

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

“DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO O-16, ÁREA CERRO NEGRO, BITOR, MEDIANTE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS”

Presentado ante la Ilustre Universidad
Central de Venezuela para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo por el
T.S.U. Yan Carlos Morillo Escalona.

Caracas, Junio de 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

“DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO O-16, ÁREA CERRO NEGRO, BITOR, MEDIANTE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS”

TUTOR ACADÉMICO: Lic. Reinaldo González.

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Walter Poquioma.

Presentado ante la Ilustre Universidad
Central de Venezuela para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo por el
T.S.U. Yan Carlos Morillo Escalona.

Caracas, Junio de 2003

Caracas, Junio de 2003.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el T.S.U. Yan Carlos Morillo, titulado:

**“DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO O-16, ÁREA CERRO NEGRO, BITOR,
MEDIANTE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS”**

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

Ing. Juan Carlos Villar
Jurado

Prof. Armando Azpurua
Jurado

Msc. Walter Poquioma
Tutor

Lic. Reinaldo González
Tutor

Yan Carlos Morillo Escalona

**“DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO O-16, ÁREA CERRO NEGRO, BITOR,
MEDIANTE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS”**

**Tutor Académico: Lic. Reinaldo González. Tutor Industrial: Msc. Walter Poquioma.
Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2003. 227 p.**

Palabras Claves: Descripción, Geoestadística.

Resumen. En este proyecto se emplearon las técnicas geoestadísticas para realizar la distribución areal de las propiedades petrofísicas del yacimiento teniendo en cuenta las características geológicas del área y la incertidumbre asociada a dichas interpretaciones. Esto, con el fin de obtener una descripción del yacimiento con baja incertidumbre y permitir establecer planes de explotación para optimizar el factor de recobro, ya que en esta área han comenzado a surgir problemas con la producción de agua dejando atrás grandes cantidades de reservas sin poder drenar en las arenas basales del Miembro Morichal de la Formación Oficina.

La metodología utilizada para llevar a cabo tal fin, estuvo básicamente enmarcada en tres etapas:

- Para la familiarización con el yacimiento, se realizó una revisión de los estudios concernientes a la definición del Modelo Estático y del comportamiento de los análisis PVT y de presiones del yacimiento. Es decir, se realizó un análisis del modelo geológico-petrofísico del yacimiento en el que se conocieron los antecedentes y la situación actual del mismo, además de un análisis de las características de los fluidos presentes y del comportamiento productivo del yacimiento.
- Se aplicaron las técnicas geoestadísticas al modelo petrofísico interpretado por INTEVEP, en el año 2002, para poder obtener una estimación areal promedio de

arena neta total, arena neta petrolífera, porosidad, permeabilidad, saturación inicial de agua y arcillosidad en cada una de las nueve unidades.

- Se realizó la estimación volumétrica del bitumen original en sitio (BOES), para finalmente estimar las reservas remanentes a través de curvas de declinación y de esta manera estimar el factor de recobro actual del yacimiento.

La información de núcleos es muy escasa (a penas un solo núcleo) y posee un alto grado de perturbación en su estructura interna por las técnicas de recuperación utilizadas en arenas no-consolidadas, por lo tanto se considera poco representativo del yacimiento negando la posibilidad de identificar las Unidades Hidráulicas, a través de correlaciones de Log K vs ϕ por Unidad Hidráulica como modelo para el cálculo de la permeabilidad.

El modelo petrofísico no se encuentra validado con núcleos representativos del área, por lo cual existe incertidumbre en los resultados obtenidos. Sin embargo se realizaron recomendaciones que permitan afinar sus detalles, tales como: la toma de datos adicionales que disminuyan la incertidumbre existente y de esta manera poder construir modelos estocásticos que mejor representen el comportamiento productivo del yacimiento.

Basándose en la información disponible se sabe que las arenas basales del Miembro Morichal de la Formación Oficina son las arenas más prospectivas del área O-16.

Se realizó el estimado de los volúmenes de Bitumen mediante Cálculo Volumétrico y de análisis de curvas de declinación. Como resultado de este análisis, se encontró que el Bitumen Original en Sitio (BOES) es de 2832 MMBNB, y un factor de recobro aproximado de 4,63 %, bajo la estrategia actual de explotación.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, por darme la luz para estudiar y culminar con arduo e intenso trabajo mi educación superior. Dios Todopoderoso, te ruego todos los días de mi vida que me sigas iluminando, para mis próximas metas y así enrumbar mi deseada y hermosa profesión que mi futuro con tu ayuda me espera.

A Dios Todopoderoso, Gracias por darme unos excelentes padres, Rosa y Silbino que con sus humildes trabajos me han dado mucho amor y comprensión, tanto moral, espiritual y material, a ellos les debo mi vida y el logro de todos mis éxitos. A mi buena y querida hermana Yelitza, por sus constantes demostraciones de cariño, afecto, comprensión y apoyo en nuestro hogar. Y en si, a toda mi Familia por sus constantes palabras de aliento.

A la Universidad Central de Venezuela y al Instituto Universitario de Tecnología-Región Capital “Dr. Federico Rivero Palacio”, por permitirme formar parte de su privilegiado grupo de egresados, en donde tuve el honor de haber compartido y aprendido verdaderos valores como lo son la Constancia, la Honestidad, la Lealtad, la Justicia, el Trabajo, y el camino a la excelencia... Mil gracias por la contribución que ambas instituciones me brindaron en logro de mis metas personales.

A todos aquellos que han sido mis profesores que cumpliendo con su buena labor de patria, me brindaron las herramientas básicas necesarias que me servirán en el futuro profesional, gracias a todos ellos por su apoyo y estímulo a lo largo de mi jornada.

A la empresa PDVSA-BITOR por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto. A mis tutores y amigo: Walter Poquioma, Isaac Benzaquen y Reinaldo González, por el apoyo prestado en todo momento, por compartir sus experiencias y por estar siempre pendiente del trabajo.

A todas aquellas personas que de una u otra manera me brindaron su mano amiga, su comprensión, su apoyo y sus consejos (Al Personal de BITOR ubicado en Caracas y en Morichal, en especial al equipo de Estudios Integrados incluyendo el de INTEVEP, y algunos ingenieros que laboran en las empresas de servicios petroleros: SCHLUMBERGER, BAKER, HALLIBURTON y ROXAR).

A todos mis amigos y/o compañeros de estudio que siempre han estado en las buenas y en las malas. En especial a los que visitaron junto a mi las instalaciones de BITOR en Morichal, alojándonos en la residencia temporal AN-20 y compartiendo de manera agradable durante seis meses el trabajo en equipo en la oficina 947: Lisett Briceño, Omar Leal y Juan Carlos Martínez.

A todos muchas gracias...

ÍNDICE

	Pag.
LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABLAS.....	xii
LISTA DE ECUACIONES.....	xiii
 INTRODUCCIÓN.....	 xv
CAPÍTULO I: MARCO GEOLÓGICO	
1.1. Características Generales del Área.....	1
1.1.1. Ubicación Geográfica.....	1
1.1.2. Geomorfología.....	2
1.1.3. Clima.....	2
1.1.4. Vegetación.....	2
1.1.5. Drenaje.....	2
1.1.6. Accesibilidad.....	3
1.2. Geología Estructural.....	3
1.2.1. Antecedentes.....	3
1.2.2. Sistema de Fallas.....	4
1.2.3. Estilo Estructural del Área.....	5
1.2.4. Trampas Petrolíferas.....	7
1.2.5. Distribución Inicial de los Fluidos.....	7
1.3. Estratigrafía.....	8
1.3.1. Pre-Cámbrico.	9
1.3.2. Paleozoico.....	10
1.3.3. Mesozoico.....	10
1.3.4. Cenozoico al reciente.....	10
1.4. Geología Sedimentaria.	10
1.4.1. Estratigrafía y Sedimentología de las Unidades.....	11
1.4.1.1. Facies Fluvial.....	12
1.4.1.2. Facies Deltaica.....	13
1.4.2. Paleogeografía.....	14
1.5. Análisis del Modelo Geológico.....	15
1.5.1. Esquema Estructural y de Capas.....	15
1.5.2. Identificación de las Unidades Geológicas Dentro de Cada Unidad Genética.	17
CAPÍTULO II: ANÁLISIS DEL YACIMIENTO	
2.1. Reseña Histórica de Bitór.....	21
2.1.1. Distribución de Pozos.....	23
2.1.2. Métodos de Levantamiento.....	24
2.2. Propiedades Roca-Fluido.....	25
2.2.1. Conceptos Básicos.....	25
2.2.2. Unidades Hidráulicas.....	34

2.2.3. Experiencias en la Extracción de Núcleos en la Faja Petrolífera del Orinoco.....	38
2.2.4. Recolección de Información.....	42
2.2.4.1. Información de Núcleos y Muestra de Pared.....	42
2.2.4.2. Información de Registros.....	43
2.2.4.3. Información de Presiones.....	44
2.2.4.4. Información de Fluidos.....	44
2.2.4.5. Experiencias de Áreas Vecinas en la Recolección de Data.....	45
2.2.5. Análisis de las Propiedades de la Roca- Fluido del Yacimiento.....	49
2.3. Gradiente Geotérmico.....	59
2.4. Comportamiento de Presiones.....	59
2.4.1. Breve Revisión Teórica.....	59
2.4.2. Análisis del Comportamiento de Presiones.....	60
2.5. Propiedades de los Fluidos Presentes en el Yacimiento.....	64
2.5.1. Breve Revisión Teórica.....	64
2.5.1.1. Tipos de liberación de gas.....	64
2.5.2. Análisis de las Propiedades PVT del Bitumen.....	66
2.5.2.1. Validación del Análisis PVT recombinado, No-Convencional del Pozo CI-210.....	69
2.5.3. Análisis del Agua de Formación.....	71
2.6. Comportamiento de Producción.....	74
2.6.1. Producción de Bitumen.....	75
2.6.2. Producción de Gas.....	76
2.6.3. Producción de Agua.....	76
 CAPÍTULO III: EVALUACIÓN PETROFÍSICA	
3.1. Relación de Porosidad y Permeabilidad con Varios Parámetros Derivados de la Presión Capilar de la Inyección de Mercurio en Muestras de Arenas...	78
3.2. Modelo Petrofísico.....	79
3.2.1. Antecedentes.....	79
3.2.2. Información Disponible Utilizada en el Modelo Petrofísico.....	80
3.2.3. Parámetros Básicos Utilizados.....	80
3.2.3.1. Porosidad.....	80
3.2.3.2. Permeabilidad.....	81
3.2.3.3. Saturación de Agua Inicial.....	81
3.2.3.4. Espesor de Arena Neta Total.....	82
3.2.3.5. Espesor de Arena Neta Petrolífera.....	83
3.4. Análisis de la Interpretación Petrofísica.....	83
 CAPÍTULO IV: APLICACIÓN DE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS	
4.1. Antecedentes de la Geoestadística.....	86
4.2. La Geoestadística en la Geología Petrolera.....	86
4.3. Aplicación de las Técnicas Geoestadísticas.....	88
4.4. Modelaje de las Heterogeneidades.....	91
4.5. Aplicación de los Semivariogramas en las Técnicas Geoestadísticas.....	93

4.5.1. El semi-variograma: alternativas para medir variabilidad espacial....	93
4.5.1.1. Semivariograma tradicional.....	93
4.5.1.2. Variograma relativo al par o localmente normalizado.....	94
4.5.1.3. Madograma.....	95
4.5.1.4. Covarianza.....	95
4.5.2. Modelos sin Meseta.....	98
4.5.2.1. Modelo Potencial.....	99
4.5.2.2. Modelo Logarítmico.....	100
4.5.3. Modelos con Meseta.....	100
4.5.3.1. Modelo Esférico.....	101
4.5.3.2. Modelo Exponencial.....	102
4.5.3.3. Modelo Gaussiano.....	102
4.6. Anisotropía.....	103
4.7. Continuidad Espacial.....	104
4.8. Método Kriging.....	105
4.9. Aplicación de Técnicas Geoestadísticas al Modelo Petrofísico.....	107
4.9.1. Introducción de la Data de la Interpretación Actual del Modelo Geológico-Petrofísico en Softwares (OFM, GeoEAS, IRAP- RMS).....	109
4.9.2. Exploración de la data petrofísica disponible.....	113
4.9.2.1. Histogramas.....	113
4.9.2.2. Gráficos de Distribución Areal.....	115
4.9.2.3. Análisis estadístico de la data petrofísica disponible.....	117
4.9.2.3.1. Arena Neta Total.....	117
4.9.2.3.2. Arena Neta Petrolífera.....	118
4.9.2.3.3. Porosidad.....	120
4.9.2.3.4. Permeabilidad.....	121
4.9.2.3.5. Saturación de Agua Inicial.....	122
4.9.2.3.6. Arcillosidad.....	124
4.9.3. Modelado de Variogramas.....	125
4.9.3.1. Selección del tipo de estimador.....	127
4.9.3.2. Selección de los parámetros de tolerancia.....	128
4.9.3.3. Diagrama de rosas.....	132
4.9.3.4. Validación cruzada del Modelo Seleccionado.....	134
4.9.3.5. Análisis de la correlación areal.....	138
4.9.4. Distribución areal de las Propiedades Petrofísicas.....	140
4.9.4.1. Kriging Ordinario.....	142
4.9.4.2. Nearest Neighbor.....	145
4.9.4.3. Resultados de la Distribución Areal.....	147

CAPÍTULO V: RESERVAS DEL YACIMIENTO

5.1. Recursos de Hidrocarburos.....	154
5.1.1. Clasificación de las Reservas.....	154
5.1.1.1. Recursos por Descubrir.....	154
5.1.1.2. Recursos Descubiertos-Reservas.....	155
5.2. BOES Reportado.....	158

5.3. Estimación del Bitumen Original en Sitio (BOES).....	158
5.3.1. Estimación del BOES con los Mallados Obtenidos por el Método de Kriging.....	160
5.3.2. Estimación del BOES con los Mallados Obtenidos por el Método “Nearest Neighbor”	161
5.3.3. Comparación de los BOES Estimados con el BOES reportado.....	162
5.4. Revisión Teórica de la Estimación de Reservas.....	163
5.4.1. Relación de las Reservas con los Pronósticos de Producción.....	164
5.4.1.1. Análisis de Declinación.....	165
5.4.2. Factores de Recobro y Relación Pozo/Yacimiento.....	166
5.4.2.1. Factores de Recobro y Mecanismos de Producción.....	167
5.5. Mecanismo de Producción de los Yacimientos del Área O-16.....	167
5.5.1. Mecanismo de Petróleo Espumante.....	168
5.5.2. Efecto de la Temperatura Sobre el Mecanismo de Gas en Solución Espumante.....	170
5.6. Estimación de las Reservas Remanentes Desarrolladas y del Factor de Recobro.....	170
5.6.1. Curvas de Declinación.....	172
CONCLUSIONES.....	176
RECOMENDACIONES.....	178
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	184
NOMENCLATURA	191
GLOSARIO.....	193
APÉNDICE A: Resultados del Modelaje de Variogramas.....	203
APÉNDICE B: Mapas de Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas Mediante Kriging Ordinario.....	210
APÉNDICE C: Mapas de Distribución Areal del BOES Mediante Nearest Neighbor.....	219
APÉNDICE D: Resultados de la Estimación de Reservas Desarrolladas Mediante Curvas de Declinación.....	221
ANEXOS: Mapas de Electrofacies.....	226

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
INTRODUCCIÓN	
Fig. I Esquema de la Metodología Empleada.....	xvii
CAPÍTULO I: MARCO GEOLÓGICO	
Fig. 1.1. Ubicación Geográfica.....	1
Fig. 1.2. Accesibilidad.....	3
Fig. 1.3. Mapa Estructural del Área O-16.....	6
Fig. 1.4. Columna Estratigráfica del Área O-16.....	9
Fig. 1.5. Muestra de los Perfiles de Pozos Visualizados a Través de Straworks.....	19
CAPÍTULO II: ANÁLISIS DEL YACIMIENTO	
Fig. 2.1. Tipos de Pozos en el Área O-16.....	24
Fig. 2.2. Distribución los Pozos por Método de Levantamiento.....	25
Fig. 2.3. Ubicación de Núcleos y Muestras de Pared en el Área MPE-1....	43
Fig. 2.4. Ubicación de Análisis PVT en el Área MPE-1.....	44
Fig. 2.5. Fotografías que Muestran el Estado de Algunas Muestras Recuperadas.....	50
Fig. 2.6. Análisis Convencionales Realizados a Núcleos del Área O-16....	51
Fig. 2.7. Discretización de los Análisis Convencionales Considerados “Aceptables” en el Núcleo del Pozo CH-2, En Cada una de las Unidades Genéticas que Fueron Muestreadas.....	52
Fig. 2.8. Continuidad Vertical de las Muestras Analizadas en el Núcleo CH-2 de Bitor.....	53
Fig. 2.9. Curvas de Presión Capilar Utilizadas para Determinar los Contacto de Agua Bitumen Originales.....	57
Fig. 2.10. Curvas de Permeabilidades Relativas para los Sistemas: Agua – Petróleo y Gas – Petróleo.....	57
Fig. 2.11. Modelo Determinístico Asignado al Comportamiento de Presiones del Área O-16.....	63
Fig. 2.12. Análisis PVT, Recombinado, No-Convencional Realizado en el Pozo CI-210.....	68
Fig. 2.13. Comportamiento de la Función “Y”.....	71
Fig. 2.14. Comportamiento de Salinidades.....	73
Fig. 2.15. Comportamiento Productivo del Área O-16.....	74
Fig. 2.16. Mapas de Burbujas del Comportamiento de Producción de Bitumen.....	75
Fig. 2.17. Mapas de Burbujas para el Histórico de Producción de Gas.....	76

Fig. 2.18.	Mapas de Burbujas para el Histórico de Producción de Agua.....	77
------------	--	----

CAPÍTULO IV: APLICACIÓN DE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS

Fig. 4.1.	Impacto de las Heterogeneidades Sobre el Flujo.....	93
Fig. 4.2.	Representación Gráfica de la Tolerancia en el Semivariograma Experimental.....	96
Fig. 4.3.	Semivariograma Experimental.....	97
Fig. 4.4.	Modelo Lineal.....	99
Fig. 4.5.	Modelo Potencial.....	99
Fig. 4.6.	Modelo Logarítmico.....	100
Fig. 4.7.	Modelo Efecto Pepita Puro.....	101
Fig. 4.8.	Modelo Esférico.....	102
Fig. 4.9.	Modelo Exponencial.....	102
Fig. 4.10.	Modelo Gaussiano.....	103
Fig. 4.11.	Tipos de Anisotropía.....	104
Fig. 4.12.	Diagrama de “Rosa”.....	105
Fig. 4.13.	Mapa de Tendencias de ANP de la Unidad MO3.....	108
Fig. 4.14.	Límites Utilizados para Amarrar la Información Petrofísica Disponible.....	109
Fig. 4.15.	Opciones Disponibles en el Programa GeoEAS.....	111
Fig. 4.16.	Formato de los Datos para los Paquetes Geoestadísticos.....	111
Fig. 4.17.	Interpretación del Modelo Geológico del Miembro Morichal, Área O-16.....	112
Fig. 4.18.	Histogramas de Frecuencia Absoluta y Frecuencia Acumulada de los Datos de ANP en la Unidad MO8.....	114
Fig. 4.19.	Mapa de Localización de los Datos de ANP en la Unidad MO8...	115
Fig. 4.20.	Histogramas de la Distribución de la Data por Unidad.....	116
Fig. 4.21.	Histograma de medidas centrales de ANT por cada Unidad.....	117
Fig. 4.22.	“Scatter Plot” de ANP vs ANT, de una unidad deltaica MO1 y de una unidad fluvial MO8.....	118
Fig. 4.23.	Histograma de medidas centrales de ANP por cada unidad.....	118
Fig. 4.24.	“Scatter Plot” de ANP vs K, de una unidad deltaica MO1 y de una unidad fluvial MO8.....	119
Fig. 4.25.	Histograma de medidas centrales de porosidad por cada unidad....	120
Fig. 4.26.	“Scatter Plot” de Porosidad vs ANP, de una unidad deltaica MO1 y de una unidad fluvial MO8.....	121
Fig. 4.27.	Histograma de medidas centrales de permeabilidad por cada unidad.....	119
Fig. 4.28.	“Scatter Plot” de Ln K vs porosidad, de una unidad deltaica MO1 y de una unidad fluvial MO8.....	122
Fig. 4.29.	Histograma de medidas centrales de Swi por cada unidad.....	123
Fig. 4.30.	Histograma de medidas centrales de Vsh por cada unidad.....	124

Fig. 4.31.	Diferentes Tipos de Estimadores en el Plano Omnidireccional con un Lag de 350 m. para la Arena Neta Petrolífera en la Unidad MO1.....	127
Fig. 4.32.	Parámetros para el Análisis en Dos Dimensiones.....	128
Fig. 4.33.	Variogramas Experimentales para Swi en la Unidad MO4 (Partiendo del Plano Omnidireccional y Continuando con un Análisis Direccional Cada 10 Grados).....	130
Fig. 4.34.	“Box plot” para la Swi ponderada por ANP de la unidad MO4 en la dirección de cero grados con una tolerancia angular de cinco grados y un máximo ancho de banda de 100 metros.....	131
Fig. 4.35.	Histogramas de Frecuencia que Muestran la Densidad y Distribución de la Data en Cada uno de los Lags en el Análisis de un Variograma de Swi en la Unidad MO4.....	132
Fig. 4.36.	“Scatter Plots” y diagramas de rosas realizado a la data de porosidad y de Swi de la unidad MO8.....	133
Fig. 4.37.	Ajuste del Modelo de Variograma de la Data de Porosidad de la Unidad MO3, en Cuatro Direcciones Diferentes con su Respectiva Validación Cruzada.....	137
Fig. 4.38.	Parámetros de Búsqueda Propuestos.....	143
Fig. 4.39.	Reporte de las Estimaciones.....	143
Fig. 4.40.	Estimaciones realizadas por el método de Kriging Ordinario a través del programa GeoEAS que fueron migradas al programa Z-map.....	144
Fig. 4.41.	Visualización de los mallados con el Programa OpenVision.....	145
 CAPÍTULO V: RESERVAS DEL YACIMIENTO		
Fig. 5.1.	Clasificación de las Reservas.....	154
Fig. 5.2.	Curvas de Declinación Realizadas a los Pozos.....	173
APÉNDICE B:	Mapas de Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas Mediante Kriging Ordinario.....	210
APÉNDICE C:	Mapas de Distribución Areal del BOES Mediante Nearest Neighbor.....	219
ANEXOS:	Mapas de Electrofacies.....	226

LISTA DE TABLAS

	Pag.
CAPÍTULO II: ANÁLISIS DEL YACIMIENTO	
Tabla. 2.1. Datos Básicos del Área O-16.....	21
Tabla. 2.2. Efectos de los Atributos Geológicos Sobre las Unidades Hidráulicas.....	38
Tabla. 2.3. Análisis PVT Convencionales Realizados en el Área O-16.....	66
Tabla. 2.4. Valores de la Función “Y”	70
Tabla. 2.5. Análisis PVT realizado a la Fase de Agua.....	73
CAPÍTULO III: EVALUACIÓN PETROFÍSICA	
Tabla. 3.1. Parámetros Petrofísicos Utilizados.....	82
Tabla. 3.2. Parámetros Cut-Off Utilizados.....	83
CAPÍTULO V: RESERVAS DEL YACIMIENTO	
Tabla. 5.1. Propiedades Promedio Consideradas en el BOES Reportado.....	158
Tabla. 5.2. Resultados de la Estimación del BOES Volumétrico a Través de Técnicas Geoestadísticas.....	161
Tabla. 5.3. Resultados de la Estimación del BOES Volumétrico a Través del Método de “Nearest Neighbort”	162
Tabla. 5.4. Comparación de la Desviación de Ambos Métodos de Estimación con los Valores Reportados.	163
APÉNDICE A: Resultados del Modelaje de Variogramas.....	203
APÉNDICE D: Resultados de la Estimación de Reservas Desarrolladas Mediante Curvas de Declinación.....	221

LISTA DE ECUACIONES

	Pag.
CAPÍTULO II: ANÁLISIS DEL YACIMIENTO	
Ecuación. 2.1. Presión Capilar para la Distribución Inicial de los Fluidos.....	32
Ecuación. 2.2. Radio de Hidráulico.....	35
Ecuación. 2.3. Índice de calidad de Yacimiento.....	36
Ecuación. 2.4. Permeabilidad.....	37
Ecuación. 2.5. Indicador de la Zona de Flujo.....	37
Ecuación. 2.6. Saturación de petróleo movable.....	58
Ecuación. 2.7. Presión Hidrostática.....	62
Ecuación. 2.8. Función “Y”.....	70
CAPÍTULO III: EVALUACIÓN PETROFÍSICA	
Ecuación. 3.1. Presión Capilar.....	78
Ecuación. 3.2. Radio de Garganta de Poro.....	78
Ecuación. 3.3. Correlación entre Radio de Ganganta de Poro (Cuando la Muestra esta Saturada con 35% de Mercurio), Porosidad efectiva y Permeabilidad al aire.....	79
Ecuación. 3.4. Correlación de Porosidad.....	80
Ecuación. 3.5. Correlación utilizada para el calculo de r_{35}	81
Ecuación. 3.6. Factor de Formación.....	82
Ecuación. 3.7. Índice de Rayos Gamma.....	84
Ecuación. 3.8. Arcillosidad en arenas no-consolidadas.....	85
CAPÍTULO IV: APLICACIÓN DE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS	
Ecuación. 4.1. Esperanza Matemática.....	90
Ecuación. 4.2. Varianza.....	90
Ecuación. 4.3. Covarianza.....	91
Ecuación. 4.4. Semivariograma.....	91
Ecuación. 4.5. Semivariograma Tradicional.....	94
Ecuación. 4.6. Variograma Relativo.....	94
Ecuación. 4.7. Madograma.....	95
Ecuación. 4.8. Covarianza.....	95
Ecuación. 4.9. Modelo Lineal.....	98
Ecuación. 4.10. Modelo Potencial.....	99
Ecuación. 4.11. Modelo Logarítmico.....	100
Ecuación. 4.12. Modelo Efecto de Pepita Puro.....	100
Ecuación. 4.13. Modelo Esférico.....	101
Ecuación. 4.14. Modelo Exponencial.....	102
Ecuación. 4.15. Modelo Gaussiano.....	103

Ecuación. 4.16. Estimación lineal de Kriging Ordinario.....	106
Ecuación. 4.17. Estimación Inssegada.....	106
Ecuación. 4.18. Varianza Minimizada.....	107

CAPÍTULO V: RESERVAS DEL YACIMIENTO

Ecuación. 5.1. Bitumen Original en Sitio Volumétrico.....	160
Ecuación. 5.2. Reservas Recuperables.....	171
Ecuación. 5.3. Reservas Remanentes.....	171
Ecuación. 5.4. Factor de Recobro.....	171

INTRODUCCIÓN

BITÚMENES ORINOCO S.A., es la empresa filial de Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA), responsable de la producción, emulsificación y comercialización internacional de su producto ORIMULSION®, diseñado principalmente para la generación de electricidad y otros usos industriales, cumpliendo con las más estrictas normas de calidad ambiental.

