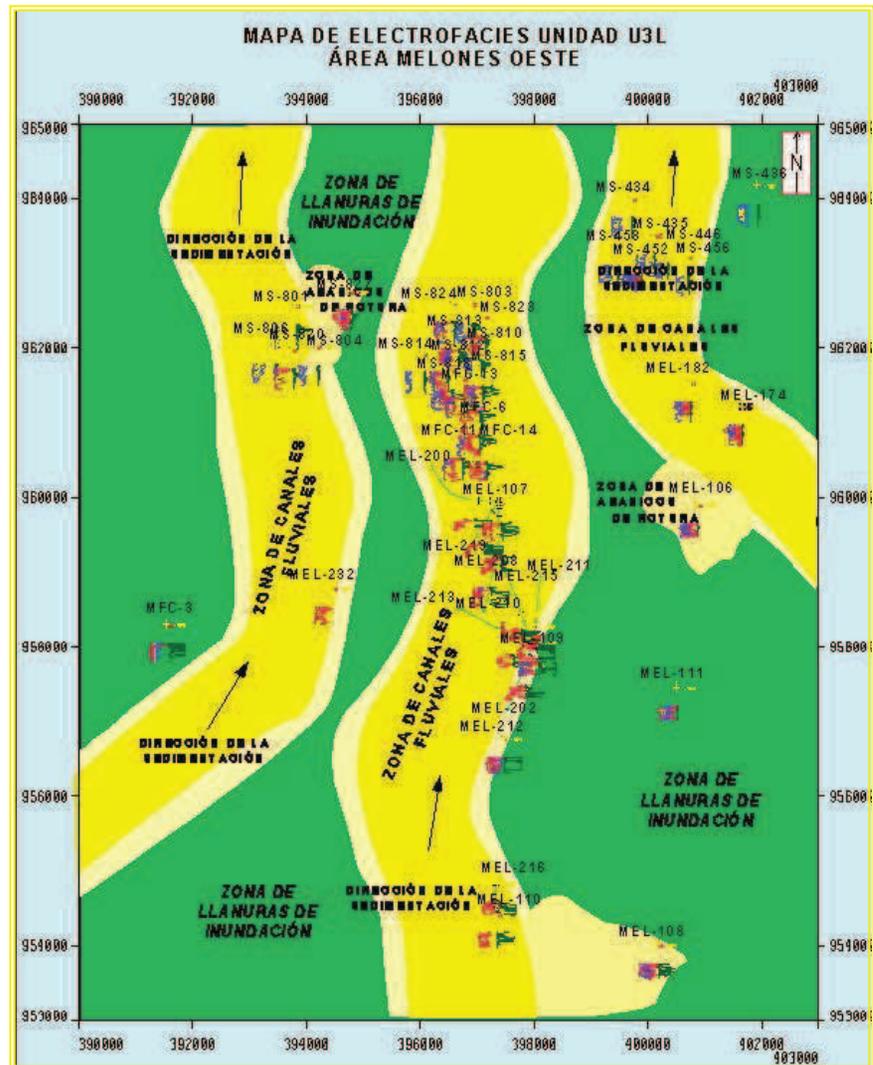
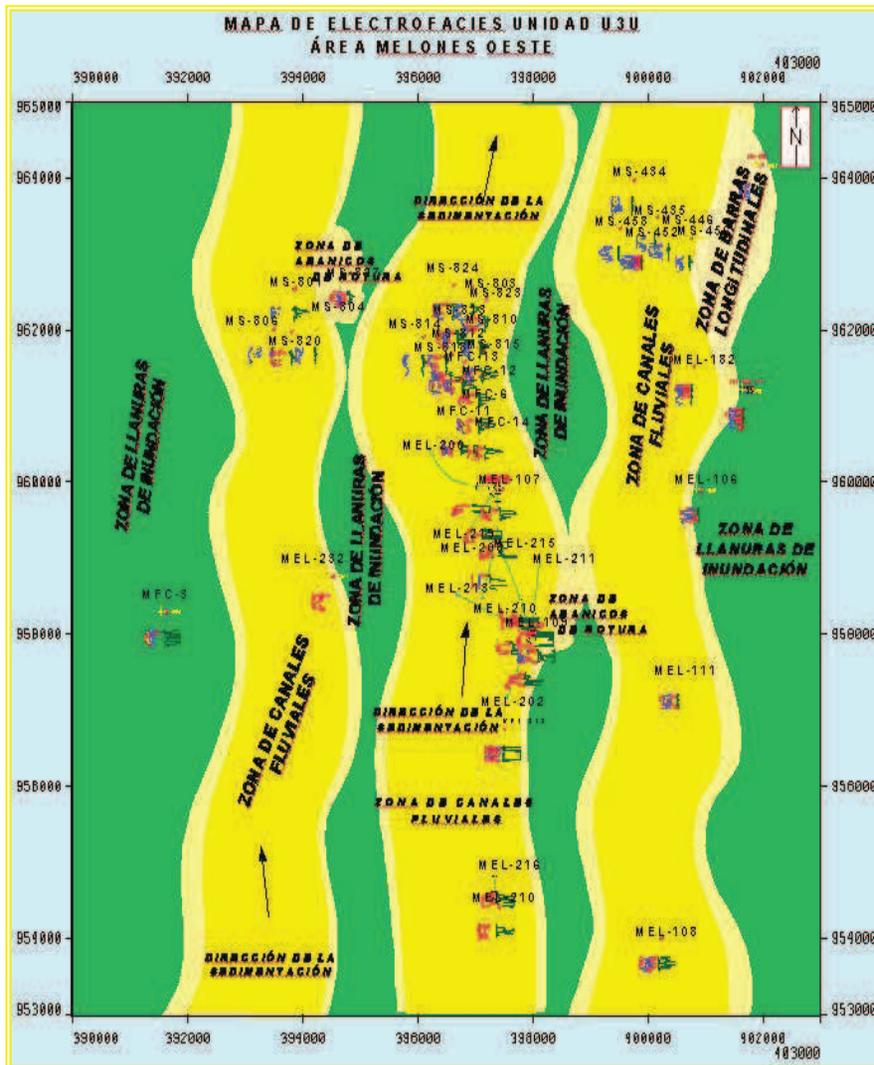
Anexo 3 Sección estratigráfica Sur-Norte para las arenas U2U,U2L,U3U y U3L.