La evaluación de yacimientos, constituye una de las tareas más importantes en las actividades de las empresas petroleras. Esta actividad consiste en estudiar primero las características geológicas y después realizar una investigación detallada de las propiedades de la roca y de los fluidos presentes. A medida que se profundiza en el estudio del yacimiento se podrá ir conociendo con mayor certeza y menos incertidumbre lo referente a la:

- Identificación de las diferentes litologías.
- Realización de secciones estratigráficas.
- Información Petrofísica para caracterizar el Yacimiento.
- Identificación de los ambientes de sedimentación.
- Distribución inicial de los fluidos.
- Cuantificación de características del yacimiento.
- Realización de Mapas Isopacos-Estructurales.
- Identificación de zonas prospectivas.
- Decisión sobre la completación o abandono del pozo.

El desarrollo del área O-16 de BITOR, no ha contado con un buen soporte de estudios integrados de yacimientos, la estrategia de explotación ha sido desarrollada mediante el esquema de perforación de pozos en macollas. Luego de 18 años de explotación del campo, se tiene una alta declinación de producción de bitumen como consecuencia del agotamiento e incremento en la producción de agua y arena. De aquí radica la importancia de realizar una caracterización de los yacimientos para revisar la estrategia de explotación actual con

el propósito de optimizar la productividad y maximizar la recuperación final de hidrocarburos.

Desde el punto de vista semántico la palabra caracterizar significa “**determinar los atributos peculiares y distintivos de una persona o cosa**”. En este sentido, caracterizar un yacimiento no es mas que determinar un modelo del mismo que permita representar la distribución espacial de sus propiedades y los fluidos contenidos en el. Para esto, se aplicó uno de los métodos de estimación más usados en la actualidad en el campo de las Geociencias: la Geoestadística mediante la técnica de Kriging, basada en la interpretación geológica-petrofísica realizada por INTEVEP-BITOR en el año 2002.

El uso y ventajas de la Geoestadística en la caracterización de yacimientos ha sido ampliamente reportado a nivel mundial. Desde sus inicios en el ámbito petrolero, la Geoestadística ha venido evolucionando aceleradamente hasta convertirse hoy en día en una herramienta que ha demostrado ser de importancia vital en la gerencia integrada de yacimientos (G.I.Y). Esto básicamente, porque los modelos geoestadísticos permiten integrar diversas fuentes de información del yacimiento, por ejemplo, sísmica y propiedades petrofísicas, para estimar el comportamiento espacial con baja incertidumbre bajo la premisa básica de que las muestras que se encuentran en una misma región están correlacionadas espacialmente ya que se deben haber formado mediante el mismo proceso geológico, esto implica que una muestra puede dar información acerca de una muestra vecina, lo que permite determinar mejor su heterogeneidad y por consiguiente producir modelos de simulación más representativos de la realidad del yacimiento.

La metodología empleada en este estudio se presenta en la figura I, la cual se describe detalladamente a través de un esquema.

El objetivo principal de esta descripción está enfocada en realizar una caracterización de yacimientos teniendo en cuenta la alta incertidumbre existente, lo cual permitirá definir un esquema de explotación óptimo para recuperar eficientemente las reservas de bitumen remanentes en el yacimiento.

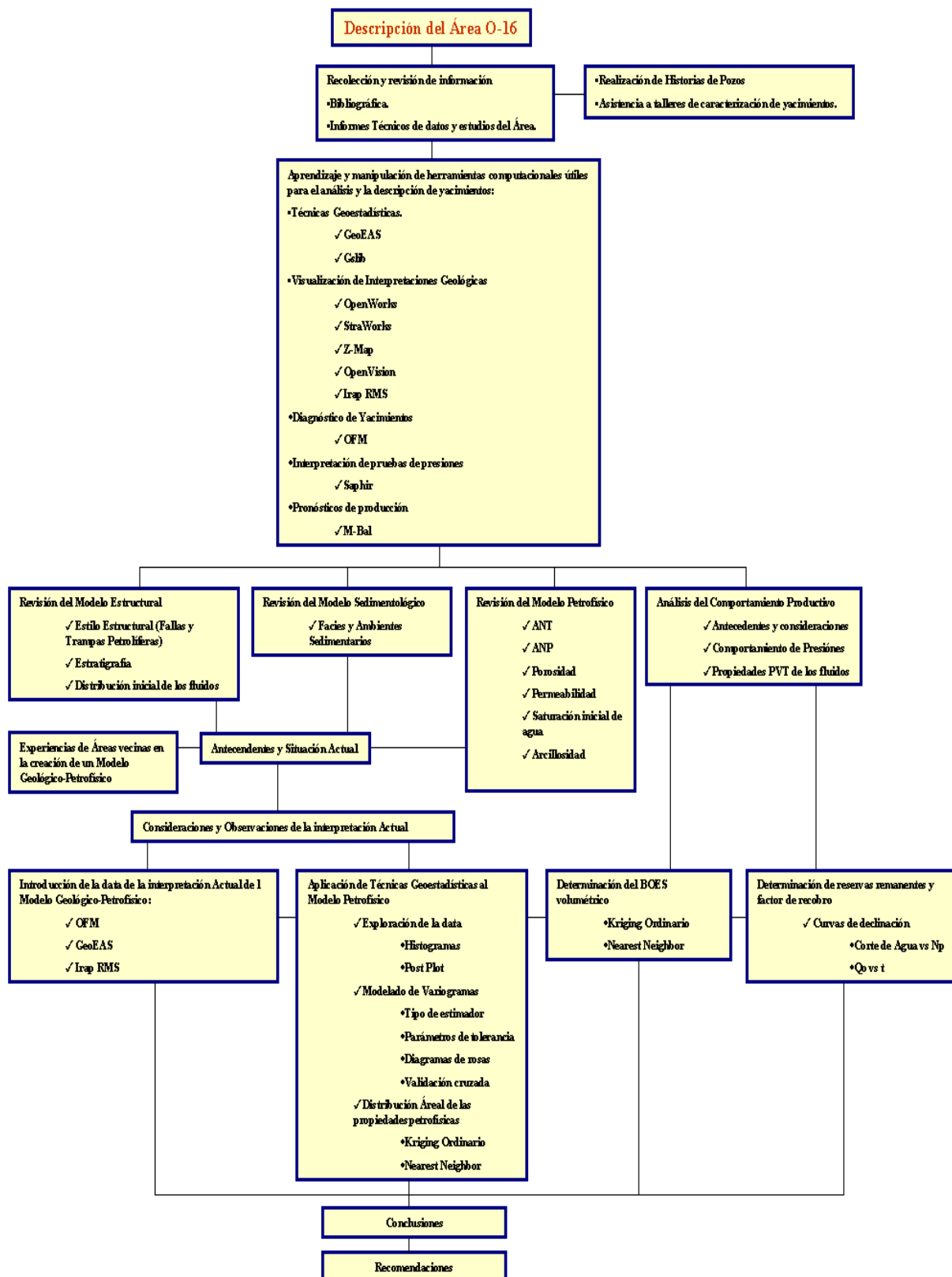


Fig. I. Esquema de la metodología empleada

La primera etapa del estudio estuvo orientada a una serie de actividades que permitieron hacer la revisión bibliográfica para describir el yacimiento, las cuales se describen a continuación:

- Revisión constante de libros, revistas, tesis^(1, 2, 3, 4 y 5), “papers”, catálogos, manuales, informes técnicos, presentaciones en internet y la intranet de PDVSA.
- Una visita técnica, al campo Morichal, Edo. Monagas (área operacional de BITOR) donde se recolectó gran cantidad de información inherente a las áreas de Operaciones, Producción, Yacimientos y Geología. En esta visita se brindó apoyo en la realización de resúmenes de historias de pozo lo cual sirvió para conocer aspectos operacionales. Esta actividad se realizó en cuatro semanas.
- Asistencia a charlas que tenían por objeto presentar herramientas que ayudan a la caracterización de los Yacimientos, y las cuales fueron dictadas por especialistas de las principales empresas de servicios Halliburton, Schlumberger y Baker Hughes. Estas también sirvieron para hacer consultas con relación a la data disponible en el área y de que modo se pudiera utilizar para su integración en la caracterización del yacimiento. Adicionalmente se obtuvo una serie de recomendaciones y orientaciones en lo que se refiere al mejoramiento del trabajo.

En vista de la revisión bibliográfica realizada el presente informe es un compendio resumido de la información más pertinente, relacionada a la descripción del yacimiento como tal.

Para realizar la revisión de los modelos establecidos en el área de Bitor se cumplió con un proceso de adiestramiento para la utilización de programas que permiten un mejor entendimiento del modelo estático así como del comportamiento productivo del yacimiento. Dichos programas se mencionan a continuación:

Técnicas Geoestadísticas

- ✓ GeoEAS
- ✓ Gslib

Visualización de Interpretaciones Geológicas

- ✓ OpenWorks
- ✓ StraWorks
- ✓ Z-MAP
- ✓ OpenVision
- ✓ IRAP RMS

Diagnóstico de Yacimientos

- ✓ OFM

Interpretación de pruebas de presiones

- ✓ Saphir (basado en la metodología de la derivada de las presiones).

Pronósticos de producción

- ✓ MBal

Adicional al adiestramiento sistemático hubo asistencia constante a las clases de Geoestadísticas para estudiantes de Post-grado dictadas por el profesor Reinaldo González en la Universidad Central de Venezuela, para reforzar los conocimientos, y la aplicación de programas Geoestadísticos. También se atendió a talleres y cursos de aplicación de Geoestadística en la Descripción de Yacimientos dictado por el profesor Walter Poquioma en las instalaciones del CIED y en BITOR. Además se brindó colaboración a ingenieros competentes del área de geoestadística como es el caso de Edwin Hernández en la introducción del modelo estático del área O-16 en IRAP-RMS.

La segunda etapa consistió en la revisión detallada del Modelo Estático disponible para el área O-16 de BITOR.

Dicho estudio fue producto del esfuerzo de un equipo de especialistas conformado por geólogos, geofísicos, petrofísicos, sedimentólogos y micropaleontólogos en diferentes informes y trabajos realizados durante los años 2000 a 2002, el cual consistió en la revisión y actualización de la base de datos disponible de geología, estratigrafía y sedimentología para establecer las relaciones que encadenadas cronológicamente, definen el ambiente de depositación de los sedimentos, la continuidad lateral de éstos y la calidad de la roca como

reservorio, en función de las Facies sedimentarias. Además de los eventos tectónicos que generaron la estructura del área O-16.

El propósito de esta etapa fue el de conocer los detalles del modelo estático vigente (Geológico, Estructural, Sedimentológico y Petrofísico).

Así mismo, la Geoestadística permitió estimar en forma volumétrica las reservas iniciales de bitumen. Posteriormente, a través de curvas de declinación se estimó las reservas remanentes recuperables y el factor de recobro, lo cual es de importancia vital en la gerencia del mismo.

CAPÍTULO I

MARCO GEOLÓGICO

1.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA

1.1.1. Ubicación Geográfica^(6, 7 y 8)

La Faja Bituminosa del Orinoco (F.B.O), está localizada en Venezuela al Norte del río Orinoco, cubre un área de 54.000 Km², dividida en cuatro sectores Cerro Negro, Hamaca, Zuata y Machete. El sector Cerro Negro ubicado unos 120 Km. al Sur de la Ciudad de Maturín Edo. Monagas, y a unos 70 Km. al noreste de Puerto Ordaz, tiene una extensión aproximada de 8.000 Km². y el área asignada a Bitúmenes Orinoco (BITOR) para la explotación cubre una extensión de 270 Km². De esta área se encuentra en explotación el modulo 1 (MPE-1) que comprende las estaciones de flujo O-16 y J-20, tal como lo muestra la figura 1.1.

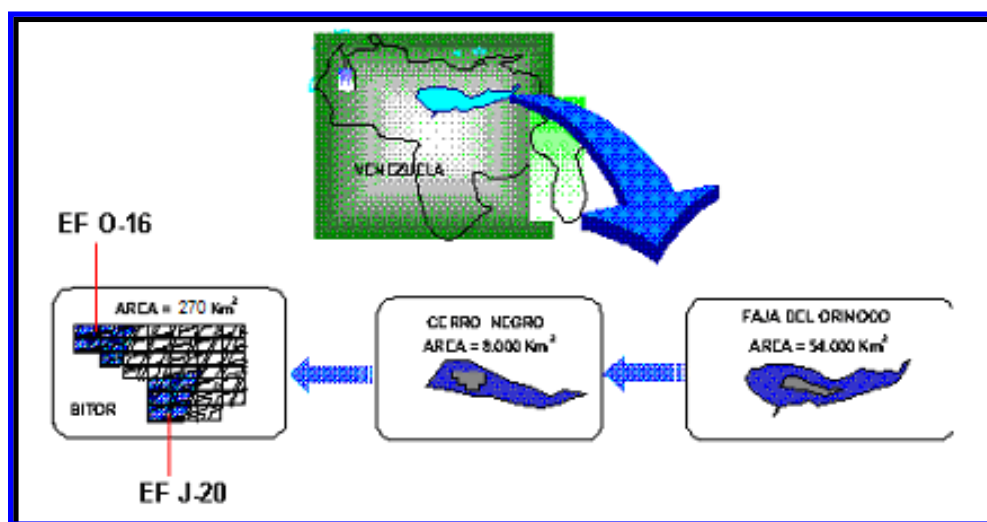


Figura 1.1. Ubicación Geográfica¹³

El Área de BITOR, esta ubicada a unos 15 kilómetros al Sur del Campo Morichal, y cubre una pequeña porción del Estado Anzoátegui y el resto corresponde mayormente al Estado Monagas.

1.1.2. Geomorfología^(6 y 7)

El campo Cerro Negro está situado en una extensa planicie, característica de los Llanos Orientales, con ondulaciones suaves en superficie, conocidas con el nombre de “MESAS”, constituidas por cuerpos arenosos aluviales de granulometría variable con tendencia a ser de mayor tamaño hacia los bordes Norte y Oeste, más fino hacia el Este y el Sur. El terreno tiene una elevación promedio sobre el nivel del mar de 95 metros (300 pies).

1.1.3. Clima⁽⁷⁾

El área presenta un clima tropical de sabana con temperatura de 27 °C. Las temperaturas y precipitaciones constituyen la base fundamental de las condiciones ecológicas de la región. La precipitación media anual en la región es de unos 2000 mm., con precipitaciones mayores en los meses de Mayo-Agosto. La evapotranspiración real media anual es del orden de 1700 mm.

1.1.4. Vegetación⁽⁷⁾

La vegetación es característica de sabana donde predominan árboles de poca altura, pastos semiduros y gramíneas. Típica del bosque seco tropical o selva tropófila. La vegetación más abundante es la herbácea y generalmente está constituida por las especies regularmente conocidas como Paja Pelua, Paja Seca, Coco de Mono, Moriche y Carraspaso; las plantas arbóreas son escasas, en su mayoría son Curata, Alcornoque y Palma Llanera. También encontramos los bosques de galería, morichales bordeando los ríos y recientemente la siembra de pinos “caribe” creando extensos bosques producto de ambiciosos planes de reforestación con fines industriales.

1.1.5. Drenaje⁽⁷⁾

El sector central-noroeste, es cortado por dos ríos, permanentes, el Yabo y Yabito, que con sus morichales y pantanos generan en su recorrido hacia el este (drenan en sentido Noreste), un cinturón de meandros activos y abandonados de unos 900 a 1100 metros de ancho. Estos ríos controlan el drenaje (Bloque J-20), los cuales son de régimen permanente. Pertenecen a la hoya hidrográfica del Río Orinoco, vertiente del Océano Atlántico. El

caudal de estos ríos varía según la época del año, siendo mayor en la época lluviosa y en la época de sequía las escorrentías del río provienen de la descarga natural de los acuíferos que afloran en la superficie.

1.1.6. Accesibilidad^(7 y 8)

La comunicación es a través de carreteras y rutas nacionales, llegándose a transitar dentro del área por medio de vías de acceso provisional, para comunicarse entre las diferentes localizaciones existentes en el campo, tal y como se muestra en las fotos de la figura 1.2.



Figura 1.2. Accesibilidad⁸

1.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL^(7 y 9)

1.2.1. Antecedentes⁽⁶⁾

El Área de BITOR, S.A. fue estudiada estructuralmente desde 1971 como parte integral del sector Cerro Negro, que fue cubierto por los levantamientos sísmicos:

Zuata-Barrancas (2D): presentó pobre calidad en las secciones, no tuvo definición dentro de la Fm. Oficina; y no pudo ser reprocesada.

Morichal Temblador-Uracoa: este levantamiento fue de mejor calidad, presentando mejor resolución o mayor número de reflexiones, al norte del Río Yabo las resoluciones fueron mejor que las del Sur.

Canoa-El Salto(2D): presentó la mejor calidad y fue usado como empate y ajustes para las líneas de años anteriores.

Levantamiento 2D Cerro Negro: entre 1979 y 1983, se efectuaron unos levantamientos en el Área Cerro Negro; que fueron de mejor calidad que los anteriores, pero que sin embargo no definían las secuencias sedimentarias de interés. A mediados de 1995 año se decidió realizar el reprocesamiento de unas 18 secciones sísmicas del levantamiento 1979-83, con excelentes resultados en donde adicional al basamento se podían definir por lo menos ocho reflectores, que permitían hacer una integración sísmica-perfil bastante confiable y efectuar una estratigrafía sísmica aceptable. Esta acción permitió verificar acunamientos de unidades contra el basamento, así como establecer someramente continuidades laterales de las unidades de apilamiento vertical en los Miembros Morichal, Yabo, Jobo y Pílon.

Esta información fue reinterpretada en 1996, para corroborar el mapa del basamento y estructurales en tiempo y profundidad, así como redefinir los patrones de falla existentes y posibles entrampamientos que habrían quedado velados por interpretaciones anteriores con información pobre o inadecuada.

1.2.2. Sistema de Fallas⁽⁶⁾

En el Sector Cerro Negro, Área BITOR existen dos patrones de fallas (alineaciones) muy bien definidas y concordantes con el sistema existente en la Cuenca Oriental de Venezuela y/o Área Mayor de Oficina. A lo que se agrega una tercera familia de fallas con ángulos horizontales variables. Todas las fallas son normales, y de gran extensión (sobre los 15 kilómetros), el desplazamiento vertical al norte es mayor que en el sector sur, y el plano de corte generalmente es al nivel de los Miembros Jobo, Pílon y la Formación Freites ($\pm$ sobre los 2300 pies) dependiendo de la posición geográfica. Es muy difícil detectar en los registros eléctricos las fallas, debido al carácter “no-consolidado” de las arenas. La mayoría de las fallas son contemporáneas con la depositación de la Formación Oficina Superior y Formación Freites Inferior. Adicionalmente se ha comprobado que la mayoría son no-sellantes pues permiten la acumulación en ambos lados del plano de falla; esta condición ha sido comprobada a lo largo y ancho del Sector Cerro Negro-BITOR. Sin embargo es posible que debido al carácter de los sedimentos de los Miembros Yabo, Jobo y Pílon, algunas acumulaciones que involucren estos intervalos puedan ser controlados por las fallas.

1.2.3. Estilo Estructural del Area^(6, 9 y 10)

Los elementos básicos que se distinguen en el área de Cerro Negro, son el basamento ígneo-metamórfico y la cobertura sedimentaria que la suprayase, ambas involucradas a través de fallas subverticales de corta magnitud y longitud. Los elementos que le dan a la estructura su mayor carácter, son las fallas que corren en dirección Este-Oeste, con alto buzamiento al Sur, cortan la secuencia sedimentaria, parte del basamento y abarcan toda el área en estudio

En general, la estructura es un monoclinal de suave buzamiento al Norte. Localmente, en el área operada por BITOR parte de la misma buza al noroeste.⁽¹¹⁾

Se conoce de un conjunto de ejes de pliegues yuxtapuestos y paralelos al sistema de fallas principal, orientado en dirección este-oeste; esto revela un estilo estructural compresivo, con una ligera componente de transcurrencia dextral que pudiera tener implicaciones directas en el desarrollo del área.

El estilo estructural caracterizado por zonas de fallas de deslizamiento a lo largo del rumbo relativamente recto, pliegues o fallas en escalón, entre otros elementos, como el basamento involucrado, indican desplazamiento horizontal diferencial.

Aquellos lugares donde están los ejes de pliegues anticlinales son favorables al entrapamiento de hidrocarburos, y se vería potenciado si estos lugares tuviesen cuerpos de arena bien desarrollados, susceptibles de contener hidrocarburos.

A causa de éste estilo estructural, los ejes sinclinales yuxtapuestos a las fallas, crean condiciones apropiadas para el entrapamiento.

El área Bitor se presenta como un monoclinal (basamento y sección sedimentaria) de suave buzamiento norte (máx. 4°), fracturado por múltiples fallas principales, orientadas este-oeste aproximadamente; así como algunas menores de ajuste secundarias con ángulo de unos 45° con la principal y rumbos noroeste-sureste. La figura 1.3 muestra una representación de la estructura del área O-16.

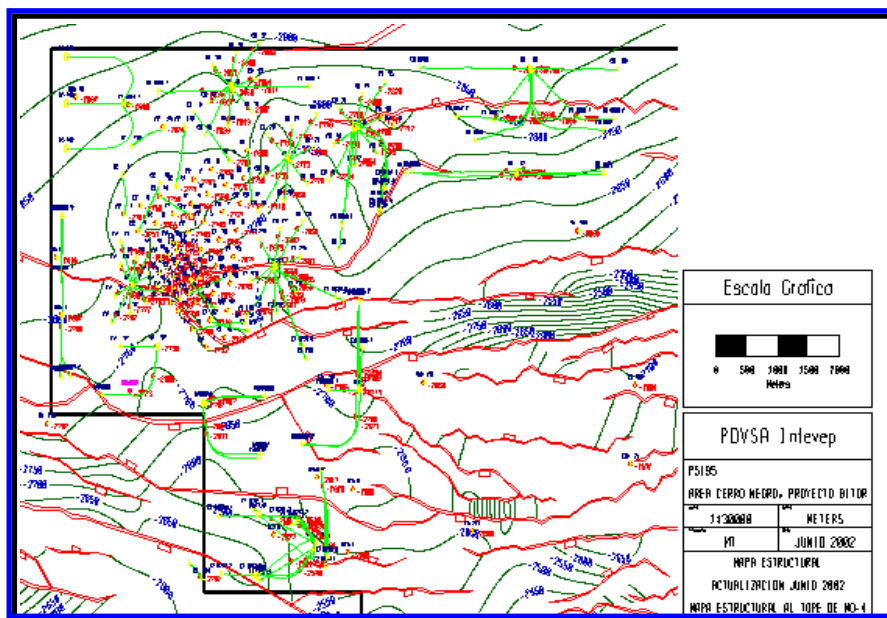


Figura 1.3. Mapa Estructural del área O-16 ⁽¹⁰⁾

La mayoría de estas fallas son de alto ángulo, sobre los 65 grados, con el bloque levantado al Norte y algunas en el sector Sur, el bloque se deprime al norte. Los desplazamientos varían entre 50 y 200' verticalmente y algunas fallas mayores (Este-Oeste) tienen expresión en la superficie. La evidencia de estas fallas es por sísmica 2D/3D y por la discontinuidad de las curvas en los mapas estructurales, ya que estas ocurren a ambos lados de los planos de falla.

En la parte central del área O-16 existe evidencia, por sísmica, de la existencia de un anticlinal de rumbo (Este-Oeste), con declive al Oeste, cuya mejor expresión está en el área situada al Este de O-16.

Posiblemente existe un mayor número de fallas que las reflejadas en los mapas estructurales, ya que estos presentan algunas irregularidades, (cambios frecuentes de rumbo de las curvas estructurales), en las zonas con mucho control de pozos, aunque con la sísmica actual no es posible detectarlas.

1.2.4. Trampas Petrolíferas ⁽⁶⁾

Las acumulaciones de hidrocarburos del área BITOR, están controladas esencialmente por cambios de Facies laterales (trampas estratigráficas), las cuales representan una variación de los parámetros petrofísicos dentro de la extensión o desarrollo horizontal de una unidad. Estos cambios litológicos se generan al existir variaciones bruscas de tamaño de grano que modifican el empaque (porosidad) y la movilidad o transmisibilidad de fluidos (permeabilidad). También originan presencia de anisotropía en las permeabilidades.

El acuífero de arenas fluviales contra la superficie irregular dentro de canales de erosión, cortados en el basamento, por ríos o causes ancestrales.

1.2.5. Distribución inicial de los fluidos⁽¹⁰⁾.

En los entrapamientos observados por registros eléctricos no se detectaron contactos gas-petróleo. Se han completado pozos que han producido agua proveniente de contactos de agua petróleo muy localizados y asociados mayormente a completaciones en el Miembro Morichal muy cercanos a irregularidades en la superficie del basamento y/o contactos agua-petróleo locales del Miembro Jobo. Se han identificado los niveles de los acuíferos, utilizando correlaciones en dos direcciones diferentes: Norte-Sur y Oeste-Este. Adicionalmente se han identificado cuñas de agua y cuatro principales contactos de agua asociadas a las profundidades bajo el mar “subsea” promedio de 3120’, 3160’ 3200’ y 3250’. Esta última profundidad anteriormente solo observada en 2 pozos al Norte del área, ahora ha sido confirmada por otro pozo perforado a fines del año 2002 al noroeste de la zona. La localización de otros contactos fuera del área de interés, parece confirmar la norma en cuanto a la presencia de múltiples contactos.

Anomalías de gas, en el sector, se conoce de los pozos: CH-25 y CD-4 los cuales han presentado “reventones” menores de gas, y/o tienen indicios. Estos se han extinguido prontamente con mínimo esfuerzo externo.

1.3. ESTRATIGRAFÍA (6, 7, 9 y 11)

La columna estratigráfica del área BITOR, tiene aproximadamente 3.000 pies de promedio de espesor; en el sector Norte 3.550 pies; en el centro unos 3.000 pies, y en el sector Sur 2.550 pies.

El borde Sur de la cuenca, representó a partir del Oligoceno una plataforma Cratonica (Renz et al., 1958). Durante el Terciario (Mioceno Inferior a Medio), esta plataforma estuvo sometida a la influencia de procesos sedimentarios fluviales, deltáicos y marinos costeros (Probst, 1953). Estos procesos actuaron en el área continental y a lo largo del borde marino de la cuenca. El Campo Cerro Negro presenta una columna estratigráfica generalizada que se ajusta a la estratigrafía regional de la zona la cual comienza en orden estratigráfico ascendente de más viejo a lo más joven con el Complejo Ígneo-Metamórfico que forma el basamento, de edad Precámbrica; en contacto discordante, subyacen los sedimentos de la Formación Oficina, de edad Mioceno Inferior, integrada por los Miembros, de más viejo a más joven: Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. En contacto concordante con la Formación Oficina y suprayacente a la misma se encuentran los sedimentos de la Formación Freites, de edad Mioceno Medio, seguidamente y en contacto concordante, se encuentran las Formaciones Las Piedras y Mesa, depositadas en el Plioceno-Pleistoceno (ver Figura 1.4).

La sección penetra rocas del Pre-Cámbrico, algunas Paleozoicas, Mesozoicas, Cenozoicas y Cuaternarias, dependiendo del sector.

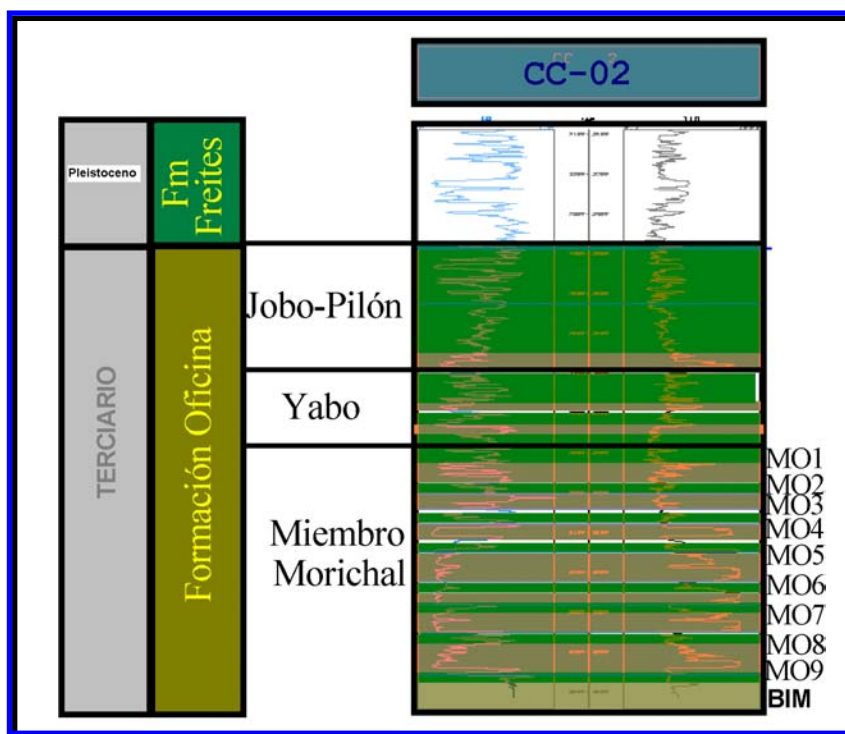


Figura 1.4. Columna Estratigráfica del área O-16 ⁽¹³⁾

1.3.1. Pre-Cámbrico.

Constituye el basamento del área y está definido como una continuación del Complejo Ígneo-Metamórfico de Guayana, con un paleo-relieve accidentado y fallado, con altos y depresiones estructurales. Está constituido por rocas, predominantemente ácidas, entre las que se destacan: gneises, granitos, sienitas, metasedimentos plegados e inyecciones ácidas. Se ha determinado una edad de 2600 a 2800 millones de años para estas rocas. Probablemente corresponden al complejo de Imataca, el cual aflora al Sur del río Orinoco. En el área O-16, en el núcleo del pozo CH-2 se identifica un basamento metamórfico compuesto por filitas y cuarcitas, por debajo de 3.497' b.m.r., también es importante destacar que la mayoría de los pozos de la faja han penetrado estos “granitos”.

La superficie del basamento en el sector tiene un buzamiento regional muy suave hacia el Norte (2° a 5°). En la parte central presenta una gran depresión que sirvió como centro de deposición de las Formaciones Cretácicas y Terciarias.

1.3.2. Paleozoico

Esta sección desconocida en el Oriente de Venezuela fue descrita/encontrada por Santos. A., et al, 1986, durante la descripción del núcleo del pozo CH-2 (Bloque O-16) de la Faja, al Sur del campo Morichal, luego esta litología fue estudiada en otros núcleos existentes y posteriormente se efectuó una correlación litológica (secciones finas), se identificó la misma litología por registros (GR/SP, etc.) en un sector que cruza de Este a Oeste y con ayuda de líneas sísmicas del área delimitó un área Pre-Terciaria.

1.3.3. Mesozoico

Este intervalo el cual comprende el Grupo Temblador, ha sido identificado plenamente al Norte de la faja. Los geólogos León. H., y Padrón. A., (Lagoven 1980-86) tomando como base la interpretación petrofísica derivada del BHC (sónico), NGT (rayos gamma espectral) y otros, determinaron la existencia del Grupo Temblador (sin diferenciar). Santos A., 1986 (Lagoven) evidenció la existencia de este intervalo en una sección muy delgada del núcleo CH-2 a 1.044 m (3.427 pies), discordante al Paleozoico y Pre-Terciario (Fm. Oficina). Este intervalo esta constituido por conglomerados o brechas “moteadas” y arcilitas-limo arenosas de color gris. Macsotay. O y Young. G.A, (1986) concuerdan con el origen Cretácico de los sedimentos, y pertenecientes a una Facies marina somera.

1.3.4. Cenozoico al Reciente

La columna estratigráfica correspondiente esta constituida: por una secuencia de arenas fluvio-deltaicas de la Formación Oficina (Mioceno-Inferior), depositadas sobre una discordancia Pre-Terciaria, la cual fue dividida referencialmente así: Mb. MORICHAL, Mb. YABO, Mb. JOBO y Mb. PILON.

1.4. GEOLOGÍA SEDIMENTARIA.⁽⁶⁾

La **Formación Oficina**, de origen fluvio-deltaico, se distingue litológicamente por una alternancia de areniscas y lutitas. Las areniscas de esta formación constituyen la zona de interés, la cual es la almacenadora de todo el petróleo extrapesado (Bitumen) en el Campo Cerro Negro. Diferentes autores calculan que las areniscas representan el 60% de la

Formación. Hedberg et al. (1947) manifestaron que la Formación Oficina descansa discordantemente sobre el complejo Igneo-Metamórfico, el cual es transicional hacia arriba con los sedimentos de la Formación Freites del Mioceno Medio. Esta se describe como una secuencia de areniscas y lutitas interlaminadas e intercaladas. La Formación Oficina es un producto típico del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde se desarrollaron extensas zonas pantanosas en alternancia con incursiones marinas de escasa profundidad y ambiente marino salobre, con canales deltáicos dirigidos principalmente de Sur a Norte. Una de las variaciones más importantes es el aumento de espesor de Sur a Norte. Mientras en el área central de Oficina el espesor promedio de esta Formación es de 3000', el mismo promedio llega a 8.500' en el área de San Joaquín, esto se debe al aumento de los espesores lutíticos, por lo cual los cuerpos de arena se encuentran mejor individualizados.

Key (1977) ha analizado el desarrollo de la nomenclatura de la sedimentación terciaria en los Campos Jobo, Morichal y Cerro Negro y la ha dividido en cuatro (4) miembros denominados, en orden estratigráfico: Morichal, Yabo, Jobo y Pilón.

El **Miembro Morichal** es el miembro más importante dentro de la Formación Oficina porque agrupa las arenas con mayor potencial petrolífero, las cuales son masivas, cuarzosas, de color marrón sub-angulares, grano medio, con algunas limolitas, lutitas y lignitos.

La extensión en el subsuelo de este miembro está restringida a la depresión del Basamento, rellenado mayormente por sedimentos pobremente consolidados, fluviales, provenientes del Escudo de Guayana y algunos sedimentos marinos procedentes del Norte, bordeada por los altos estructurales de Barrancas y Soledad al Este y Oeste, respectivamente. En el sector Oeste, donde la cuenca profundiza, el espesor total de Morichal es mayor, siendo el desarrollo escaso y lenticular.

1.4.1. Estratigrafía y Sedimentología de las Unidades⁽¹⁰⁾

En el estudio actual de INTEVEP fueron identificadas nueve superficies transgresivas o de máxima inundación dentro del Miembro Morichal (MO-1 hasta MO-9).

En general, se identificaron en el Miembro Morichal 9 unidades genéticas. De base a tope, las unidades MO-9 hasta MO-4 presentan un carácter principalmente fluvial. Esta característica se ve interrumpida ocasionalmente en las unidades MO-4, MO-5 y MO-6 por patrones con características deltaicas las cuales se hacen mucho más notorias en las unidades MO-1, MO-2 y MO-3.

La distribución de los ambientes de MO-9 a MO-4 presentan una tendencia general transgresiva, mientras que de MO-3 a MO-1 la tendencia general es regresiva con importantes pulsos transgresivos al tope de cada unidad. De hecho, el estudio de núcleos comprobó, por ejemplo, que la unidad MO-1 se encuentra separada de la unidad MO-2, infrayacente, por una superficie erosiva y a su vez transgresiva.

1.4.1.1. Facies Fluvial⁽¹⁰⁾

La Facies, principalmente fluvial, localizada entre las unidades MO-9 y MO-4 se caracteriza por estar constituida en un 90 % de areniscas y limolitas. El resto del 10 % lo constituyen lutitas, lutitas carbonosas y carbón.

Las areniscas se presentan con tamaño de grano fino a grueso y mostrando generalmente un patrón agradante o de afinamiento hacia el tope. En las unidades MO-4, MO-5 y MO-6 se presentan excepciones (algunos patrones de engrosamiento caracterizan algunas áreas). Gránulos y niveles conglomeráticos se presentan generalmente cerca de superficies erosivas, aunque masivas en buena parte (impregnación por crudo dificulta la observación de estructuras). Fue posible distinguir estructuras sedimentarias como laminación paralela, clastos de arcilla y laminaciones de arcilla. Es común encontrar intervalos amalgamados de estas areniscas.

Las lutitas, lutitas carbonosas y carbón se presentan con materia orgánica y ocasionalmente con raíces y niveles de siderita.

La distribución vertical por unidad de las areniscas, limolitas y lutitas, es tal, que forman un tren general de adelgazamiento hacia el tope, donde el carbón, si está preservado, constituye el tope de cada unidad.

Los niveles conglomeráticos y gránulos asociados a superficies erosivas implican procesos erosivos de estratos infrayacentes. Los intervalos con patrones cilíndricos o agradacionales son característicos de depósitos de canal y representan posiblemente barras transversales y/o longitudinales. Los intervalos que muestran preferencialmente patrones de adelgazamiento y afinamiento hacia el tope (retrogradacionales), son característicos, igualmente, de depósitos de relleno de canal pero posiblemente asociados a barras de punto. Por el contrario, aquellos pocos intervalos que muestran espesamiento y engrosamiento hacia el tope (progradacionales), son típicos de barras que han sido disectadas y desarrollado microdeltas.

La presencia de lutitas carbonosas y carbón sugiere zonas de inundación posiblemente asociados con procesos de avulsión. Sin embargo, la existencia de icnofósiles en algunos de estos intervalos sugiere, por otra parte, procesos de inundación tal vez asociados con un aumento de la acomodación (transgresión). En especial, hacia la base de algunos canales, algunas de estas trazas se interpretan como del tipo *Glossifungites*. Estas últimas han sido asociadas a discontinuidades.

Todas estas características permiten interpretar esta Facies como asociada a depósitos de relleno de canales fluviales, probablemente con patrones trenzados y/o meandriformes, de una zona de estuario interno o plano deltaico superior.

1.4.1.2. Facies Deltaica⁽¹⁰⁾

La Facies, principalmente deltaica, localizada entre las unidades MO-3 y MO-1 se caracteriza por estar constituida aproximadamente en un 50 % de areniscas y limolitas. El resto 50 % lo constituyen lutitas, lutitas carbonosas y carbón.

Las areniscas se presentan con tamaño de grano fino a grueso y mostrando generalmente un patrón de engrosamiento hacia el tope el cual es muchas veces truncado abruptamente. En ocasiones, este patrón de engrosamiento no es truncado y continua de forma agradacional. En la unidad MO-2 también se presentan algunos patrones con afinamiento. Aunque masivas en buena parte (impregnación por crudo dificulta la observación de estructuras), fue posible distinguir estructuras sedimentarias como laminación paralela, laminación

lenticular y laminaciones de arcilla. También están presentes clastos de arcillas. Se logró distinguir icnofósiles del tipo *Ophiomorpha*.

Las lutitas, lutitas carbonosas y carbón se presentan con materia orgánica y ocasionalmente con raíces y niveles de siderita. Están presentes las mismas trazas de icnofósiles observadas en la Facies fluvial con la diferencia de que hay mayor abundancia. La aparición de conchas de moluscos es otra característica que distingue esta Facies. Algunos niveles se muestran muy fosilíferos y asociados a superficies ferruginosas.

La distribución vertical por unidad de las areniscas, limolitas y lutitas, es tal, que forman un tren general de engrosamiento hacia el tope. En ocasiones este tren se muestra agradacional. El carbón generalmente está localizado hacia el tope de cada unidad.

Los intervalos con patrones de espesamiento y engrosamiento hacia el tope (progradacionales), pueden ser interpretados como barras, asociadas ya sea, a zonas de inundación, o a barras de desembocadura de una bahía. Aquellos intervalos con presencia de *Ophiomorpha* soportarían esta última interpretación. También podrían, este tipo de intervalo, representar barras que han sido disectadas y desarrollado microdeltas.

Al igual que en la Facies fluvial, la presencia de lutitas carbonosas y carbón sugiere zonas de inundación posiblemente asociadas con procesos de avulsión. Sin embargo, en esta ocasión, la abundancia de icnofósiles parece soportar más bien procesos de inundación asociados con un aumento de la acomodación (transgresión). Trazas del tipo *Glossifungites* también están presentes en esta Facies, lo cual sugiere la existencia de discontinuidades.

Todas estas características permiten interpretar esta Facies como asociada a una zona de estuario medio o plano deltaico inferior.

1.4.2. Paleogeografía⁽¹⁰⁾

A partir de mapas fue posible postular los principales ejes de sedimentación y cuerpos arenosos del área, así como su geometría. Gracias a la abundancia de pozos en el área O-16. En otras palabras, en el área O-16 es posible aproximar una interpretación en cuanto a la geometría de las barras presentes en las Facies fluviales y deltaicas.

En general se observa un drenaje con sentido sureste-noroeste, en sentido estratigráfico, desaparecen los altos localizados en la zona sur y este de Bitor asociados a las unidades MO-9, MO-8 y MO-7. Esto corrobora la interpretación inicial en cuanto a que la parte inferior de Morichal refleja un evento transgresivo.

1.5. ANÁLISIS DEL MODELO GEOLÓGICO

Para poder realizar observaciones acerca de la interpretación actual fue necesario tener en cuenta los pasos aplicados en la actualidad para la construcción de modelos estocásticos⁽¹²⁾, donde el modelaje de grandes escalas de heterogeneidad es seguido por la representación de las variaciones de escalas más pequeñas.

Los pasos son los siguientes:

- Definición de un esquema estructural y de capas.
- Identificación de las unidades geológicas dentro de cada unidad genética.
- Distribución de las propiedades petrofísicas del yacimiento por tipo de roca o por lito-facies (este aspecto será tratado en el capítulo III).

En esta revisión se logro tener acceso directo a la interpretación geológica y sísmica al igual que a los registros digitalizados puesto que dicha data estaba contenida en la plataforma LandMark, con lo cual se obtuvo un mejor entendimiento de las interpretaciones al utilizar algunas aplicaciones pertenecientes a la plataforma en cuestión, tales como OpenWorks, StraWorks, Z-MAP, OpenVision.

1.5.1. Esquema estructural y de capas.

El punto de partida es la interpretación e integración de la data sísmica 2D y 3D. En el área de O-16 solo se tiene sísmica 2D y la gran mayoría de las fallas (entre las que se encuentran primarias y secundarias) son interpretadas bajo la información de sísmica 3D existente en 2 zonas adyacentes (OCN y MPE-2) al área O-16. La falta de información sísmica 3D en el área O-16 ocasiona la incapacidad de conocer con certeza el modelo estructural y la

presencia de una posible compartimentalización. Adicionalmente, es imposible poder caracterizar las arenas superiores delgadas del Miembro Morichal (<30'), debido a que no se tiene sísmica 3D de alta resolución ni información de núcleos.

Las pruebas de presión existentes en el área no aportan información certera sobre si las fallas son sellantes o no, debido al tipo de pruebas tomadas (Estáticas).

A pesar de la dificultad de la interpretación debido a la poca reflexión sísmica del miembro Morichal, en el Estudio de INTEVEP-BITOR se lograron interpretar cuatro marcadores del tiempo de migración de las secciones sísmicas (MFS3, MFS17, MFS16 y Basamento), interpolando y convirtiendo en profundidad el modelo de velocidades, esto como consecuencia de lo siguiente:

“La secuencia estratigráfica refuerza la importancia de correlacionar basados en el tiempo de las superficies más que en el límite de las Facies. En casos favorables, la secuencia de los cuerpos o máxima superficie de inundación puede aportar un marco útil. Macdonald et al (1992) discute la importancia de utilizar correlaciones cronoestratigráficas para dividir el yacimiento, y Geehan en 1993, discute el enlace entre la morfología de los canales fluviales y la secuencia estratigráfica encontrada. En tal situación, los diferentes parámetros pueden ser usados para describir estáticamente las heterogeneidades de los diferentes sistemas que son en realidad muy trechos. También, Bashore et al, AAPG94-14 compara el uso de las correlaciones cronoestratigráficas y litoestratigrafías para construir modelos geoestadísticos en un margen deltaico progradacional. Los conceptos de la secuencia estratigráfica son útiles para el acomodo de la razón de las variaciones y el control de la arquitectura geológica, también podría ser un importante criterio para cambiar los parámetros del modelo estocástico entre las capas (Macdonald et al, 1992). En conclusión, la definición de las capas refleja el patrón de la distribución de las heterogeneidades geológicas”.⁽¹²⁾

Para obtener mayor resolución de las superficies cronoestratigráficas no visibles en la sísmica se correlacionó e interpoló entre intervalos de pozo a pozo con el perfil de Gamma Ray honrando la secuencia depositacional, lo que corresponden a marcadores cronoestratigráficos, resultando así un total de nueve unidades genéticas propuestas por

INTEVEP para el Miembro Morichal. Dichas unidades genéticas interpretadas de los registros se asumen paralelas a las otras cuatro interpretaciones de la información sísmica; debido a la forma en que se realizó la interpretación de las nueve unidades actuales, no concuerda con el tope y la base de algunas arenas interpretadas directamente de algunos de los registros.