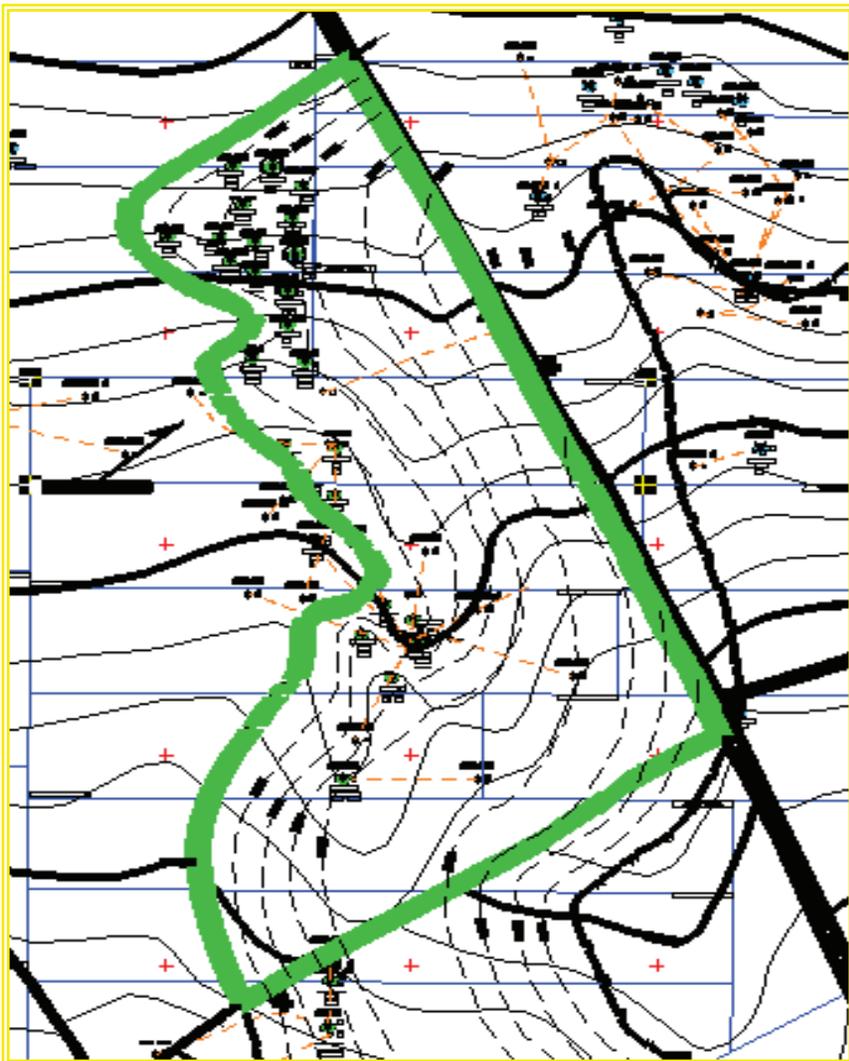
Anexo 4 Sección estratigráfica Oeste-Este para las arenas U2U,U2L,U3U y U3L.