De una capa o unidad genética a otra determinada por este modelo de superficie, el ambiente geológico difiere. Esto implica una arquitectura geológica diferente, pues entre las unidades MO-1 y MO-3 el ambiente sedimentario es deltaico, entre las unidades MO-4 y MO-6 es un ambiente transicional y entre las unidades MO-7 y MO-9 existe un ambiente fluvial con un sistema de canales entrelazados.

El análisis estratigráfico realizado es un análisis de gran escala, pues considera solo las superficies máximas de inundación que en realidad no son más que ciclos sedimentarios.

La necesidad de evaluar la factibilidad del drenaje de las arenas más someras del área O-16, coloca como factor fundamental la pronta adquisición de sísmica 3D y adquisición de núcleos, para solventar los detalles mencionados anteriormente y proporcionar de manera certera la geometría de los cuerpos arenosos y la resolución vertical de los mismos, de tal manera de poder proponer localizaciones de pozos multilaterales. Considerando la anisotropía existente en dicho medio poroso. Para ello se hace necesario tener pruebas de presión de fondo.

1.5.2. Identificación de las de las Unidades Geológicas dentro de cada Unidad Genética.

Se debe destacar que el análisis de pequeñas escalas no se ha definido con data dura, pues esto se ha basado solamente en las respuestas observadas de los perfiles (Electrofacies) sin poder realizar ninguna validación de estas interpretaciones a través de núcleos.

La identificación de las asociaciones de las Facies dentro de un intervalo y la correlación de estas unidades entre los pozos, contribuye significativamente a la reducción de incertidumbre en las localizaciones sin núcleos.

En cuanto a la definición de las unidades de flujo en el modelo geológico se han interpretado cuatro (4) Facies por medio de registros (electrofacies). Sin embargo existe una alternancia de los mismos dentro de cada una de las nueve unidades genéticas definidas en el último estudio realizado por INTEVEP (ver figura 1.5).

Para correlacionar los intervalos se utilizaron los perfiles de Gamma Ray y los marcadores geológicos (paleontología).

Se determinaron cuatros lito-facies, canales fluviales, abanicos de rotura, barras de desembocadura y llanuras de inundación, tal y como muestra en la siguiente figura 1.5.

Para revisar las interpretaciones realizadas, y para verificar las profundidades señaladas en cada uno de los contactos Agua-Bitumen originales suministrados por INTEVEP, se utilizaron los registros de pozos.

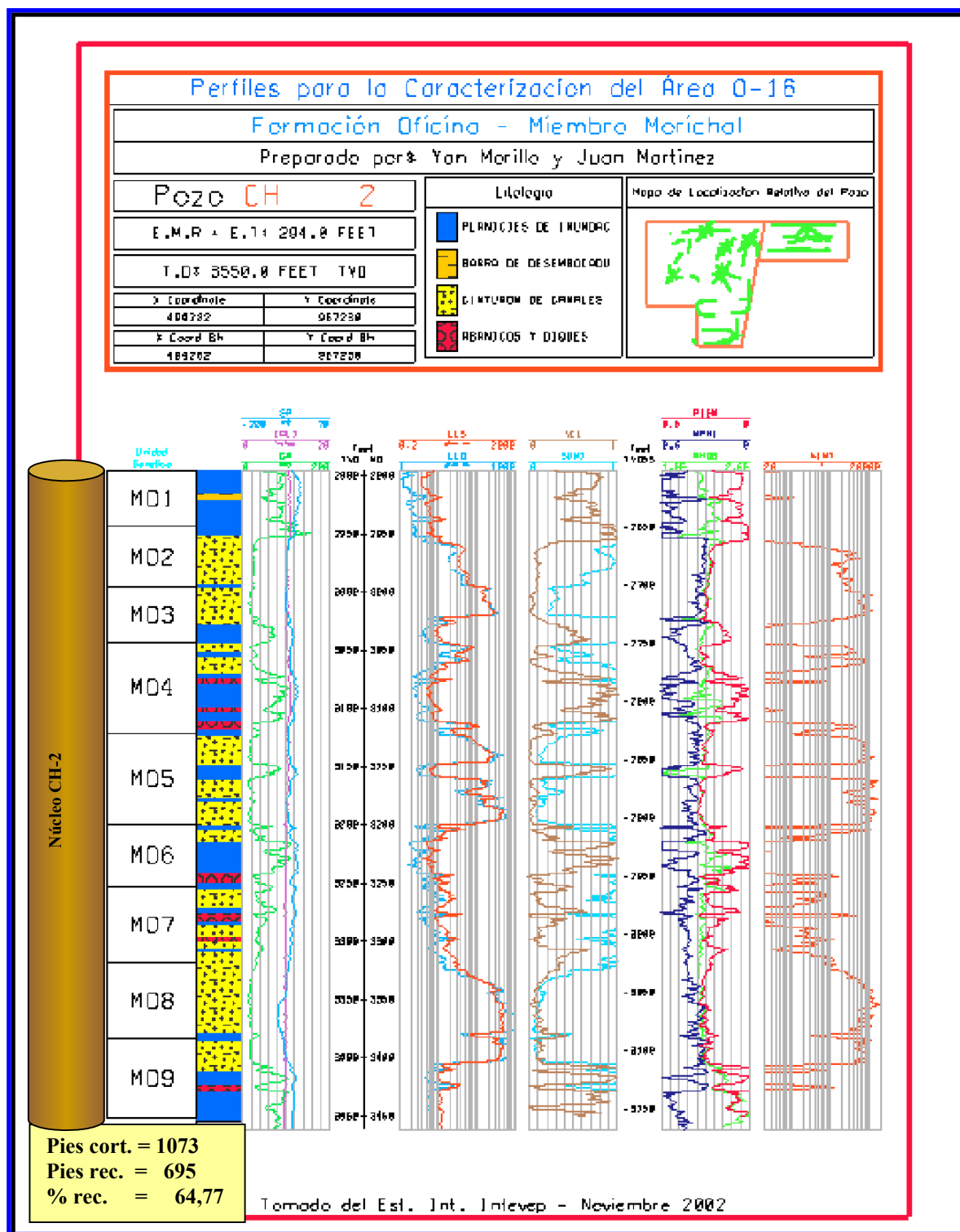


Figura 1.5. Muestra de los Perfiles de pozos visualizados a través de StraWorks

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DEL YACIMIENTO

A la hora de definir la conveniencia de un determinado esquema de explotación, es de vital importancia contar con un modelo de simulación numérica de yacimiento, representativo del área. Ello se traduce en un modelo geológico, petrofísico y de yacimientos fiel a las propiedades y condiciones, tanto al inicio de producción como en las condiciones actuales.

Se realizó el seguimiento y evaluación del comportamiento del yacimiento durante todas las etapas de su vida productiva desde el punto de vista de la energía del mismo y su presión como indicadora de la energía disponible para transportar hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie.

Para el análisis del comportamiento productivo del área O-16, se contó con la herramienta OilField Manager 3.1.4, la cual permitió analizar la data de producción histórica proveniente de los pozos del área. Dicha herramienta se utilizó básicamente para la inspección de la data a través de las curvas de producción por pozo y de forma general analizar los comportamientos de producción de Bitumen, Gas y Agua. El sistema OFM es administrado por la empresa GeoQuest y la data proviene del sistema CENTINELA, la cual es una base de datos de producción que es alimentada y validada por los operadores de campo en base a las pruebas reales de producción de los pozos.

También se empleó la opción de Mapas de Burbujas en OFM para realizar el análisis de producción acumulada del área.

Los datos básicos que distinguen el área O-16 se presentan en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Datos básicos del área O-16.⁽¹³⁾

Área (acres)	6538
Espesor promedio (pies)	254
Porosidad (%)	32
Permeabilidad (Darcies)	7-20
Saturación inicial de bitumen (%)	82
Gravedad API del bitumen	8
Viscosidad del bitumen @ Ty=124 °F (Cp)	2000 - 5500
Factor volumétrico inicial (BY/BN)	1,06
Rsi (PCN/BN)	100
Factor de recobro (%)	12,2
Presión inicial (Lpc) @ 2600 p.b.n.m.	1150

2.1. RESEÑA HISTÓRICA DE BITOR.^(8 y 13)

La perforación de desarrollo en Cerro Negro la inicia LAGOVEN en el período 1982-84. Pero específicamente, la explotación del área O-16 se inició en Septiembre de 1982 con la perforación del primer pozo CH-01, en esta campaña se perforaron 65 pozos de los cuales 55 fueron verticales y 10 en una macolla de pozos direccionales, el espaciamiento fue de 150 metros hacia el centro del bloque y 300 mts hacia los bordes, completados con empaque de grava interna (EGI) y bombeo mecánico convencional (balancín) como medio de levantamiento artificial, a fin de evaluar la productividad de las arenas del Miembro Morichal.

Posteriormente debido a la necesidad de minimizar el impacto ambiental en el área de desarrollo (ya que la misma esta comprendida en un 80% por un bosque de Pinos Caribes) se introduce en un nuevo esquema de explotación de pozos desviados (entre 36° y 55°) agrupados en 4 macollas de pozos direccionales espaciados en fondo a 400 mts (periodo 1990-92), se continuó utilizando el bombeo mecánico convencional como método de levantamiento (balancín e hidráulico). Adicionalmente se llevó a cabo entre los años 1985 y 1992 un proyecto de inyección alternada de vapor (I.A.V.) en algunos pozos verticales y desviados, ésto como resultado del pozo modelo identificado para la Faja, los resultados no fueron favorables.

El 26 de enero de 1993 fue asignada a BITUMENES ORINOCO, S.A. Filial de Petróleos de Venezuela, un área de 270 Km², en el Sector Cerro Negro de los Estados Monagas y Anzoátegui. Esta área forma parte del Campo Cerro Negro de la Faja del Orinoco, la cual es considerada una de las acumulaciones de crudos pesados y extrapesados más grandes del mundo, la superficie de la faja cubre aproximadamente 54.000 kilómetros cuadrados y sus reservas probadas se estiman en 267 MMBBNP.

En el área de Bitor existen aproximadamente 24.177 MMBNB (2002), de Bitumen Originalmente en sitio (BOES) y 2950 MMBNB de Reservas Recuperables de Bitumen cuantificadas con un factor de recobro estimado de 12.2 %. Este hidrocarburo se utiliza como materia prima para la manufactura del producto Orimulsión®. Considerado en la actualidad, de gran valor comercial en los mercados internacionales como fuente alternativa de energía.

Con el proposito de incrementar la producción, a partir de 1993 se inicio la reperforación horizontal (Reentry) a partir de pozos verticales, permitiendo recuperar reservas no drenadas asociados a problemas mecánicos y/o de producción de agua ó gas, utilizando el balancin como método de levantamiento, y el inicio de la evaluación de bombas (BES) en este tipo de pozo; Dicha estrategia permitio incrementar la productividad de pozos y reducir costos de inversión utilizando instalaciones existentes.

Con el proposito de evaluar la tecnología de perforación horizontal, en el año 1995 se perforo el primer pozo horizontal (CD 38) de esta área con 2700 pies de longitud horizontal saliendo de la macolla O-17-4. A lo largo de su vida productiva ha mantenido una producción promedio de 1300 BNBD.

En vista a los resultados exitosos obtenidos se inicia la masificación de la tecnología de perforación horizontal en macollas como esquema de desarrollo usando bombas electrosumergibles y bombas de cavidad progresiva de alto caudal como equipo de levantamiento. Actualmente se tiene un total de 36 pozos horizontales.

En el año 2001 se perfora el primer pozo multilateral en el área de BITOR (CI-244) obteniéndose tasas iniciales de producción superiores a 2400 BNBD mediante levantamiento artificial tipo bombas electrosomergibles.

La experiencia a lo largo de los años con los cambios en esquemas de perforación y completación, arrojó mejoras significativas en el índice de productividad de los pozos y en la producción promedio por pozo, lo que permitió el incremento de los niveles de producción a 40 MBNB.

El proceso básico utilizado para la producción de bitumen en frío, consiste en la inyección y circulación de diluyente de 32° API en los pozos a nivel de la bomba de subsuelo, este diluyente se mezcla con el bitumen húmedo natural de 8° API, lográndose una mezcla de bitumen húmedo diluido de 14° API, que facilita el levantamiento y transporte a las estaciones de flujo. En estas se calienta la corriente producida a fin de separar el gas asociado al bitumen, el gas es comprimido en la planta compresora Orinoco (PCO) y es enviado a la planta MPE-1 para ser utilizado como combustible, el bitumen húmedo diluido también se transfiere a la planta de ORIMULSION® donde se deshidrata y se le despoja el diluyente para reciclarlo en el proceso de producción.

2.1.1. Distribución de pozos⁽¹³⁾

El área O-16 tiene un total de 128 pozos (65 pozos activos y 63 inactivos) comprendidos entre los siguientes tipos de pozos: verticales, desviados, inclinados, re-entries, horizontales y multilateral (ver figura 2.1.).

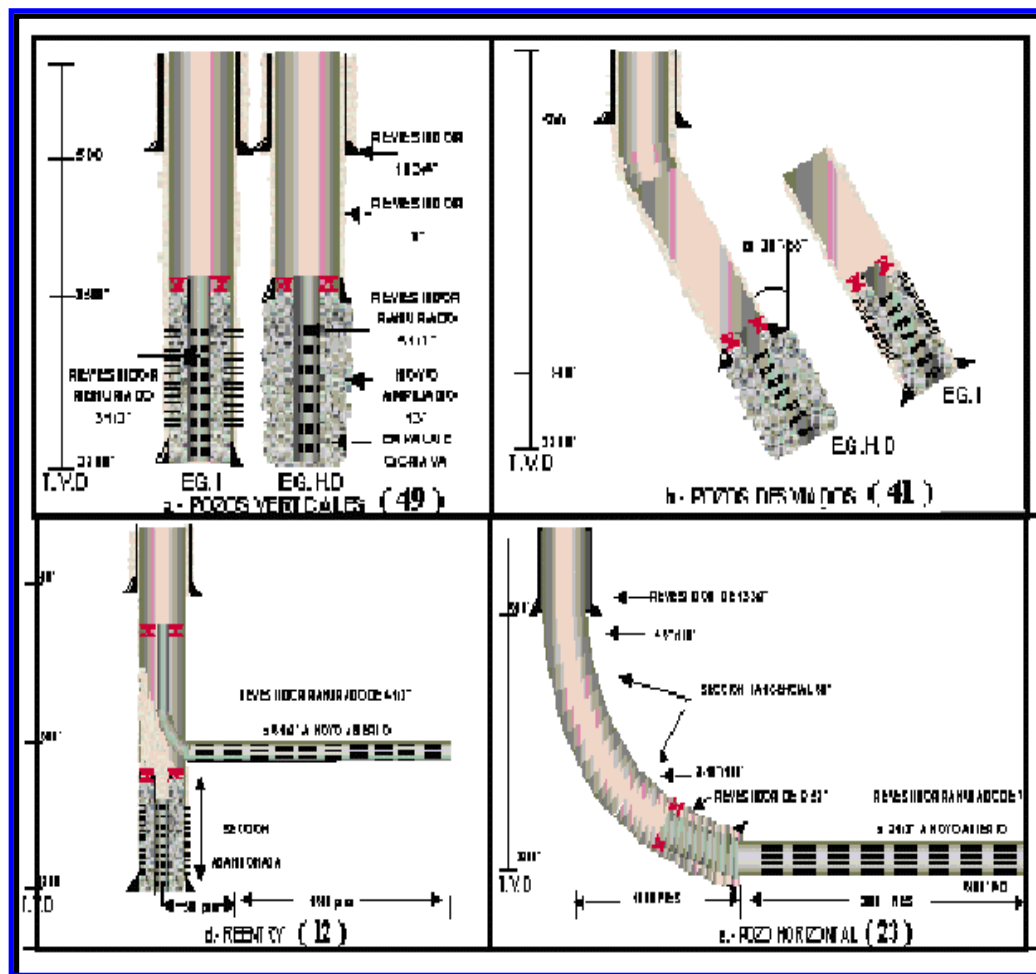


Figura 2.1. Tipos de Pozos en el Área O-16.

2.1.2. Métodos de levantamiento⁽¹³⁾

Los métodos de levantamiento artificial (ver figura 2.2.) utilizados en el área son: Bombeo Mecánico accionado por unidades de superficie Balancín e hidráulicas, Bombeo de Cavity Progresiva (BCP) y Bombeo Electrosumergible (BES). Debido a la alta viscosidad y densidad del Bitumen, adicionalmente los pozos requieren de la inyección de diluyente la cual puede ser inyectada a nivel de superficie o fondo de pozo (o combinación de ambos) para disminuir la viscosidad, así se facilita el transporte del Bitumen y se mejora la producción.

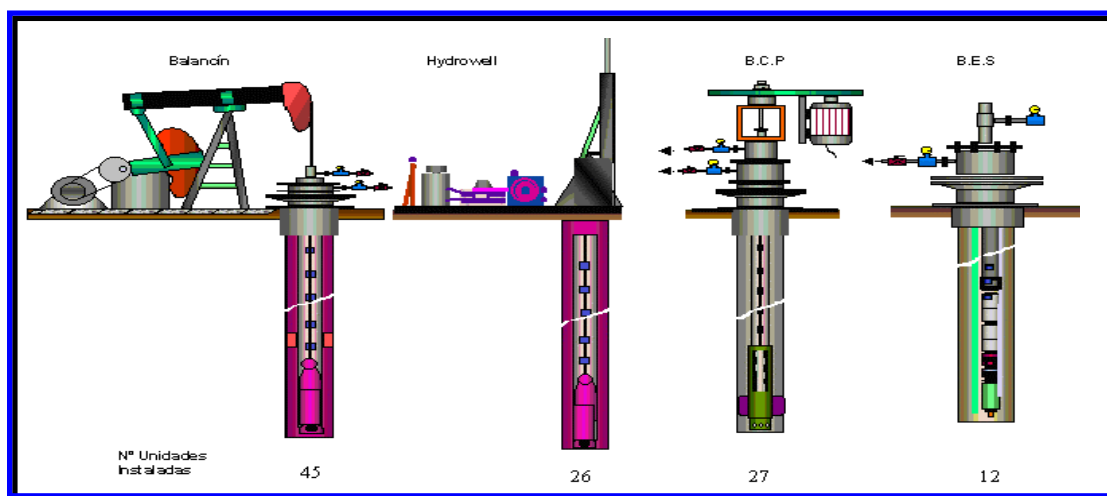


Figura 2.2. Distribución de los pozos por método de levantamiento

2.2. PROPIEDADES ROCA-FLUIDO

2.2.1. Conceptos Básicos^(14, 15, 16, 62, 63, 64 y 65)

La *porosidad* de una roca es la medida de su capacidad de almacenamiento. La porosidad se expresa como la fracción del volumen total de la roca que está expuesta al espacio vacío.

Es importante establecer la diferencia entre la porosidad “absoluta” y porosidad “efectiva”. En ciertos casos no existe comunicación entre los poros de una roca, o por lo menos, entre ciertos poros. Como el fluido en estos poros está inmovilizado, entre el espacio de poros que esta aislado, aún cuando hay que tomarlo en cuenta para medir la porosidad “absoluta”, en realidad no representa una capacidad de almacenamiento utilizable y por lo tanto, se descarta para obtener la porosidad “efectiva”. En resumen, la *porosidad efectiva* de una roca es la fracción del volumen total de la roca que está compuesto por los espacios vacíos que están comunicados entre sí.

La *permeabilidad* de una roca o acumulación puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la capacidad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan de la red de poros interconectados.

Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad, por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad en un medio y la porosidad efectiva aunque no necesariamente con la porosidad absoluta. Algunos de los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad, es decir, el tamaño, empaquetamiento y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de litificación (cementación y consolidación).

El hecho que una roca sea porosa no significa necesariamente que sea permeable, ya que la capacidad de esa roca porosa en permitir el movimiento de fluidos depende también de la continuidad de los poros y del grado de interconexión.

Un factor geológico de gran importancia en el control de la permeabilidad absoluta es la presencia y clase de arcillas. El valor de permeabilidad obtenida cuando se mide con aire seco o con petróleo es rara vez el mismo que el obtenido cuando se emplea agua. Klinkenberg observó que cuando el fluido es un gas, la permeabilidad es función de la presión media. Esto se debe a que cuando un líquido fluye a través de un medio poroso las moléculas adyacentes a las paredes quedan inmovilizadas por la fuerza de atracción y por lo tanto su velocidad es cero. En cambio, cuando fluye un gas estas moléculas adyacentes a las paredes tienen cierta velocidad que depende en parte de su camino libre medio.

La influencia de que este fenómeno tiene sobre la permeabilidad observada depende de la reacción entre el camino libre medio que a su vez depende del tipo de molécula (es decir, del peso molecular del gas) y de la presión y temperatura. La relación entre la permeabilidad verdadera y la observada se hace menor a medida que aumenta la permeabilidad de la muestra, la presión media y el peso de la molécula de gas y se hace mayor cuando aumenta la temperatura. Cuando en una misma muestra se realizan varias mediciones a diferentes presiones promedio, se realiza una representación gráfica de la permeabilidad al aire en función del inverso de la presión promedio a la cual fue obtenido dicho valor, resultado una línea recta en donde la pendiente depende del peso molecular aparente del gas y de la temperatura, y del radio promedio de los canales capilares de la roca y el punto de corte de la línea recta con el eje de las ordenadas generalmente corresponde al valor que se obtendría determinando la permeabilidad con un líquido.

Compresibilidad de la roca se calcula por diferenciación gráfica de la curva variación del volumen poroso en función de la presión de sobrecarga efectiva. Los datos de confinamiento hidrostática se transforma a un sistema de confinamiento uniaxial.

Los datos de esta prueba son usados para calcular la reducción del volumen del poro durante la disminución de presión del yacimiento. Estos datos son función de la porosidad y la presión neta de sobre carga. Estos datos son de especial importancia en yacimientos sub-saturados de petróleo, pues ignorando la compresibilidad del volumen de poro en los cálculos del balance de materiales, resulta de una sobreestimación de petróleo en sitio y calculos de excesivos volúmenes de influjo de agua.

La reducción del volumen de poro ocurre cuando la presión de yacimiento declina con la producción. Dos componentes causan esta reducción:

- Expansión de la matriz de la roca (la cual es pequeña y frecuentemente ignorada)
- La reducción del volumen de poro debido a la deformación de la masa de la roca.

La tortuosidad depende de la distancia promedio que realmente recorre una partícula que fluye a través de la roca en función de la longitud de la muestra. Esta propiedad se deriva de la comparación de un medio poroso con un tubo capilar. En el tubo capilar la distancia que recorre la partícula es igual a la longitud del sistema mientras que en el medio poroso de igual longitud la distancia es mayor. Aunque en ciertos casos su medida no es nada fácil, es posible asignar un valor numérico que da una idea de la magnitud de las propiedades que se han considerado; principalmente porque estas propiedades tienen una interpretación física.

Densidad de granos se calcula del cociente del peso de la muestra seca entre el volumen de granos determinado.

Las propiedades eléctricas de las rocas varían de formación a formación; gas, petróleo y matrices de roca normalmente no son conductores mientras que los iones entre el agua de los poros son los que conducen la electricidad.

Estas medidas realizadas de muestras de roca permiten definir cual es la única geometría del poro, permite la aplicación del análisis de registros de arenas bituminosas a través de los métodos de Archie, Waxman-Smits-Thomas y Simandoux, en el calculo de la saturación de agua inicial.

Las pruebas son llevadas a cabo durante varios días hasta que el equilibrio iónico entre las saturaciones de salmuera y la roca se estabilice. Las pruebas son recomendadas a presión de confinamiento efectiva ya que la presión de sobrecarga de decaimiento puede causar significativo aumento en la resistividad lo cual usualmente ocurre en rocas que no son bien cementadas y en rocas de baja porosidad.

La variable “ a ” se obtiene de la ecuación para calcular el agua de formación a través de la respuesta de un perfil de pozo.

Exponente de saturación (n) es calculado de las relaciones de saturación con el índice de resistividad de formación.

Índice de resistividad de formación ó Factor de Formación (F) esta definido como la relación de resistividad de la roca a cualquier condición de saturación de gas, petróleo y agua (R_t) entre su resistividad cuando esta completamente saturada con agua (R_o), en consecuencia este es una función de la saturación de agua, y también una función de la geometría del poro. Además es una función de la porosidad y la geometría del poro de la roca.

Capacidad de Intercambio Cationico (CIC) la presencia de arcillas cationicamente intercambiables frecuentemente causa bajos valores del índice de resistividad de formación, al ser observados particularmente a bajas saturaciones de agua ya que la resistividad es suprimida por la actividad de arcilla de superficie actuando como un conductor eléctrico. Esta prueba debe ser realizada en cada una de las muestras seleccionadas para mediciones de propiedades eléctricas.

Factor de cementación (m) es igual a la pendiente de la línea relativa Factor de Formación vs porosidad en un gráfico log-log. Varía con el grado de cementación de la roca, para

rocas porosas no consolidadas el factor de cementación tiene un valor aproximado de 1,3 aumentando hasta un valor de 2,2 para rocas altamente cementadas.

Saturación de Fluidos por Dean Stark en este método la muestra fresca se coloca en el aparato Dean Stark con tolueno como solvente (o algún otro solvente requerido). Se procede con la destilación a baja temperatura. Después de cierto tiempo el tolueno queda disuelto con el solvente, en tanto que el agua se recupera en una trampa graduada. El volumen de petróleo se calcula por balance de materiales utilizando el valor conocido de la densidad del petróleo.

El conocimiento de las *Propiedades Mecánicas* de la roca bajo superficie, es muy importante en conexión con los problemas de estabilidad de pozos, operaciones de fracturamiento, problemas de subsidencia y problemas de producción de arenas. Estas propiedades se dividen en aquellas que miden la resistencia, las que miden direcciones de esfuerzos o deformaciones y las que miden comportamiento esfuerzos-deformación. Estas se determinan a partir de:

- *Tensión axial* se determina dividiendo la carga media por el área inicial de la muestra.
- *La deformación* se determina dividiendo el cambio en las dimensiones de la muestra (longitud o radio) por la dimensión inicial.

Los datos de cada prueba se grafican como tensión axial diferencial contra la deformación promedio axial y la deformación promedio radial. Los módulos de elasticidad (axiales y radiales) o pendientes se calculan en la porción lineal de las curvas.

Modulo de Young, E, es la relación de proporcionalidad de la tensión unitaria a la deformación unitaria. Se ha observado que el valor de E de una roca incrementa después que esta ha sido sometida a una carga por algún tiempo. El grado de integridad de la muestra influencia los resultados de la prueba. Si se presentan fracturas diminutas, el valor de E puede ser más bajo comparado al valor real cuando la roca esta en su lugar original,

esto es debido a la presión de sobrecarga, la cual mantiene todas las fisuras unidas mientras que en el laboratorio estas son abiertas.

Cuando un material esta sometido a una carga de tracción simple se produce en el un aumento de longitud en la dirección de la carga, así como una disminución de las dimensiones laterales perpendiculares a éste. La relación entre la deformación en la dirección lateral y la dirección longitudinal se define como *relación de Poisson*(ν). Los valores de esta relación depende de las características del diagrama esfuerzo deformación, y los valores experimentales son variables y aproximados.

Coefficiente de Biot, α , mide la cantidad de esfuerzo que toma el fluido. Describe la eficiencia de las presiones de fluidos en contrarrestar los esfuerzos totales aplicados. Este importante parámetro, que oscila entre 0 y 1, sirve para calcular los esfuerzos necesarios para iniciar y propagar la fractura y también para elaborar correlaciones núcleo-perfil.

Entre las propiedades de resistencia se puede nombrar a la *resistencia cohesiva*, c , la cual es una propiedad constante de cada tipo de roca y depende del grado de cohesión entre los poros. También se encuentra la *resistencia a la compresión no confinada*, UCS, que representa el comportamiento típico de los materiales geológicos, donde para una misma roca la resistencia UCS aumenta a medida que la porosidad disminuye.

Descripción e Interpretación Sedimentológica incluye la descripción detallada de la litología, textura de la roca, estructuras sedimentarias, mineralogía, presencia de fracturas, etc. Aunado con los resultados de los análisis petrográficos y los análisis bioestratigráficos se define el ambiente sedimentario.

Paleontología esta información asiste en la determinación de los ambientes sedimentarios al igual que la edad de los sedimentos.

Humectabilidad o mojabilidad es una propiedad característica de cada sistema-roca fluidos, esta dictada por la naturaleza de los fluidos y de la superficie sólida, es decir, se refiere a la tendencia a preferencia de un fluido a adherirse a la superficie de una roca, aun en la presencia de otros fluidos, que son inmiscibles con él. La humectabilidad controla la

posición relativa de los fluidos dentro del medio poroso y en consecuencia controlará su habilidad relativa para fluir.

Tensión Interfacial es la fuerza requerida para romper la superficie entre dos líquidos inmiscibles entre sí.

Tensión superficial es la fuerza que actúa en la interfase entre un líquido y su propio vapor, y que tiende a mantener el área de esa superficie en un mínimo, es decir, en la superficie que separa dos fases existe un desbalance de fuerzas moleculares, que se traduce en una fuerza neta que tiende a minimizar el área de contacto entre dos fases. A esta área de contacto se le conoce como interfase y tiene propiedades algo similares a las de una membrana elástica. En sí, es el trabajo en ergios necesario para crear un centímetro cuadrado de superficie interfacial entre dos líquidos o entre un líquido y un gas, generalmente se utiliza las unidades equivalentes de dinas por centímetro.

Historia de saturaciones existen dos procesos básicos que ilustran los cambios históricos en los niveles de saturación de los fluidos presentes en un yacimiento. Estos se denominan procesos de imbibición y de drenaje.

El proceso de drenaje es el proceso de cambio en los niveles de saturación durante el cual la saturación de la fase mojante disminuye. La presión necesaria para que un fluido que no moja la roca penetre a través de los poros se denomina presión de desplazamiento, se requiere menos presión para que este entre en orificios de mayor radio. Mientras mayor es la presión mayor es el número de canales capilares penetrados y mayor el volumen de fluido no mojante dentro del medio poroso. Este aumento de saturación de la fase que no moja la roca a medida que se aumenta la diferencia de presión entre ésta y la fase que moja la roca continúa hasta llegar a la saturación irreducible de la fase que moja la roca. Este volumen irreducible se encuentra en anillos pendulares en los puntos de contacto de los granos de arena, en canales de tamaño microscópico y, en ciertos de casos, en una película de espesor molecular cubriendo toda la superficie interna de la roca.

El proceso de imbibición es el proceso de cambio en los niveles de saturación durante el cual la saturación de la fase mojante aumenta.

Presión Capilar es la diferencia en presión entre dos fluidos separados por un interfaz. La relación entre la saturación y la presión capilar depende de la dirección en que ocurre el desplazamiento (proceso de drenaje o imbibición), es decir, a una misma presión capilar la saturación de petróleo es menor en el caso del proceso de drenaje. En función de esto la presión capilar define el radio promedio de los canales capilares más pequeños ocupados por el petróleo, ya que el mismo a esa presión capilar sólo puede penetrar los canales de ese radio promedio igual o mayor. En cambio, en el proceso de imbibición, el petróleo inicialmente ocupaba casi todo el medio poroso y por lo tanto ocupa todos los canales de radio promedio que define la presión.

La presión capilar afecta la distribución inicial de los fluidos, pudiéndose calcular la zona de transición entre el petróleo y el gas y entre el agua y el petróleo (calcular saturaciones de agua de yacimientos versus la altura por encima del nivel de agua libre), distribución y tamaño de la garganta del poro y puede ser usada como una determinación individual de los valores de saturación derivada de registros.

$$P_c = g(\rho_w - \rho_o) * h$$

(Ecu. 2.1)

Donde:

P_c : Presión capilar (dynas/cm²)

g : 980 cm/s²

ρ_w : Densidad del agua (gr/cc)

ρ_o : Densidad del petróleo (gr/cc)

h : Altura (cm)

La permeabilidad efectiva a un fluido determinado es la conductividad del medio poroso a tal fluido en un estado final de saturación. Es obvio que la presencia de varias fases de fluido dentro de un medio poroso reduce la capacidad de flujo al fluido de prueba, por lo tanto, las permeabilidades efectivas siempre son menores a las permeabilidades absolutas.

La permeabilidad relativa es la relación o razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta y se expresa en forma fraccional. Existen permeabilidades relativas

Kro, Krg, Krw y efectivas Ko, Kg y Kw a los fluidos que generalmente se encuentran en el yacimiento petróleo, gas y agua.

Como es de suponerse la forma de las curvas de permeabilidades relativas son función de la distribución del fluido en el medio poroso. La segregación de fluidos en la red porosa de la roca yacimiento es una función de la saturación de los fluidos respectivos. Desde el punto de vista de mojabilidad, la roca yacimiento puede ser oleófila (humectada por petróleo) o hidrófila (humectada por agua). Si es oleófila, el petróleo se adhiere preferencialmente a la superficie de la roca expulsando el agua. Son pocos y raros los yacimientos verdaderamente oleófilos, no así los parcialmente oleófilos, que son más frecuentes.

La mayoría de los yacimientos son hidrófilos, lo que implica que el agua innata se adhiere a la superficie de la roca. Esto no es sorprendente cuando se considera que la mayoría de las rocas de acumulación fueron depositadas bajo agua y que la mojabilidad de la roca depende generalmente del fluido con que sus superficies entran en contacto primero. Sin embargo, si la roca se expone a un contacto prolongado de petróleo y particularmente si el petróleo contiene compuestos polares fáciles de adsorber, se puede producir un cambio parcial o total de la mojabilidad de la roca del yacimiento.

Es necesario entender además la independencia relativa del movimiento de los fluidos inmiscibles dentro de un medio permeable. De aquí que la permeabilidad efectiva a una fase determinada es una función de movilidad de esa fase con la distribución de saturación existente. La movilidad es una función de la humectabilidad del yacimiento y del área promedio de la sección transversal de los canales que conducen el fluido, o sea, de la saturación. Es de esperar, por consiguiente, que un fluido humectante con una saturación baja tenga poca movilidad debido a la adhesión que tiene a las superficies de la roca, mientras que el fluido no humectante que ocupa el resto de los poros tendrá mayor movilidad.

La permeabilidad relativa es utilizada para describir cuantitativamente el transporte simultaneo de dos o mas fluidos inmiscibles a través del medio poroso. La permeabilidad relativa es un factor importante en la ingeniería de yacimientos para la definición de

estrategias de recuperación de petróleo, dicha propiedad sirve de entrada para los estudios de simulación de yacimientos.

La permeabilidad relativa agua-petróleo es preferida por muchos ingenieros como data de comportamiento de inundación de agua, puede ser calculada, usando ecuaciones de flujo fraccionada por cualquier set de condiciones de viscosidad petróleo-agua. Cuando es usada con flujo fraccional y datas de presión capilar, la permeabilidad relativa ofrece una visión dentro de flujos de agua versus contacto agua petróleo, también es requerida para conteo de agua y cálculos de inyectividad para pozos en la zona de petróleo.

La permeabilidad relativa gas-petróleo es requerida para una variedad de calculos de pruebas a incluir:

- Comportamiento de gas en solución.
- Drenaje de gravedad.
- Declinación de productividad para yacimientos con mecanismo de producción de gas en solución.
- Caso base para un comportamiento comparativo.
- Conteo de gas.
- Avance de la capa de gas.
- Calculo de flujo fraccional.

2.2.2. Unidades Hidráulicas⁽¹⁷⁾

La calidad de yacimientos de hidrocarburos es controlada por dos propiedades: la capacidad de almacenamiento (porosidad) y capacidad de flujo (permeabilidad).

Las unidades de flujo están usualmente determinadas de datos de núcleo. Para estos casos, recientemente se ha desarrollado una técnica basada en la **Unidad Hidráulica de Flujo** la cual se define como una secuencia vertical, lateral y continua de rasgos geológicos y propiedades del yacimiento. También se puede decir que es el volumen elemental representativo de una roca, donde las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan al flujo de fluido, son internamente consistentes y predictiblemente diferentes de otras propiedades de otro volumen elemental de roca.

El proceso de Unidades Hidráulicas es una técnica probada, que ha reemplazando otros métodos mas simplistas como las representaciones gráficas “cross-plots” de permeabilidad y porosidad.

- *Factor FZI*

Esta tecnología fue propuesta para la identificación y caracterización de unidades hidráulicas de flujo dentro de las unidades geológicas definidas como Facies. La técnica está basada en la ecuación de KOZENY-CARMAN y su posterior modificación.

Esta metodología usa datos de núcleos para desarrollar el entendimiento de las variaciones complejas en la geometría del poro. Las variaciones en los atributos geométricos del poro, definen la existencia de distintas zonas (unidades hidráulicas de flujo) con características similares de flujo-fluido.

Las unidades hidráulicas de flujo son frecuentemente definidas como:

- Atributos geológicos de textura, mineralogía, estructuras sedimentarias y contactos estratigráficos.
- Propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y presión capilar.

La calidad hidráulica de una roca está controlada por la geometría del poro. Este está en función de la mineralogía (tipo, abundancia, morfología y localización relativa del poro) y de la textura (tamaño, forma, distribución y empaque del grano).

El concepto principal del radio de la Unidad Hidráulica (R_{mh} en la ecuación 2.2) es la clave para descifrar las unidades hidráulicas y relacionar porosidad, permeabilidad y presión capilar.

$$R_{mh} = (\text{Volumen Abierto para Flujo}) / (\text{Área Superficial Mojada})$$

(Ecu. 2.2)

Siendo para un tubo capilar: $R_{mh} = r/2$

Para definir el concepto del radio hidráulico principal, KOZENY-CARMAN consideraron un bulto de tubos capilares dentro de la roca de yacimiento. Las primeras suposiciones en su derivación fueron:

- Que el viaje de un elemento de flujo en un tubo capilar es igual a un volumen elemental de roca.
- La porosidad es efectiva.

Un índice para correlacionar espacios de poros microscópicos con parámetros petrofísicos macroscópicos proveniente de la data de núcleos fue desarrollado por Amaefule et al., 1988. Este índice es llamado Índice de calidad de Yacimiento (RQI: Reservoir Quality Index en la ecuación 2.3), puede ser derivado por la combinación de ecuaciones de flujo de Darcy y Poiseuille con la relación de Kozeny que asume un factor de forma igual a 2 y tortuosidad igual 1. Como resultado, este índice se expresa en micrones.

$$RQI = 0,0314 * [k/\phi]^{0,5}$$

(Ecu. 2.3)

Donde:

RQI: Índice de calidad de Yacimiento. (μm)

K: Permeabilidad. (mD)

ϕ : Porosidad. (fracción)

Asumiendo valores constantes de tortuosidad y factor de forma, RQI, cuando es correlacionado para medir y determinar propiedades petrofísicas, puede ser usado para distinguir entre intervalos hidráulicos similares. Por ello, RQI provee de un parámetro de correlación muy útil para varias propiedades de las rocas como factor de formación, exponente de saturación (n) y saturación de agua (sw).

Después de una serie de modificaciones y artificios matemáticos KOZENY, CARMAN y otros autores, llegaron a la ecuación 2.4.

$$K=1014*(FZI)^2*\phi_R$$

(Ecu. 2.4)

Donde:

K: Permeabilidad (mD).

FZI: Indicador de zona de flujo (μm^2).

ϕ_R : Porosidad generalizada (fracción).

El Indicador de la Zona de Flujo (FZI) es el único parámetro que incorpora los atributos geológicos de la textura y mineralogía en la discriminación de distintas Facies de geometría del poro (Unidades Hidráulicas).

Se define a través de la ecuación 2.5.

$$FZI= 1/((Fs)^{1/2}*\tau*S_{gv})$$

(Ecu. 2.5)

Donde:

Fs: Factor de forma

τ : Tortuosidad

S_{gv} : Área superficial por volumen de grano (μm)

Cuando los pozos exhiben pobres cuerpos de arena, el área superficial es alta y también la tortuosidad, entonces FZI es bajo. En cambio, cuando se presentan cuerpos de arena limpios, se exhibe áreas superficiales bajas, factores de forma bajos, tortuosidad baja entonces FZI es alto.

En la tabla 2.2, se muestra los efectos de los atributos geológicos sobre las unidades hidráulicas.

Tabla. 2.2. Efectos de los Atributos Geológicos sobre las Unidades Hidráulicas

Atributo Geológico		Efectos Cualitativos sobre		
		Fs	Tortuosidad	FZI
Textura	Grano grueso	Bajo	Bajo	Alto
	Grano fino	Alto	Alto	Bajo
	Grano grueso, bien escogido	Bajo	Bajo	Alto
	Grano grueso, pobremente escogido	Alto	Alto	Bajo
	Grano fino, bien escogido	Mediano	Mediano	Medio
Mineralogía	Contenido alto de arcilla (Smectita, Ilita y Clorita)	Alto	Alto	Bajo
	Contenido alto de arcilla (Kaolinita)	Mediano	Mediano	Medio
	Bajo contenido de arcilla	Alto	Alto	Bajo

Amaefule et al., 1988 ha también mostrado que rocas de baja calidad muestran una reducción en el radio hidráulico medio (garganta poral) con incrementos de presión de sobrecarga resultando en una disminución de la calidad del yacimiento y en las presiones del yacimiento. las rocas de alta calidad, para comparar, no muestran reducciones significativas en el radio de garganta poral como función del aumento de presión de sobrecarga.

2.2.3. Experiencias en la extracción de núcleos en la F.P.O. ^(18 y 60)

Recuperar núcleos íntegros en las arenas no-consolidadas de la Formación Oficina, ubicada al Sur del Estado Monagas, representa un verdadero sueño para los geólogos e ingenieros de yacimientos.

Durante la fase exploratoria de la Faja Petrolífera de Orinoco, se utilizaron varios equipos de extracción de núcleos, entre ellos el toma núcleos convencional, con diversas barrenas y retenedores, la manga de goma, y el toma núcleos presurizado. En la mayoría de los casos el porcentaje de recuperación fue muy bajo o resultaron considerablemente alterados por lo cual se consideran poco representativos.

Con el equipo de extracción de núcleos de tipo convencional, se tuvo poco éxito, aún utilizando retenedores especiales. El principal problema con este equipo era la imposibilidad de retener la arena no consolidada en el portanúcleos durante la subida del equipo a la superficie, una vez que se terminaba de cortar el núcleo. La arena saturada con

crudo pesado y extrapesado se comportaba como una emulsión, fluyendo a través de las aperturas de los retenedores. El mayor porcentaje de recobro se obtuvo en casos aislados donde se perforaron lentes de lutita o lignito que actuaron como “tapones” evitando la fluidización y pérdida del núcleo. En algunos núcleos recuperados con este equipo, se observaron deformaciones concéntricas en los mismos, producidas por la fricción que se generaba al entrar el núcleo con las paredes de acero del barril interno. Este problema se solucionó posteriormente introduciendo una manga de plástico (PVC) en el barril interno con un coeficiente de fricción más bajo. Otro problema asociado a este tipo de equipos, lo constituyó el diseño de la hidráulica en las barrenas de diamante utilizadas con estos equipos. La ubicación de los conductos de drenaje en las barrenas de diamante hacía que la máxima presión y la velocidad del fluido de perforación se concentrarán en la superficie del núcleo antes de entrar en el retenedor y el barril interno, causando un lavado e invasión del núcleo.

Basándose en las limitaciones y experiencias obtenidas con los equipos convencionales, se decidió utilizar el equipo con manga de goma. Este equipo es quizás el más utilizado para la extracción de núcleos no consolidados en el mundo. La diferencia más notable entre este equipo y el convencional lo representa el hecho de que la manga de goma actúa como retenedor y portanúcleo a la vez. El mecanismo de retención del núcleo en el barril interno lo ejerce la manga de goma, ya que su diámetro es menor que el del núcleo. Este mecanismo, aunque ha probado ser efectivo en cuanto al recobro del núcleo, **ejerce una presión radial sobre el núcleo que tiende a perturbar la estructura interna de las arenas no consolidadas**. La falta de rigidez de la manga de goma representa otro problema, especialmente durante el manejo y transporte del núcleo en la superficie. Las barrenas de diamante utilizadas con este equipo tienen un sistema de drenaje frontal. Este sistema tiene la ventaja de que la mayor parte del fluido de perforación fluye a través de conductos ubicados en la cara cortante de la barrena, lo cual minimiza los problemas de lavado e invasión del núcleo experimentados con los equipos convencionales.

El toma núcleo presurizado fue utilizado como una alternativa en la Faja Petrolífera del Orinoco, sin que tampoco diera resultados satisfactorios. El principio operativo de este equipo, se basa en presurizar el núcleo a la misma presión de formación, y traerlo a la

superficie en estas condiciones, para después congelarlo y preservarlo con hielo seco. El equipo contiene un tanque de nitrógeno, el cual se utiliza para presurizar el barril interno, el cual se encuentra herméticamente sellado en su parte superior e inferior con sellos elastómeros. En la Faja Petrolífera del Orinoco se recuperaron tan sólo 29 pies de núcleo, altamente contaminado con fluido de perforación, de un total de 141 pies que se cortaron con este equipo.

En estudios realizados en distintos laboratorios se pudo constatar que la mayoría de los núcleos recuperados con los equipos anteriormente mencionados presentaban un alto grado de perturbación en su estructura interna. La perturbación de las arenas no consolidadas altera, no sólo los parámetros intrínsecos de porosidad, permeabilidad y saturación, sino que también afecta el comportamiento elastoplástico de las mismas, disminuyendo su utilidad en los estudios de evaluación de yacimientos. En base al origen de las perturbaciones inducidas, las mismas pueden clasificarse en: naturales, operacionales y transporte.

Las perturbaciones naturales son aquellas que son endémicas en las arenas no consolidadas. Entre ellas, se incluye la expansión natural de las arenas debido a la reducción de la presión de confinamiento, la salida de gas en solución al pasar la presión de burbujeo, y el fracturamiento y reorientación de las estructuras internas de las arenas. *Las perturbaciones operacionales* son aquellas que se originan durante las operaciones de corte y extracción de núcleos siendo quizás la más críticas. Estas se originan debido a las limitaciones existentes con los equipos de extracción de núcleos mencionados anteriormente. Estas perturbaciones son producidas principalmente por distorsión mecánica e invasión de los núcleos por fluido de perforación. Finalmente, los núcleos experimentan *perturbaciones adicionales* durante la preservación y transporte de los mismos a los laboratorios. Estas perturbaciones pueden evitarse si se desarrollan mejores técnicas para el manejo de los núcleos en superficie. En la Faja Petrolífera del Orinoco la técnica que mejor dio resultado fue la del congelamiento inmediato del núcleo utilizando hielo seco, manteniéndolo en este estado hasta su posterior traslado al laboratorio.

Recientemente, Baker Hughes INTEQ y Benton Vinccler han logrado por primera vez en toda la historia de actividad petrolera del Oriente de Venezuela, la recuperación de un alto porcentaje (93%) de núcleos íntegros cortados en la Formación Oficina.

El reto fundamental de la operación eran los tipos de fluidos a utilizar, por las siguientes razones:

- Antes de llegar al tope de la Formación Oficina donde se iniciaría el corte de núcleos, se tenían que perforar los estratos de arcillas y lutitas reactivas de la Formación Freites, esto requería la utilización de un fluido en base agua altamente inhibitorio. Se perforó con un sistema polimérico convencional, a excepción de la adición de nitrato de calcio como fuente inhibitoria. Este hoyo se perforó en cinco días, sin síntomas de inestabilidad por hinchamiento de arcillas y/o lutitas.
- El fluido de perforación para cortar los núcleos en las arenas inconsolidadas de la Formación Oficina, cuya permeabilidad es mayor a 5000 mD y porosidad entre 25 y 35 %, requerían del fluido una capacidad de sellamiento “instantánea”, que no permitiera la invasión del núcleo, ya que la característica friable de estas arenas hacen que se desintegren al contacto con el fluido.
- Las bajas tasas de flujo (menor de 100 gpm) propuestas con el fin de minimizar la erosión de la Formación, requería de un fluido con propiedades viscoelásticas y lecturas de 6 rpm suficientemente altas para permitir la limpieza del hoyo a bajas tasas de flujo sin riesgo de atascamiento de tubería por acumulación de sólidos en el anular, esto solo se logra con la utilización de fluidos de perforación altamente tixotrópicos. También se requería de un fluido altamente inhibitorio, debido a que la Formación Freites compuesta sustancialmente por arcillas y lutitas, quedaría expuesta al fluido en el hoyo abierto por más de 20 días, mientras se cortaban los núcleos en la Formación Oficina.
- Adicionalmente, el fluido debía ser completamente inocuo para el ambiente, y el nitrato de calcio (fuente inhibitoria), es un nutriente para las plantas y no aporta iones contaminantes como cloruros, potasio, etc., no hubo restricción ambiental para

mantener la capacidad inhibitoria del fluido. Por otra parte, se puede lograr una mayor densidad de lodo incrementando la concentración de nitrato de calcio, hasta alcanzar una máxima densidad de 12 lpg.