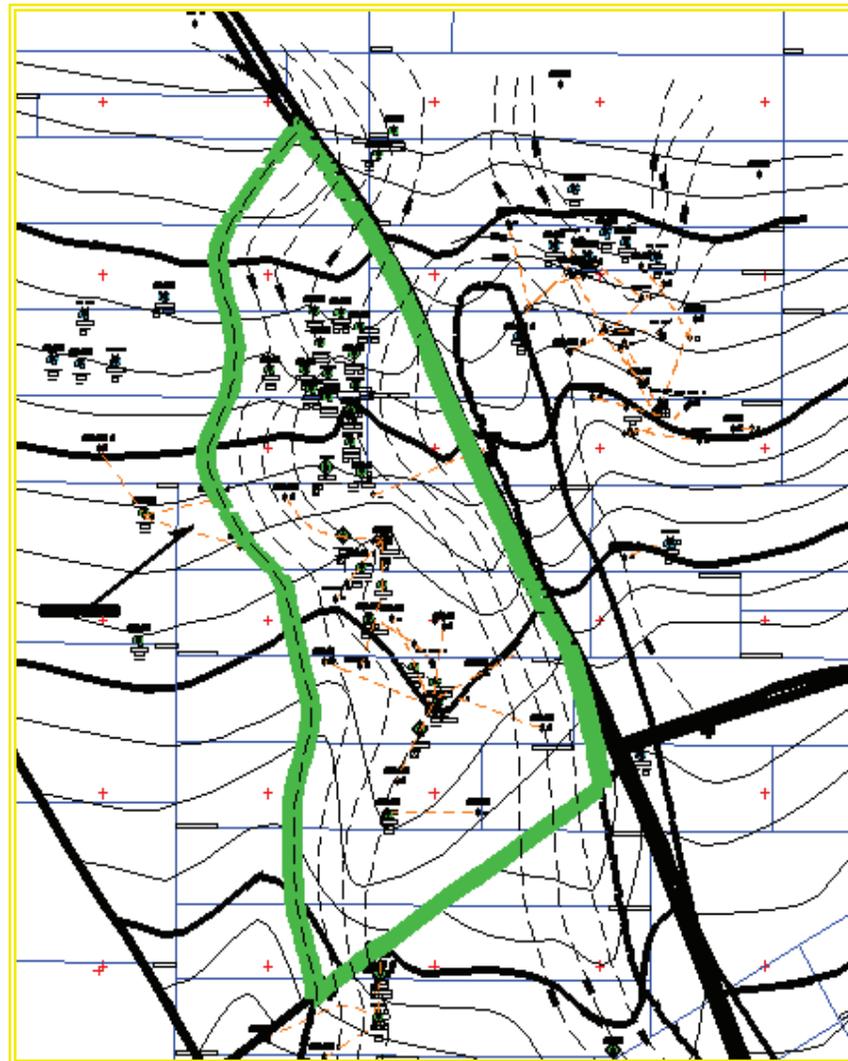
Anexo 5 Mapas sedimentológico para las arenas U2U y U2L.



Anexo 6 Mapas sedimentológico para las arenas U3U y U3L.