Durante la operación de corte de núcleos se realizaron 19 viajes de tubería hasta la superficie sin problemas de arrastre, esta operación demostró las propiedades inhibitorias del fluido utilizado, que logró mantener estable las secciones arcillosas de la Formación Freites, las cuales estuvieron expuestas al fluido por más de 20 días.

La tasa de penetración promedio durante la toma de núcleo fue de 13,6 pph. Los núcleos recuperados se observaron integros, sin indicios de invasión, con un revoque muy delgado, tipo película, con lo que se minimizó el daño a la formación asociada a la invasión de fluidos y/o sólidos. Esto le permitirá a los petrofísicos hacer una excelente evaluación del yacimiento.

2.2.4. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La data cruda disponible es la siguiente:

2.2.4.1. Información de núcleos, muestra de pared ^(19, 20 , 21, 22 , 23 y 24)

Se buscaron todos los datos de pozos con muestras de núcleo y muestras de pared para el área O-16, incluyendo las operaciones realizadas en la extracción de cada uno de los mismos y el año en el que se realizó dicha operación tal y como se indica en la figura 1.2, en la cual se puede observar la ubicación de los núcleos y muestras de pared. La información del porcentaje de recuperación del núcleo se presenta en la figura 1.5.

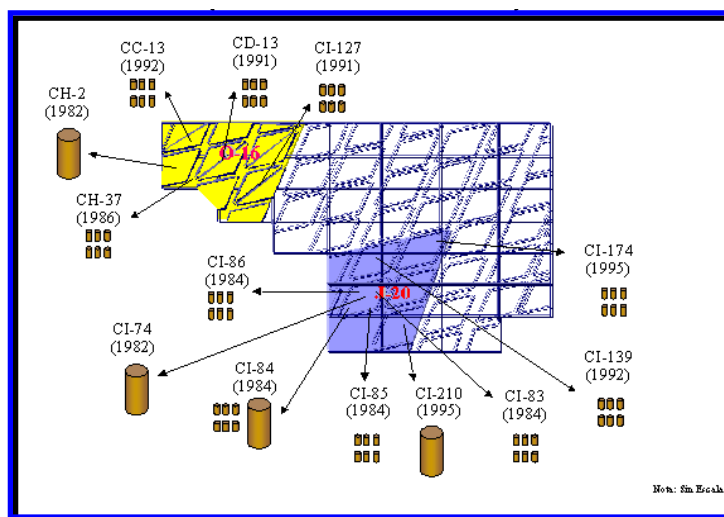


Figura 2.3. Ubicación de Núcleos y Muestras de Pared en el área MPE-1.

Area O-16:

- Un análisis convencional realizado al núcleo del pozo CH-2.
- Descripción litológica realizada al núcleo del pozo CH-2.
- Reporte final de preservación y descripción realizada a las muestras de pared del pozo CH-37.
- Estudios de análisis de núcleo realizado a las muestras de pared del pozo CH-37.

2.2.4.2. Información de Registros.

Esta información se deriva principalmente de los pozos verticales ubicados en el centro de cada macolla. En el caso de los re-entry no se tiene información de registros pues se mantiene la información del pozo vertical (original), en el caso de los horizontales y multilaterales generalmente se corrieron registros en la sección vertical e inclinada.

Algunos registros fueron digitalizados como es el caso de la resistividad (LLS y LLD), porosidad de neutron (PIGN), porosidad de densidad (DH), GR, SP, caliper (CL). También existen otras curvas digitalizadas pero estas son correlaciones de los Perfiles originales producto de la interpretación petrofísica actual tales como porosidad (NPHI), Saturación de agua inicial (SUW), arcillosidad (VCL), Permeabilidad (KINT) tal como se muestra en la figura 1.5.

2.2.4.3. Información de Presiones.

Se cuenta con algunas presiones estáticas que fueron tomadas al inicio de producción (1982) y otras a partir del año 2000.

2.2.4.4. Información de Fluidos. ^(25, 26, 27, 28 y 29)

En el área MPE-1 (O-16 y J-20) se han tomado 5 muestras recombinadas para análisis convencionales, excepto en el pozo CI-210 que adicionalmente se le tomo una de fondo y se le realizó una prueba no convencional, cuyo análisis fue tomado en una zona adyacente al área O-16, específicamente el área J-20. La distribución areal de los pozos donde se han tomado dichas muestras se muestra en la figura 2.4.

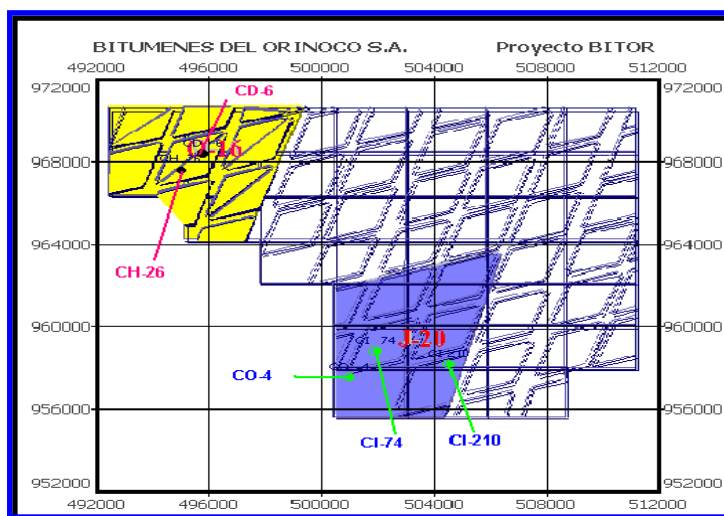


Figura 2.4. Ubicación de Análisis PVT en el Área MPE-1.

De la revisión de las carpetas de pozos e informes del área O-16 a nivel de la Formación Oficina, no se encontró ningún análisis de agua producida, por lo que no se dispone de parámetros básicos tales como: pH, color, alcalinidad, dureza, gravedad específica y los iones que constituyen la misma. Solo se dispone de algunas pruebas de salinidad en superficie y de un análisis PVT realizado en el pozo CD-6.

2.2.4.5. Experiencias de áreas vecinas en la recolección de data.

A pesar de que el área de BITOR posee una interpretación geológico-petrofísica reciente, también se conoce la incertidumbre a la cual están sometidos los datos del yacimiento, por esta razón la gerencia de Estudios Integrados de BITOR se ha visto en la necesidad de conocer las experiencias de áreas vecinas en la adquisición de data en yacimientos de arenas no-consolidadas y con crudos extrapesados con miras futuras de aplicabilidad y desarrollo de su área.

Tomando en cuenta lo anterior se realizó una visita para recoger las experiencias en la adquisición de núcleos de la Operadora Cerro Negro (OCN) la cual es una asociación estratégica de PDVSA, EXXON MOBIL y VEBA-OIL . A continuación un resumen de los puntos tratados:

- Los objetivos fundamentales para la toma de núcleos, radican en estudiar la secuencia estratigráfica del área, análisis de compresibilidad de la roca, propiedades eléctricas de la roca para integrarla a una correlación núcleo – perfil – sísmica. (Análisis: Porosidad, permeabilidad, densidad del grano, saturación de petróleo y agua, volumen de poro, compresibilidad, presión confinada constante, presión capilar del gas – petróleo y permeabilidad relativa, presión capilar del Petróleo/agua, facies etc.), es decir definir y entender el Modelo Geológico y Dinámico de su área.
- Se contempla la perforación de un hoyo piloto de control con el inicio de un hoyo de superficie de 12 ¼” (Rev. 9 5/8”), seguido de un hoyo de 8 ½” donde se corren los registros eléctricos básicos. Posterior a este, se perfora un hoyo paralelo (SIDE – TRACK) por debajo del REV – 9 5/8 hasta la profundidad estimada para dar inicio al corte del núcleo. Recuperando el núcleo, se procede a correr todos los registros especiales, posteriormente se abandona el hoyo en caso de que este no sea utilizado para un pozo productor (Vertical, direccional, horizontal entre otros).
- Los registros eléctricos corridos, en el hoyo piloto, corresponden a los denominados convencionales o básicos, como es el GR-SP-LLD-LLS-MSFL-CAL, mientras que

en el hoyo SIDE-TRACK para tomar el núcleo, se corren, los básicos y especiales: GR-SP-LLD-LLS-MFSL-CAL-DT, NGT-LDT-CNL,MDT, IMAGEN (entre otros). Con la finalidad de tener una mejor data en porosidad, Vhs, So, Sw, variabilidad de la viscosidad, correlacionar con la data del núcleo, Sw irreducible, calibrar la sísmica, caracterizar el agua entre otras.

- Para dar inicio a la perforación (corte) núcleo, se desplaza lodo limpio con 3% de OIL-SYNTHTHTIC, para tener un mejor recobro del mismo. La perforación de este hoyo paralelo al piloto alcanza una separación de 25 pies (7,6 metros), lo cual permite tener un mejor control en las profundidades (litología) para la programación de los intervalos a cortar.
- Se recomienda el monitoreo constante de los parámetros de perforación durante las diferentes zonas litológicas atravesadas (lutitas y arenas), lo cual permitirá, con ayuda de los registros eléctricos tomados en el piloto, calibrar los cortes en cuerpos masivos de arenas para núcleos entre los 15 y 35 pies, en caso de cuerpos lutíticos este puede variar entre los 15 y 30 pies, preferiblemente las paradas para la recuperación del núcleo se deben realizar en un cuerpo lutítico. Se recomienda la perforación de 10 a 15 pies dentro del basamento.
- Una vez el núcleo en superficie (Barras de aluminio), debe permanecer en forma vertical, con la finalidad de preservar sus condiciones, es seccionado en cortes de 3 pies, preservándose en congeladores (Ayudado con hielo seco) a temperaturas bajo cero grados centígrados (0°). Dependiendo del recobro (entre 4 y 5 días) es trasladado a los laboratorios de CoreLab para practicarles los análisis requerido (especiales y convencionales).
- Las compañías que realizaron la operación de toma, manejo, preservación, traslado y descripción del núcleo fueron: COREPRO–ORENOC (CUT-HANDLE-FORZEN) y CORELAB.

- Lecciones aprendidas con otras operadoras en la Faja como Ameriven y Sincor en la toma de núcleos, fueron de importancia para el momento de realizar esta campaña de toma de información a través de la adquisición de Núcleos.
- Los resultados arrojados con esta tecnología, las prácticas operacionales y las experiencias anteriores, así como el trabajo en equipo lograron incrementar el recobro en un alto porcentaje (80%), optimizar la calidad del corte, preservación del núcleo, la optimización del tiempo y costo operación.
- De los resultados obtenidos de esta interpretación y análisis de los núcleos en el área de OCN, se pudo obtener una evaluación más regional del modelo estructural, sedimentológico, petrofísico, una interpretación y calibración sísmica – núcleo – perfil, pudiendo extender a las diferentes electrofacies presentes en el área, entre otros. (Resultados que fueron presentados en OCN, donde Bitor tuvo la oportunidad de asistir y compartir estos resultados).
- Quedó abierta la opción de ahondar más en esta materia, así como un posible flujo de información, el cual sería tramitado a través de los canales regulares y gerenciales.
- Diseñar un plan de jerarquizar las localizaciones propuesta para la adquisición de información.
- Para la toma de núcleos en arenas no-consolidadas, las experiencias obtenidas por OCN, recomiendan tomar 20 pies continuos como máximo, debido a la poca resistencia vertical que presentan estas arenas.
- La temperatura utilizada para la congelación de los núcleos debe estar por debajo de los 5 °C.
- El efecto producido por la acción de congelar y descongelar el núcleo para su posterior análisis puede llevar a una lectura mayor en la porosidad del núcleo.

- Otro aspecto importante observado, la influencia del gas en los núcleos, ya que estos al salir a la superficie tienden a expandirse y ampliar el espacio poroso del núcleo.
- Las permeabilidades varían a medida que se cambia la presión de confinamiento a la cual se analizan las muestras y la corrección por el efecto Klinkenberg es despreciable ya que el tipo de crudo de la faja no lo amerita.
- No se realizaron las pruebas de permeabilidad relativa en núcleos, debido a la alta viscosidad del bitumen de la Faja, que aunado a la alta movilidad del agua causan una irrupción acelerada del agua y no permite realizar las mediciones en el laboratorio.
- Según la experiencia entre Ameriven y Mobil, el efecto de la temperatura sobre los núcleos recuperados cuando se calientan por la fricción producida en el corte aunado a su posición horizontal, tiende a dispersarse, por lo que se recomienda trabajarlos y transportarlos verticalmente.
- Se utilizó la metodología Dean Stark en las arenas altamente saturadas con agua, con el objetivo de obtener la saturación de petróleo irreducible.
- OCN cuenta en la actualidad con 8 núcleos distribuidos en su área (2 proveniente de pozos exploratorios y 6 tomados en los ultimo tres años).
- Los pies de núcleos cortados por OCN, entre 800 y 900 pies, incluyen el Miembro Yabo, Miembro Morichal y parte del Basamento (10-20 pies).
- OCN tiene como objetivo caracterizar y/o definir la distribución de los fluidos en su Yacimiento.
- Las lecturas arrojadas por el registro de CMR evidencia el cambio de humectabilidad que no necesariamente obedece al cambio de litología, el cual puede estar influenciado por la cantidad de asfáltenos.

- OCN ha tomado muestra de rocas pertenecientes a una misma arena observando variabilidad en la viscosidad. Esto también se ha visualizado con la herramienta “NMAR”.
- OCN realiza distintos tipos de análisis para una misma muestra, para así correlacionarlos y calibrarlos con las herramientas de perfilaje, ya que el tipo de fluido puede influenciar en las lecturas de las misma.
- OCN han tomado registro de imágenes en pozos con núcleos para validar la utilización de estos en la descripción de ambientes depositacionales con buenos resultados.
- OCN utiliza el FMI para determinar los cambios de dirección preferencial de flujo a lo largo del pozo.
- OCN con el MDT evidencian cambios de presión, por lo que evidencia que en su área hay poca comunicación vertical entre las arenas. De esta forma ellos tratan de encontrar la respuesta a los diferentes niveles de agua existentes en el área.
- OCN considera la falla al norte de su área como sellante, basados en el contacto agua-petróleo con diferentes profundidades y diferencia en las mediciones de presiones estáticas a ambos lados de la falla.
- OCN tiene pozos observadores con balas radiactivas como técnica para el análisis de la compactación.

2.2.5. Análisis de las propiedades roca - fluido.

En el área O-16 de Bitor existe información de la roca no consolidada del yacimiento proveniente básicamente del núcleo del pozo CH-2 y muestras de pared del pozo CH-37, algunas muestras se presentan en la figura 2.5.

Se utilizó un equipo de manga de goma en la recuperación logrando un total de 47 muestras comprendidas en el intervalo 2.469’- 3.550’ (ver Figura 1.5), cuyo núcleo es el único

tomado del área O-16. Fue recuperado en 1982 y se le realizó un análisis convencional en 1986 cuatro años más tarde de la recuperación, razón por la cual se debe intuir una alteración de las propiedades arrojadas en los análisis ya que la consistencia y nivel de hidratación de las muestras se va alterando con el tiempo³².

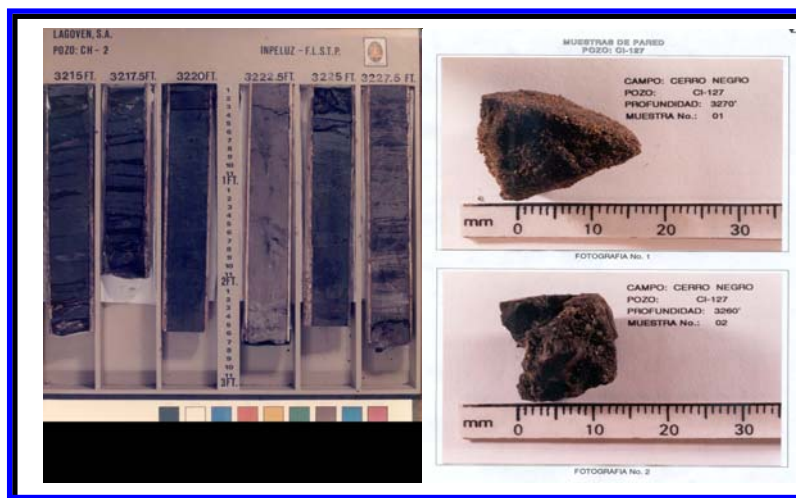


Figura 2.5. Fotografías que muestran el estado de algunas muestras recuperadas.

De la revisión de la carpeta del pozo CH-2 se apreció que las muestras que presentan mayores porcentajes de recuperación son las que contienen mayor porcentaje de lutitas en su interior lo que las hace más consistentes, lógicamente es perjudicial para los análisis de laboratorio, pues las muestras disponibles no pertenecerán en su totalidad solo a arenas petrolíferas. Razón por la cual se le realizaron ensayos a muestras que se consideraban aceptables y muestras consideradas dudosas.

El criterio utilizado en las muestras consideradas dudosas fue el de determinar las propiedades petrofísicas de las zonas muy sucias, con matriz calcárea y pobre escogimiento, por lo que las permeabilidades que estas reportan son mas bajas en comparación con las altas permeabilidades existentes en la faja, desde luego los valores de porosidad también están afectados de la misma manera, y las muestras consideradas aceptables fueron escogidas en las profundidades donde existe granulometría más fina, en los canales y barras.

En esta área también se cuenta con otro análisis convencional del año 1987, el cual le fue realizado a las muestras de pared del pozo CH-37 recuperadas en el año 1986. Los análisis convencionales realizados en el área O-16 se pueden observar en la figura 2.6.

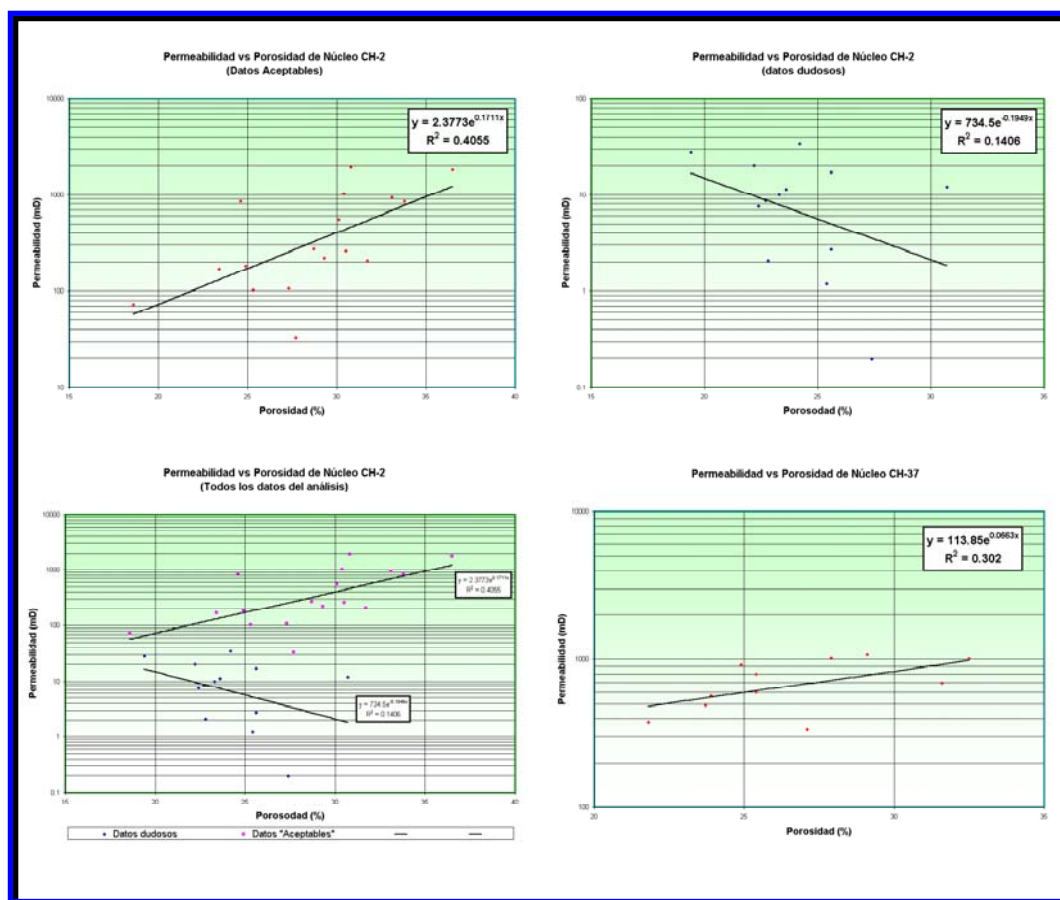


Figura 2.6. Análisis convencionales realizados a núcleos del Área O-16

A modo de comparación de los ordenes de magnitud entre las tendencias de los datos disponibles en las muestras de los pozos CH-2 y CH-37 del área O-16, se observa que a pesar de la incertidumbre de estos datos se evidencia la presencia de distintas Unidades Hidráulicas en ambos núcleos y que las de mejor calidad se encuentran adyacentes al pozo CH-37, sin embargo se debe tener en cuenta que este es un análisis realizado a muestras de pared.

Es importante indicar que al núcleo CH-2 cuenta solo con análisis a muestras pertenecientes a las unidades: MO-4, MO-5, MO-7 y MO-8 (ver figura 2.7). Mediante la

correlación que existe entre la porosidad y la permeabilidad⁽³¹⁾ para cada una de las unidades tomadas en cuenta, no se pudo verificar si en cada una de ellas existen similares o distintas propiedades de flujo, debido a la poca información disponible.

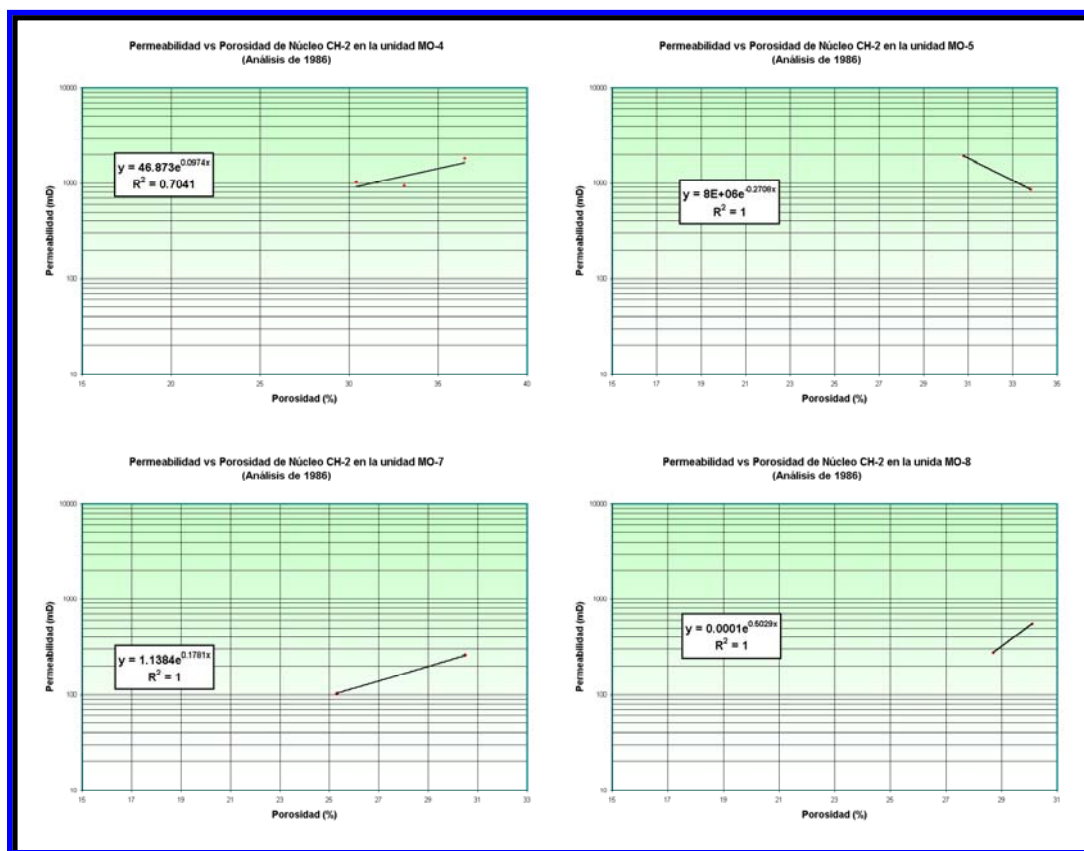


Figura 2.7. Discretización de los análisis convencionales considerados “aceptables” en el núcleo del pozo CH-2, en cada una de las unidades genéticas que fueron muestreadas.

Cuando la roca-yacimiento es consolidada o maciza, se utilizan diversos métodos que proporcionan valores aceptables; pero para arenas sueltas, no-consolidadas los procedimientos conocidos conllevan a resultados tan diferentes que ameritan un estudio selectivo.

En el caso de la determinación de la porosidad en arenas no-consolidadas, los métodos convencionales no ofrecen garantía en la exactitud de los resultados que se obtienen, ya que no se trabaja en muestras compactas con poros estructurados y permanentes donde puedan repetirse las pruebas como comprobación.

La permeabilidad al aire no es posible cuantificarla por los procedimientos convencionales en arenas friables de tal modo que arrojen resultados dignos de confianza.⁽³⁰⁾

Existen grandes diferencias en la permeabilidad, lo cual hace muy complejo el uso de este parámetro. Sin embargo, a pesar de toda controversia, ha quedado demostrado que la permeabilidad en las mejores arenas en la faja y por lo consiguiente en el área de estudio, es muy alta, entre 5 y 20 Darcies, dependiendo de la metodología empleada para su determinación.⁽⁶⁾

Se verificó el desfase entre la profundidad de la curva del “Coregamma” del núcleo CH-2 y la curva “Gamma Ray” del Perfil, debido a las diferencias existentes entre la profundidad reportada por el perforador y la profundidad dada por la ejecución de la herramienta de perfilaje.

Otro detalle interesante de toda esta información es que las pruebas de laboratorio realizadas al núcleo CH-2 y muestras de pared no fueron hechas al detalle para el miembro Morichal, la cual es la zona de interés en este estudio (ver Figura 2.8).

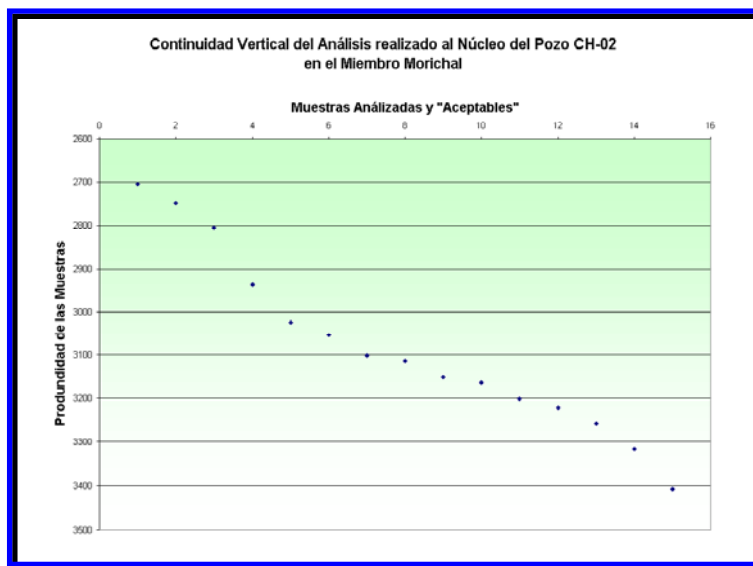


Figura 2.8. Continuidad Vertical de las muestras analizadas en el núcleo CH-2 de BITOR

La información disponible se limita a mediciones puntuales de porosidad y permeabilidad, los cuales fueron medidos en laboratorios (con respecto al aire). Dichas mediciones no se

realizaron pie a pie en profundidad en estos análisis debido a que el criterio de selección de las muestras se hizo en función de la litología existente en las mismas, zonas de bajo SP y Gamma Ray y además de la naturaleza no consolidada de la roca. Como se observa, esto es una limitación para la determinación de las Unidades Hidráulicas, ya que no se dispone de información pie a pie.

En relación con las técnicas utilizadas para la recuperación de núcleos en arenas no consolidadas, las propiedades de las rocas de sedimentos pobremente consolidados, las prácticas en el manejo, la preservación de núcleos y la alteración de la geometría del poro después de las condiciones de confinamiento por la escasez de fuerza mecánica, se ha consultado con ingenieros especialistas en dicho tema, y todos concluyen que los datos obtenidos a través de las pruebas de núcleo no son lo suficientemente confiables como para hacer una validación o una correlación núcleo perfil, sin embargo estos sirven para examinar con mucha lógica el modelo planteado.

De modo tal que el mejor modelo matemático desarrollará pronósticos no mejores que la data de entrada y si se desea incrementar la recuperación de bitumen del yacimiento es necesario adquirir data confiable para poder caracterizarlo mejor e identificar y cuantificar las capas altamente permeables ó delgadas.

La importancia de definir las unidades hidráulicas es la de representar la heterogeneidad de todas las propiedades del yacimiento tales como S_w , ϕ , Permeabilidad y V_{sh} . Esto para identificar con mayor precisión la o las regiones homogéneas e isotrópicas, con el fin de evitar los promedios y asignarles curvas específicas a cada una de esas regiones respetando la realidad del yacimiento, sin la necesidad de realizar el proceso de escalamiento de las curvas de permeabilidades relativas para adaptarlas al modelo a través del cotejo histórico (subiendo las curvas para acelerar el flujo o bajándolas para frenar la producción).

Para realizar mediciones representativas de porosidad, permeabilidad, compresibilidad, propiedades eléctricas, propiedades mecánicas, humectabilidad, presión capilar, etc., se debe realizar la recuperación de los núcleos con las nuevas técnicas. De esta forma se garantiza que los valores estén amarrados a los factores geológicos presentes en la roca

tales como el tamaño, el empaquetamiento, la forma y la distribución de los granos y por demás el grado de litificación, así como también la presencia y la clase de arcillas. Por otro lado, la presión capilar ayudaría a comprender los gradientes de presión, principales responsables del equilibrio de los fluidos en el yacimiento.

En cuanto a las propiedades mecánicas de la roca no se tiene conocimiento de sus características (mágnitud y dirección de los máximos y mínimos esfuerzos horizontales y verticales) que permitan proponer la dirección o configuración de los pozos direccionales y obtener más beneficios en la producción y reducción en el riesgo económico (valor presente neto de los pozos) asociado a una pobre caracterización de yacimientos, es decir investigar los efectos de la configuración de los pozos multilaterales que se desean perforar en las arenas superiores las cuales son delgadas y compartamentalizadas. Lógicamente esta configuración debe ir en función de la no interferencia en el área de drenaje de los pozos y de la dirección perpendicular a la máxima permeabilidad. En este punto también es interesante el conocimiento de estas propiedades para evaluar la producción de arena que se tiene actualmente.

La compresibilidad de la formación y la relación de permeabilidades K_v/K_h se estiman (en función de la información de campos vecinos) que podrían encontrarse en el rango de $5\text{--}7 \times 10^{-5}$ 1/lpc y de 0,8...1, respectivamente.

Es cierto que existen correlaciones de roca-fluidos obtenidas de laboratorios pero la mayoría de estas no toman en cuenta ó no representan las características que presenta el Miembro Morichal de la Formación Oficina la cual esta compuesta de arenas friables y bitúminosas.

Es importante caracterizar la roca de cada una de las unidades de flujo a través de mediciones directas de sus propiedades a través de núcleos representativos del yacimiento. Y de esta forma conocer con mas certeza la saturación de agua inicial y la saturación connata o inmóvil de agua de manera de concluir si ha ocurrido algún evento en el yacimiento que halla provocado una saturación de agua inicial mayor a la saturación de agua connata (si este fuera el caso), la importancia de lo anterior radica en el hecho de que si eso es cierto se tiene una fase continua de agua y por lo tanto dicha fase es de carácter

móvil lo cual es lo que esta ocurriendo en la alta producción de agua de muchos pozos producto de la conificación y debe tenerse en cuenta en los pronósticos de producción. Estos pueden ser medidos de los registros pero es necesario validarlos de los resultados de los análisis de núcleos.

Lo anterior también debe ser complementado de modo tal de caracterizar la heterogeneidad de la saturación de agua en el yacimiento, para evitar un problema de representatividad ya que en algunas zonas la producción de agua en el yacimiento se realizará más temprano o mas tarde (dependiendo del caso) de lo que se estime en un modelo.

Es importante el conocimiento de las presiones capilares provenientes de cada uno de los núcleos que se deben tomar en las diferentes unidades de flujo existentes en el Miembro Morichal de la Formación Oficina, para hacer uso certero de las mismas sobre un modelo dinámico representativo del yacimiento que indique las distribuciones reales de los fluidos en el yacimiento, es decir, que permita afinar los diferentes contactos existentes en el yacimiento, y sobre todo que el modelo permita reproducir un valor del BOES similar al BOES volumétrico.

Después de la actualización del modelo estático, donde se definieron los 2 contactos más importantes para el área O-16. Posteriormente se realizaron curvas de profundidad vs saturación para observar las tendencias en el movimiento de los fluidos. Los resultados mostraron 2 comportamientos, cada uno correspondiente al acuífero de 3214 pies al norte del área y el otro al sur donde se encuentra el contacto de 3120 pies.

Como se puede observar en la figura 2.9 se encuentran las curvas de profundidad vs saturación de agua para las regiones del Norte y el Sur. El espesor promedio de las zonas de transición para el norte y el sur es de 100 y 50 pies, respectivamente, una alta zona de transición pese a la poca diferencia existente entre las densidades de ambos fluidos. Los parámetros de cortes tomados en petrofísica para realizar el análisis de capilaridad fueron: porosidad de 3 %, arcillosidad de 40 % y saturación de agua de 45 %. Estas curvas dan a entender que esa dispersión puede ser causada por la presencia de diferentes Facies, lo cual debe ser verificado a través de la identificación de las Unidades Hidráulicas con data proveniente de núcleos representativos del área O-16.

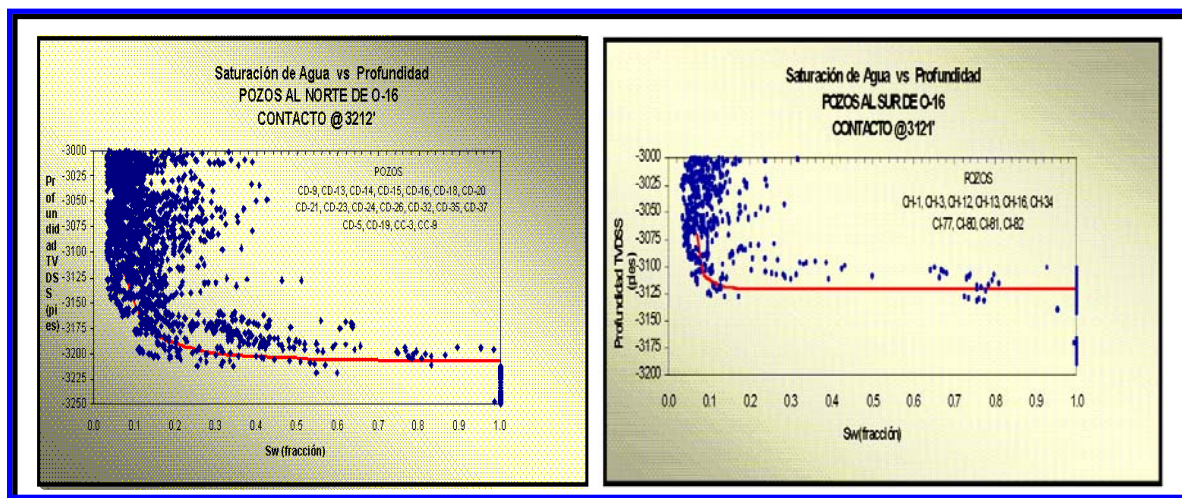


Figura 2.9. Curvas de Presión Capilar utilizadas para determinar los contactos agua-bitumen originales
(Fuente: Informe de INTEVEP, año 2002)

En la figura 2.10 se muestran las permeabilidades relativas de esta área se obtuvieron mediante pruebas de desplazamiento en núcleos de yacimientos de áreas vecinas.

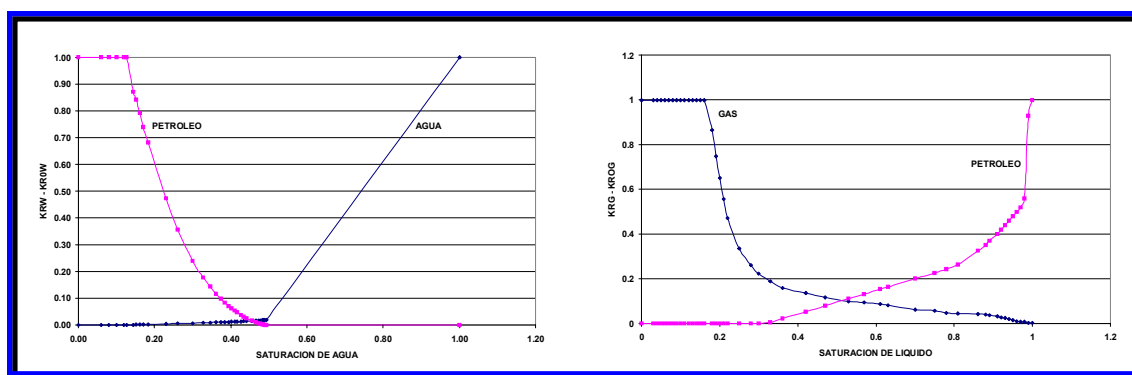


Figura 2.10. Curvas de Permeabilidades relativas para los sistemas: agua – petróleo y gas – petróleo.

De las curvas de permeabilidad relativa se puede inferir que el Miembro Morichal es una roca mojada o humectada por agua si se sigue una de las premisas establecidas por Craig; el punto en el que son iguales las permeabilidades relativas al petróleo y agua se encuentra a una saturación de agua mayor a la del cincuenta (50) por ciento, sin embargo dicha prueba no es conclusiva ya que la misma es muy cercana al cincuenta por ciento.

La saturación de agua irreducible es aproximadamente de 7 a 8%, mientras que la saturación residual de petróleo aproximadamente 50 %, lo cual es provocado por el

comportamiento desfavorable de la fase de petróleo frente a las fases de agua y gas, debido al carácter viscoso y extrapesado del mismo, dicho comportamiento se debe tener presente al tratar de controlar la producción de agua y gas. Otro aspecto importante que la máxima saturación de petróleo que se puede extraer de la roca es aproximadamente 42 %, utilizando la ecuación 2.6, teniendo en cuenta un eficiente barrido de los fluidos, lo cual no es el caso de esta área ya que no se ha podido caracterizar las fallas ni las heterogeneidades.

$$S_{o_{movil}} = 1 - S_{wc} - S_{or}$$

(Ecu. 2.6)

Donde:

$S_{o_{movil}}$: Saturación de agua movil. (fracción)

S_{wc} : Saturación de agua connata. (fracción)

S_{or} : Saturación de petróleo residual. (fracción)

En el área no se poseen medidas de humectabilidad, sin embargo la mineralogía de la roca ha sido bien detallada hasta el punto de establecer dos tipos de ambiente sedimentarios y además la composición de los fluidos no ha mostrado indicios claros de heterogeneidad. Por lo que se debe tener siempre presente que la composición mineralógica de la roca es un parámetro que posee heterogeneidad debido a los procesos sedimentarios interpretados, lo que pudiera provocar la variabilidad de la humectabilidad en el yacimiento, es decir, el yacimiento pudiera contener una humectabilidad mixta por lo que un sector o unidades pueden ser mojadas por agua y otras mojadas por petróleo, provocando distintas distribuciones de los fluidos en el yacimiento.

La historia de saturación del yacimiento, mojabilidad de la roca y geometría del poro, todo influencia a los pronósticos de producción y necesita ser tomada en consideración antes de las primeras corridas para permitir resultados finales representativos.

2.3. GRADIENTE GEOTÉRMICO

El gradiente geotérmico puede ser definido como la variación de temperatura con respecto a la profundidad, viene expresado en grados Fahrenheit por cada cien (100) pies de profundidad ($F/100'$).⁽³⁵⁾

Para el área O-16 el gradiente geotérmico fue estimado a partir de la temperatura reportada en el análisis PVT CI-210 realizado de la muestra de fondo, considerando una temperatura en superficie de 27 °C (80,6 °F), se determinó el valor promedio de 1,8615 °F/100'. A partir de este gradiente geotérmico se considera como temperatura del yacimiento 129 °F a una profundidad de referencia de 2600 p.b.n.m (DATUM).

2.4. COMPORTAMIENTO DE PRESIONES:

2.4.1. Breve revisión Teórica⁽³⁴⁾

La presión de un yacimiento se define como la fuerza por unidad de área, que ejercen los fluidos (agua, petróleo y gas) confinados en el medio poroso que constituye a un yacimiento en particular.

Las pruebas de presiones son herramientas que proveen información sobre el comportamiento dinámico de presiones. Por lo tanto, son esenciales en la construcción de un modelo del yacimiento para predecir su comportamiento de producción y determinar el nivel de energía del mismo.

Existen dos tipos de prueba:

Pruebas de presión estática: Miden la presión puntualmente y son independientes del tiempo.

Pruebas de presión dinámicas: Miden el comportamiento o la variación de la presión del yacimiento con respecto al tiempo, mediante un estímulo dado al pozo, por ejemplo variación de la tasa (reduciendo, ampliándola o anulándola). Además estas técnicas se emplean para obtener información del yacimiento, tales como:

- Detección de fallas
- Estado de las fallas (sellantes o no sellantes)
- Canales preferenciales de flujo (Kh , Kh/μ)
- Continuidad de las arenas. (comunicación vertical y/o areal)
- Definición de unidades de flujo.
- Cambio de litología.
- Esfuerzo efectivo.
- Estabilidad de hoyo y diseño de la ventana del lodo.
- Fracturamiento y estimulación.
- Tasa crítica para el control de arena y el control de la conificación de agua.
- Potencial y vida del yacimiento.
- Estado de agotamiento del yacimiento.
- Extensión del yacimiento.
- Validación del modelo geológico.
- Efecto superficial.
- Cañoneo selectivo.
- Diseño del levantamiento artificial.
- Diseño de instalaciones de subsuelo y superficie.

2.4.1. Análisis del comportamiento de presiones

En el área O-16 se dispone de pruebas de presión estáticas realizadas básicamente en dos campañas una al inicio de producción en 1982 y la otra a partir del año 2000. Las mediciones se realizaron a la profundidad de los empaques de grava interna en la completación de los pozos, este procedimiento fue utilizado por que el gradiente del fluido original dentro del pozo debía ser alterado inyectado un diluyente para mezclarlo con el bitumen y obtener una columna de fluidos que permitiera bajar la bomba ameraada utilizando guaya. Sin embargo dichas mediciones están afectadas por el período de post-flujo, ya que no se hizo el cierre en el fondo y no se garantiza que exista un equilibrio de los fluidos para el corto período de cierre que tuvieron estos pozos.

Todas las pruebas de presiones efectuadas en el área han sido presiones estáticas, y en consecuencia no se tienen herramientas que permitan efectuar un análisis para inferir sobre las propiedades petrofísicas del mismo. Por lo tanto no se realizaron interpretaciones de pruebas de presiones con el software Saphir, debido a la ausencia de pruebas de Build up, Drow Down, etc. Esto por que en crudos pesados son poco comunes y de hacerse se debe cerrar el pozo en el fondo para disminuir el tiempo de almacenamiento, el cual puede durar meses debido a la alta viscosidad del bitumen. Por esta razón no se tienen información de capacidades (Kh) de distintas arenas necesarias para la caracterización del yacimiento.

Las presiones fueron llevadas al DATUM de 2600 pbnm, con el gradiente del bitumen en el yacimiento asumiendo que este es constante, es decir, que no varía con el aumento y expansión de las burbujas de gas, producto del mecanismo del gas en solución y de crudo espumante, además se despreció la caída de presión existente desde la cara del pozo hasta los límites de la onda de presión (producto del post flujo), con lo cual se apreció que existe una dispersión de hasta 200 lpc en las medidas realizadas para una misma fecha en distintos pozos cercanos. Sin embargo es importante indicar que la caída de presión puede ser diferente entre pozo y pozo dependiendo de las heterogeneidades del medio poroso y de la cantidad de fluidos producidos en cada uno de ellos, por lo tanto se dificulta las interpretaciones referentes a la compartimentalización del yacimiento al comparar las presiones al DATUM en pozos cercanos.

Es importante indicar que se indago en intuir si el yacimiento estaba compartimentalizado debido a la dispersión de los valores de presión en el principio de explotación del yacimiento, a través de estas pruebas de presiones estáticas al estudiarlas por tipo de pozo, espaciamiento entre los pozos y por distintas regiones, pero se verificó la dificultad asociada a este tipo de interpretaciones pues la data posee un ruido muy alto y cualquier conclusión estaría asociada a un porcentaje alto de incertidumbre.

Sin embargo debido a la cercanía entre los pozos se intuye que una posible causa de la gran dispersión en la data de presiones se deba a la interferencia en la zona de drenaje de los pozos cercanos con un pozo que se le este tomando la medición de presiones en un

momento determinado, lo que pudiera dar una idea del carácter no sellante de algunas fallas.

Casi todas las pruebas fueron realizadas en las arenas basales, por lo que un comportamiento de presiones corresponde a las ultimas tres arenas (MO7, MO8 y MO9). Se descartaron aquellos puntos que no se encontraban dentro del comportamiento general del resto de la data, usando como criterios:

- ✓ Aquellos valores de presiones iniciales por encima de 1200 lpc y por debajo de 800 lpc teniendo en cuenta la presión hidrostática inicial calculada de la siguiente manera:

$$P_i = 0.433 * H_{datum} = 0.433 * 2600 = 1126 Lpc$$

(Ecu. 2.7.)

Donde:

P_i: Presión hidrostática inicial (Lpc).

H_{datum}: Profundidad del Plano de referencia (pies)

- ✓ Aquellos valores de presiones que no tenían correspondencia con el acumulado de los pozos.

Luego de descartar los valores de presión fuera del comportamiento general, se agruparon las graficas de los pozos para su posterior superposición y visualización de una tendencia de presión general para el área.

Tomando en cuenta todo lo anterior las presiones estáticas fueron analizadas por pozo de donde se obtuvo un modelo determinístico del comportamiento histórico de presión del yacimiento mediante el análisis gráfico de la presión al DATUM vs Producción Acumulada de Bitumen del yacimiento, en la que únicamente se pudo estimar la presión inicial y actual del yacimiento ya que no se dispone de mediciones de presión para la etapa intermedia de explotación del área.

Debido a lo anterior se realizó una depuración de la historia de presiones pozo a pozo, llegando a tomar solo en cuenta los pozos que están en el centro del área O-16 y cuyo comportamiento se muestra en la figura 2.11, con los cuales se determinó una presión inicial de 1126 lpc @ 2600 pbnm (DATUM), y una presión actual de 823 lpc considerando la producción de bitumen acumulada 67,45 MMBNB.