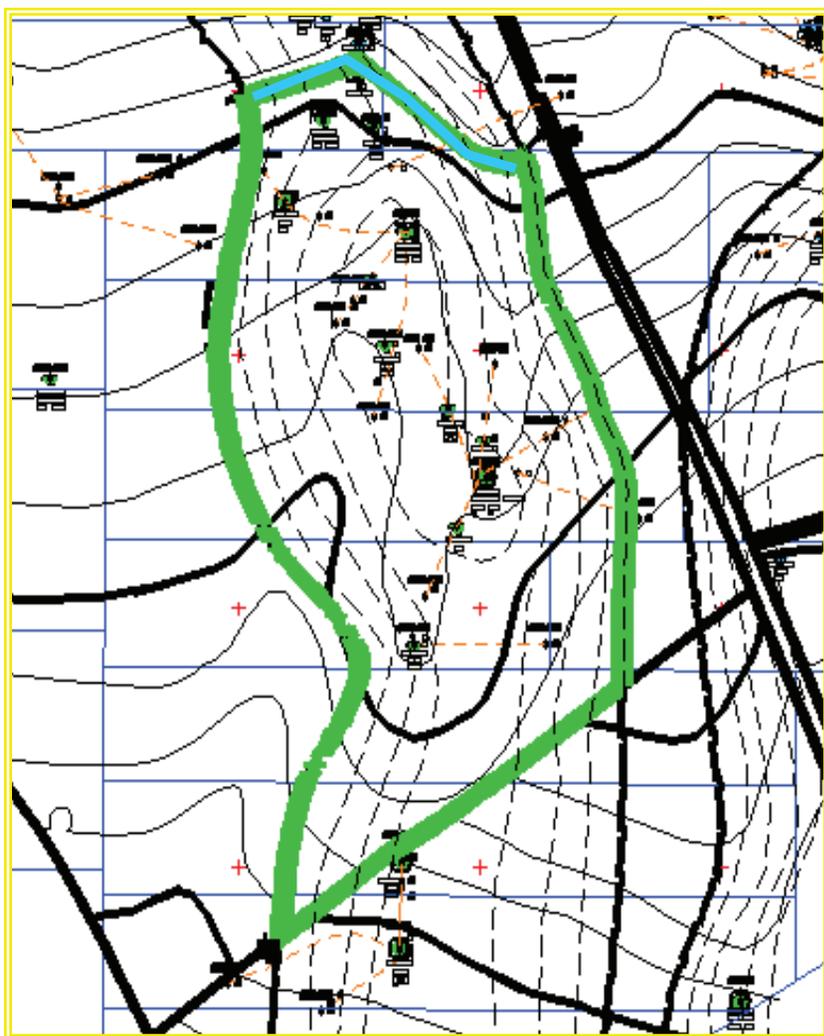


Yacimiento U2U/MS-803

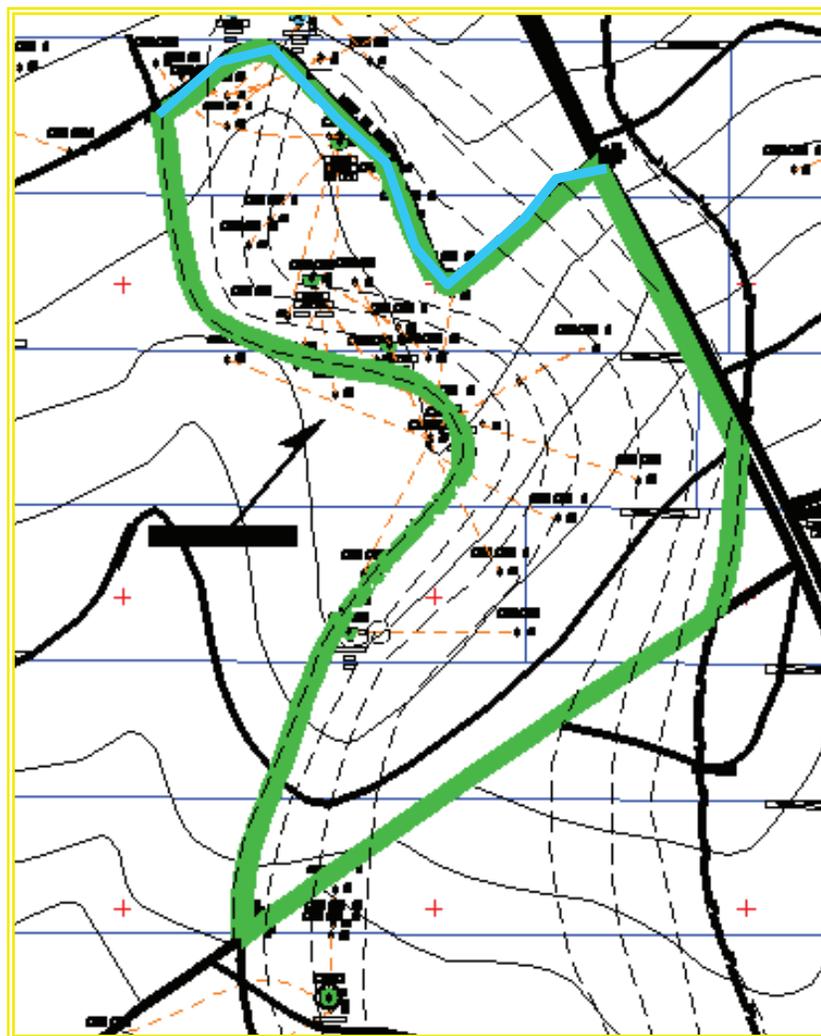


Yacimiento U2L/MEL-107

Anexo 7 Mapas isópaco – estructurales Yacimiento U2U/Ms-803 y U2L/MEL-107



Yacimiento U3U/MEL-109



Yacimiento U3L/MEL-107

Anexo 8 Mapas isópaco – estructurales Yacimiento U3U/MEL-109 y U3L/MEL-109