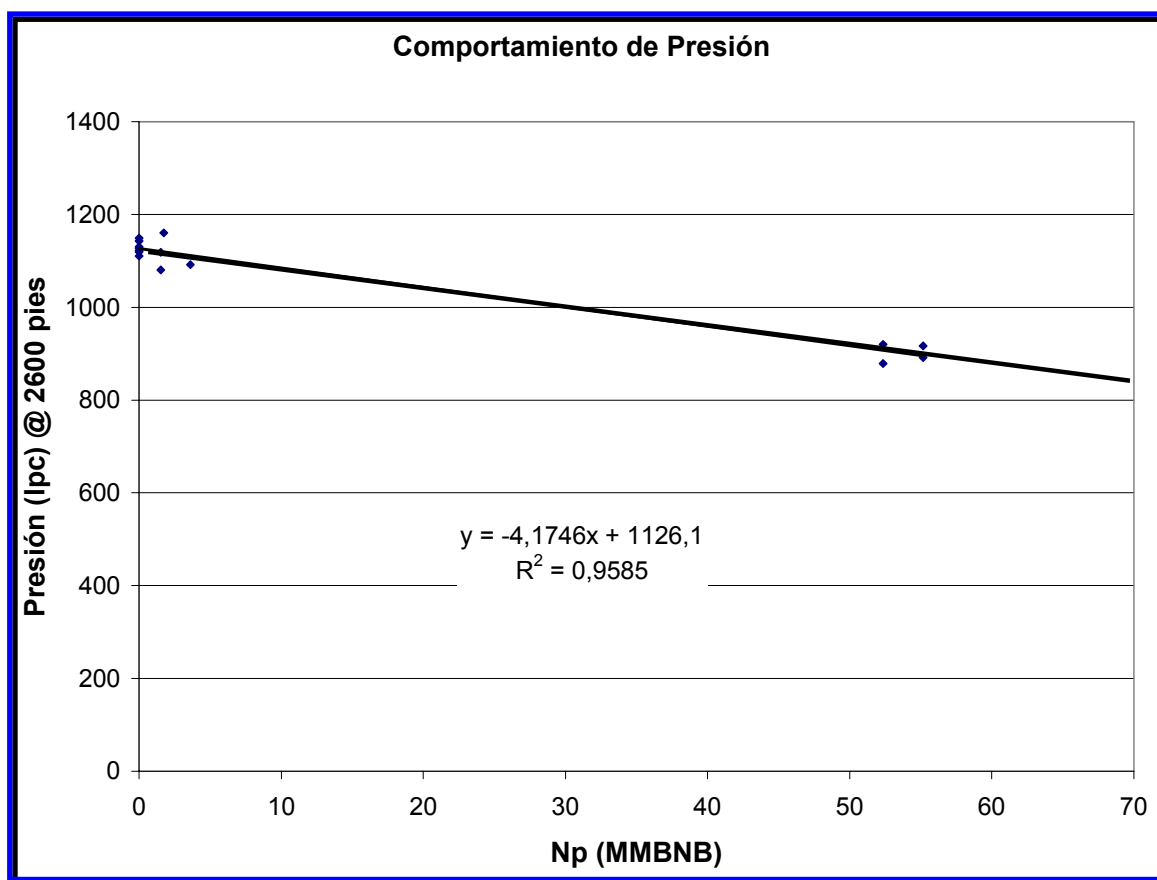


Figura 2.11. Modelo determinístico asignado al comportamiento de presiones del área O-16.

Es importante indicar que se ajustó un comportamiento lineal a la historia de presiones del yacimiento ya que no se tiene información alguna sobre como fue el comportamiento de presiones en el período comprendido entre las dos campañas de tomas de presiones.

Sin embargo el yacimiento no ha sido lo suficientemente drenado por lo que se recomienda urgentemente tomar acciones para mantener la presión y aumentar el recobro final de bitumen. Ya que los mecanismos de producción existentes en el yacimiento actúan de

forma tal que cuando se produce un millón de barriles de bitumen, la presión desciende cuatro libras.

2.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO

El análisis de los fluidos producidos del Miembro Morichal, específicamente de la Formación Oficina en el área O-16 considera el estudio de los análisis del agua de formación y de los ensayos PVT para determinar las propiedades del crudo. Este es un importante aspecto en la descripción del yacimiento, pues es fundamental el conocimiento de las propiedades volumétricas de los fluidos contenidos en el mismo, para luego conocer con cierta certidumbre la cantidad de fluidos inicialmente en sitio.

2.5.1. Breve revisión teórica⁽³⁵⁾.

Los parámetros PVT se usan para expresar la relación existente entre los volúmenes de hidrocarburos (Petróleo o Bitumen y gas) medidos a condiciones de yacimiento y sus equivalentes en superficie (y viceversa).

Un análisis PVT es un grupo de pruebas de laboratorio que se realizan a diferentes presiones, temperaturas y volúmenes, en donde se evalúan las propiedades de los fluidos. Dichas propiedades se pueden obtener a través de correlaciones empíricas proveniente de los laboratorios.

2.5.1.1. Tipos de liberación de gas.

Las pruebas de laboratorio usadas para obtener el comportamiento PVT deben simular los tipos de liberación gas-petróleo que ocurren durante el flujo de petróleo desde el yacimiento hasta los separadores en superficie. Dos tipos de liberación ocurren: diferencial e instantánea:

- Liberación diferencial:

Es aquella en la cual la composición total del sistema (gas+líquido) varía durante el agotamiento de presión. En este caso el gas liberado durante la reducción de presión es removido parcial o totalmente del contacto con el petróleo.

El proceso parte a una presión mayor o igual a la de burbujeo ($P_1 \geq P_b$) y a una temperatura T . Posteriormente, la presión es disminuida aumentando el espacio disponible en la celda para el fluido al caer la presión (P_2) por debajo de la presión de burbujeo, ocurre liberación de gas. Luego se retira todo el gas liberado manteniendo la presión constante. Así, la composición del petróleo remanente es diferente a la original. Este procedimiento se repite hasta llegar a la presión atmosférica.

- Liberación Instantánea:

En este caso todo el gas permanece en contacto con el líquido, lo cual hace que la composición total del sistema permanece inalterada durante el agotamiento de presión.

El proceso de liberación instantánea isotérmica. Inicialmente, la presión es mayor a la presión de burbujeo ($P_1 \geq P_b$). Luego, el petróleo se expande a través de varias etapas. En este proceso se observa una variación de presión ($P_1 > P_2 > P_3 \dots$) y volumen ($V_1 < V_2 < V_3 \dots$) sin cambio de masa (no se retira gas de la celda).

Cuando las pruebas anteriores se agitan se dice que el análisis realizado es *convencional*. Un análisis PVT *no-convencional* involucra que a cada paso de reducción de presión, la celda no se agita sino que se deja en reposo por un día, luego se hacen las lecturas correspondientes y se procede con el siguiente paso de reducción de presión. En otras palabras, no se toma ninguna medida para que el sistema llegue al equilibrio termodinámico.

- Liberación de gas en el yacimiento y en superficie:

En *el yacimiento* cuando la presión es ligeramente menor a la de burbujeo, la cantidad de gas liberado es poca y la saturación de gas no alcanza la crítica necesaria para iniciar su movimiento a través de los canales porosos. En este caso el gas liberado permanece en contacto con el crudo sin ocurrir cambio de composición total del sistema en un volumen de control dado. Bajo estas condiciones la liberación es de tipo instantánea. Si la saturación de gas (S_g) es menor o igual a la saturación de gas crítica (S_{gc}), entonces la permeabilidad del gas (K_g) es igual a cero y el gas no se mueve. En un yacimiento se tiene saturaciones de

gas menores que la crítica al comienzo de su vida productiva o cuando tiene asociado un acuífero muy activo que le mantiene la presión.

Si la saturación de gas (S_g) es mayor a la saturación de gas crítica (S_{gc}), entonces la permeabilidad del gas (K_g) es mayor a cero y en consecuencia el gas libre se moverá. Debido a la alta movilidad del gas (K_g/μ_g) como consecuencia de su baja viscosidad, la fase gaseosa se mueve hacia el pozo a una tasa de flujo mayor que la fase líquida si no existe una buena segregación gravitacional y por lo tanto, cambia la composición total del sistema en un volumen de control dado. Bajo estas condiciones, la liberación es del tipo diferencial.

En superficie, en la tubería de producción, líneas de flujo y separadores, las fases gas y líquido se mantienen en contacto, sin cambio apreciable de la composición total del sistema y en agitación permanente lo cual permite el equilibrio entre las fases. Bajo estas condiciones, la liberación es del tipo instantánea (Flash).

Cuando la separación gas petróleo se hace en varias etapas, en cada separación ocurre liberación instantánea, sin embargo, si se analiza la combinación de muchas etapas, la liberación se acerca al tipo diferencial.

2.5.2. Análisis de las Propiedades PVT del Bitumen

En el área O-16 existen dos análisis PVT de fluidos pertenecientes al Miembro Morichal, Formación Oficina, sus propiedades a la presión de burbujeo se muestran en la tabla.

Tabla 2.3. Análisis PVT convencionales realizados en el área O-16

Análisis Convencional								
Pozo	Tipo de Muestra	Fecha de Muestreo	Tem (°F)	Grav. °API	Pb (lpc)	Bo a Pb (BY/BN)	Rs a Pb (PCN/BN)	Visc. Abs. a Pb (cp)
CH-26	Recombinada	23/09/85	124	7.4	1305	1.048	80	-
CD-6	Recombinada	13/09/85	122	7.7	1095	1.075	100	6200

Para chequear la validez de los datos reportados en los análisis PVT, se comenzó por revisar el tipo de muestra, ya que en superficie no se puede asegurar que las muestras representen el fluido original del yacimiento.

Los análisis PVT se encuentran en su mayoría afectados bien sea por las técnicas utilizadas para el muestreo de las mismas o por la naturaleza intrínseca del bitumen en sí.

Cuando se realiza un muestreo de este tipo de fluidos en superficie se debe tener en cuenta que no se realiza por flujo natural, sino que se realiza por bombeo mecánico ó electrosumegible y además para aumentar la eficiencia de este tipo de recuperación el bitumen se mezcla con un diluyente en fondo que hace que disminuya la viscosidad del mismo. Esto trae como consecuencia una alteración de las propiedades físicas y químicas de los fluidos y por ende los análisis PVT son alterados.

Es importante resaltar que la validación de todos estos análisis PVT disponibles fue realizada por PDVSA-BITOR y TECNOSINERGIA en 1998⁽²⁵⁾. Uno de los aspectos importantes que en ese trabajo contempla es que en ninguno de los reportes de PVT disponibles, se menciona si los pozos fueron sometidos a procesos de acondicionamiento adecuados, que permitieran el establecimiento de condiciones que garantizaran flujo estable al momento del muestreo. Por esta razón, la principal herramienta para la selección del análisis PVT que mejor represente el comportamiento de producción del yacimiento, viene aunado con el sentido común y la experiencia de los ingenieros en los análisis de yacimientos que se han realizado hasta el momento.

Para la selección del análisis PVT más representativo del área se han tomado en cuenta las conclusiones obtenidas en el informe de PDVSA-BITOR y TECNOSINERGIA⁽²⁵⁾, las cuales se resumen en los siguientes aspectos:

- ✓ Todas las pruebas de liberación instantánea pueden considerarse validas a excepción de la del pozo CH-26 ya que es la que tiene mayor presión de burbujeo entre todos los pozos muestreados y el mayor grado de dispersión cuando se hace la comparación en torno a las correlaciones de Standing y Meneven & Total, adicional a esto el reporte del análisis PVT del pozo CH-26 revela que la presión

de burbujeo excede la presión del yacimiento en 50 lpc (1305 vs. 1256), lo cual fue reportado por el laboratorio a la compañía operadora.

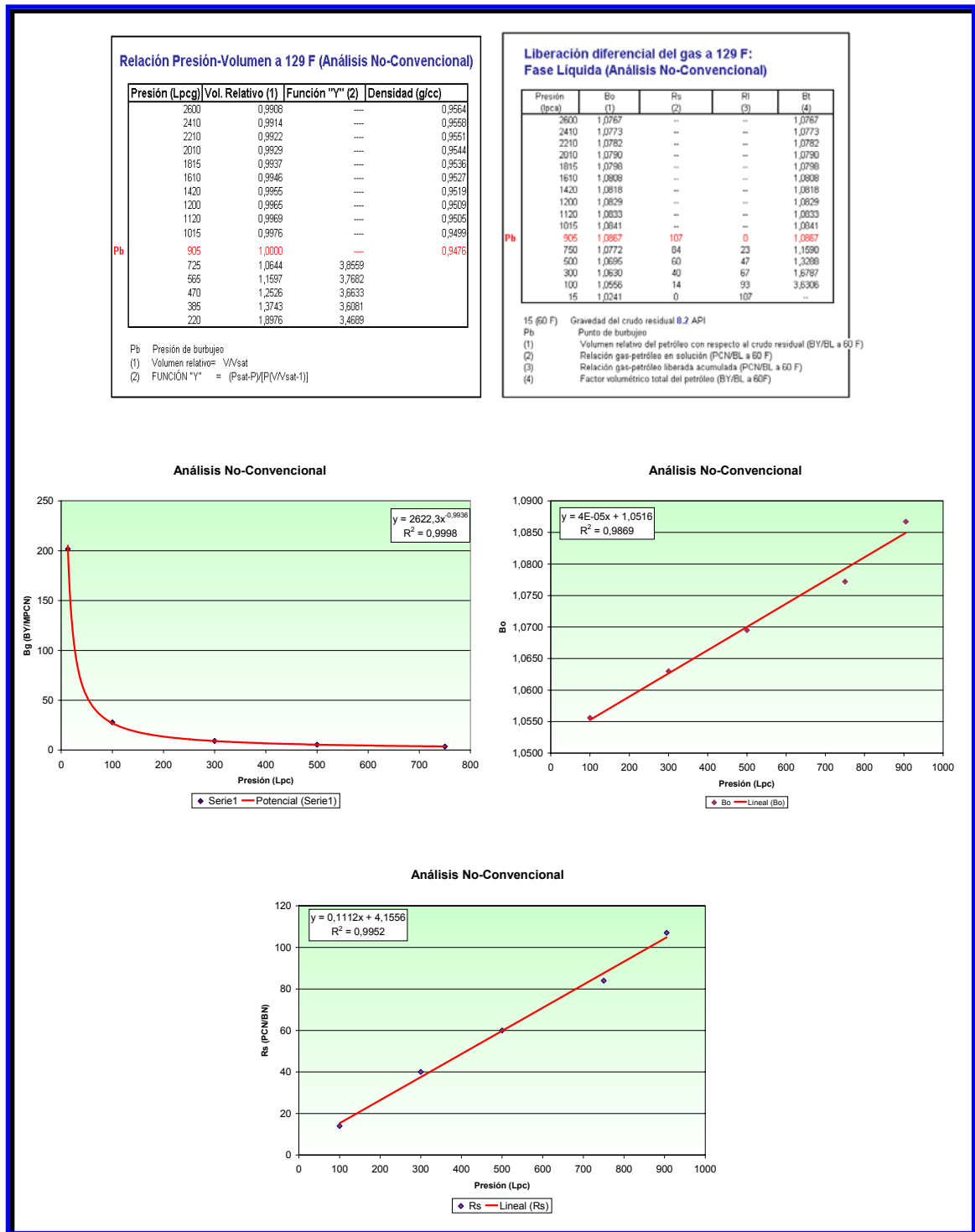


Figura 2.12. Análisis PVT, recombinado, no-convencional realizado en el pozo CI-210

- ✓ En cuanto a la representatividad de las pruebas de liberación diferencial, se tiene que en los cálculos de balance de masas para los análisis de los pozos CH-26, CD-6, CO-4 y CI-74, existen divergencias importantes entre los valores de la relación gas-petróleo calculados y los medidos a presiones menores que la presión inicial del yacimiento. Esto quizás sea causado por deficiencias en la redisolución del gas en el petróleo.
- ✓ La relación gas petróleo inicial del yacimiento (R_{si}) es aproximadamente igual a 100 PCN/BBL y la presión de burbujeo del fluido está alrededor de 1000 lpc. Esto es por el consenso que existe entre todos estos análisis PVT.

En vista a todo lo anterior y a consultas realizadas con ingenieros de BITOR y de OCN, la muestra más representativa es la del pozo CI-210 (la más reciente) cuyos resultados se muestran en la figura 2.12, que a pesar de encontrarse en el área de J-20 se puede utilizar para los análisis del área O-16, por que hasta los momentos no se ha encontrado evidencia en el área de BITOR que soporte la variación areal y/o vertical de importancia en el fluido del yacimiento.

Como se indicó al principio al pozo CI-210 se le recolectaron dos tipos de muestreo uno de fondo y otro recombinado, de los cuales se analizó el recombinado ya que es el recomendable por las características espumantes del bitumen. Además, Egep CONSULTORES S.A.⁽⁶¹⁾, recomienda no utilizar los PVT convencionales ya que por motivo de composición y problemas en el procedimiento experimental del muestreo se consideran no representativos de los fluidos del yacimiento.

2.5.2.1. Validación de la prueba de liberación Flash del análisis recombinado, no-convencional del pozo CI-210.

Para validar los datos suministrados por el análisis PVT recombinado, no-convencional del pozo CI-210, de manera tal que pudieran ser utilizados en los cálculos del BOES volumétrico con una precisión aceptable, se procedió de la manera siguiente:

Para determinar la validez de la *presión de burbujeo*, se uso una relación de presión y Volumen Relativo denominada Función “Y” (ver ecuación 2.8), y los resultados obtenidos estan en la tabla 2.4.

$$FUNCIÓN "Y" = \frac{P_b - P}{P_{abs}(V_r - 1)}$$

Para $P < P_b$

(Ecu. 2.8.)

Donde:

P_b : Presión de burbujeo (Lpc).

P : Cualquier Presión (Lpc).

P_{abs} : Presión absoluta (Lpca).

V_r : Volumen relativo tomado del análisis PVT.

Tabla 2.4. Valores de la Función “Y”

Presión (Lpcg)	Vol. Relativo	Función "Y"
905	1,0000	----
725	1,0644	3,8552
565	1,1597	3,7681
470	1,2526	3,6640
385	1,3743	3,6085
220	1,8976	3,4688

La curva dio una recta perfecta (ver figura 2.13), entonces la presión de burbujeo medida en el laboratorio es correcta. Por lo que no hubo necesidad de corregir una presión de burbujeo subestimada o sobreestimada. En dicho caso el procedimiento sería el siguiente:

- Se eliminan los puntos que están fuera de la tendencia para realizar una regresión lineal ($y = mx + b$).
- Se iguala esta regresión con la función “Y” y se despeja P_b . Para generar una P_b por cada presión (P) por debajo de burbujeo (solo las “P” que estén dentro del comportamiento ideal).

- Se determina la presión de burbujeo promedio, descartando los valores que están fuera de la tendencia.

Una vez validada la presión de burbujeo, se determinó que el factor volumétrico del petróleo a la presión inicial estimada anteriormente (1126 lpc) era de 1,0833 BN/NY.

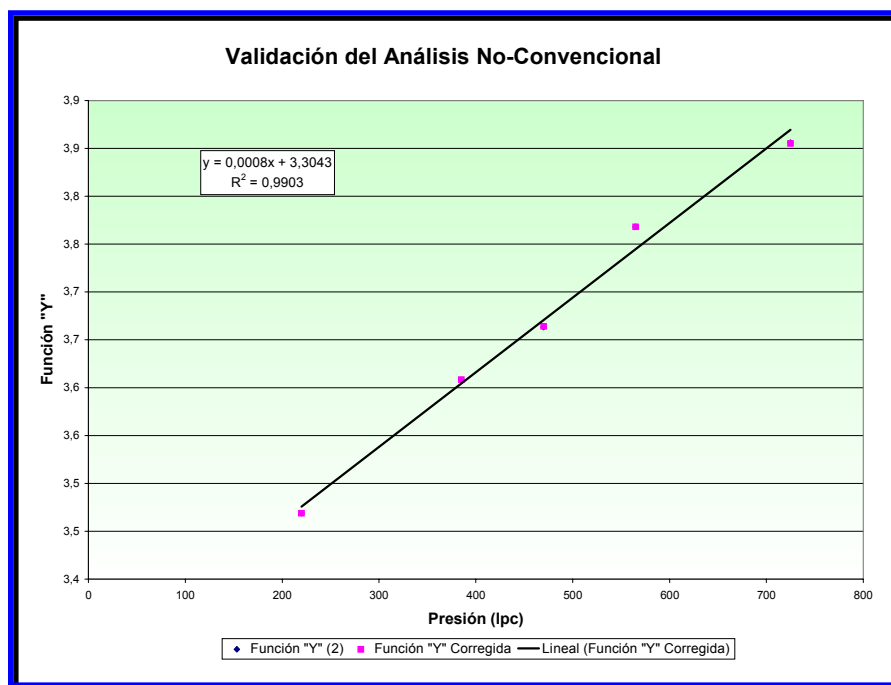


Figura 2.13. Comportamiento de la función "Y"

2.5.3. Análisis del agua de Formación

El parámetro más importante a estudiar en un análisis de agua es el posible origen del agua de formación presente en el yacimiento, aportando información relacionada al ambiente de sedimentación de los sedimentos.⁽³⁵⁾

El agua existente en una formación puede presentarse como connata o meteórica. El agua connata (también denominada como agua de formación, innata o inicial) es el agua no contaminada por el lodo de perforación que se encuentra inicialmente saturando, conjuntamente con otros fluidos, el medio poroso de la roca. Este tipo de agua es contemporánea con el proceso de sedimentación.

Las aguas meteóricas no son contemporáneas con las rocas que las contienen. Son aguas que circulan a través del medio poros asociada a un acuífero activo, como es el caso de la Cuenca Barinas.

La resistividad del agua de formación (R_w) es un parámetro importante para la interpretación de las propiedades petrofísicas tales como la saturación de agua inicial a partir de los registros eléctricos. La resistividad del agua de formación puede calcularse a través del análisis químico de una muestra en la cual se determina la concentración iónica y luego calculando la R_w a través de gráficos (gráfico Gen-8 y Gen-9 de las tablas de Interpretación de Perfiles de Schlumberger)⁽³⁶⁾, por medición directa de una muestra representativa, a partir de registros como la curva del SP, etc.

El valor de R_w es dependiente de la temperatura. Con un aumento de la temperatura aumenta la capacidad conductora del agua de formación y con ello disminuye la resistividad, por lo tanto el valor de dicha propiedad siempre debe estar reportada a una temperatura específica. Existen gráficos publicados para extrapolar el valor de R_w a una temperatura cualquiera (Gráfico Gen-9 de las tablas de Interpretación de Perfiles de Schlumberger).

No se pudo analizar su posible origen debido a la falta de información sobre esta fase, más sin embargo se intuye que esta sea de origen meteorico ya que “aparentemente” los niveles de presión en el yacimiento aumentan levemente cuando se presentan períodos lluviosos. De modo que tampoco se pudo realizar una comparación entre los valores de R_w calculados por perfiles con alguna medición obtenida sobre una muestra y de esta forma concluir sobre la representatividad de los valores.

La resistividad del agua de formación fue obtenida a partir de registros, en arenas 100% saturadas de agua, obteniéndose un R_w promedio de 0,5 ohm*m @ 115 °F, correspondiente a una salinidad del agua de formación aproximada de 7500 ppm. ⁽¹⁰⁾

Las propiedades físico-químicas del agua de formación del Miembro Morichal no deben variar en gran escala entre las arenas que lo conforman debido a que estas se encuentran comunicadas hidráulicamente en sentido vertical por la coalescencia existente entre las

mismas. Sin embargo es importante verificar esto para caracterizar de modo efectivo el agua de formación y por consiguiente los diferentes acuíferos existentes, para tenerlos presentes en escenarios de producción de recuperación secundaria como inyección de agua y/o vapor en el subsuelo de tal modo que no exista una reacción con las arcillas en el medio poroso. Existen pruebas de salinidad en superficie que reportan variaciones de este parámetro con valores comprendidos entre 10000 y 30000 ppm, en diferentes pozos como lo muestra la figura 2.14, por lo cual se ha comenzado otro estudio a través de la función J para determinar los diferentes niveles de agua libre y acuíferos que pudieran estar presentes en el yacimiento. Sin embargo se propone un estudio selectivo para la toma de datos del agua de formación que permita evidenciar los distintos acuíferos.

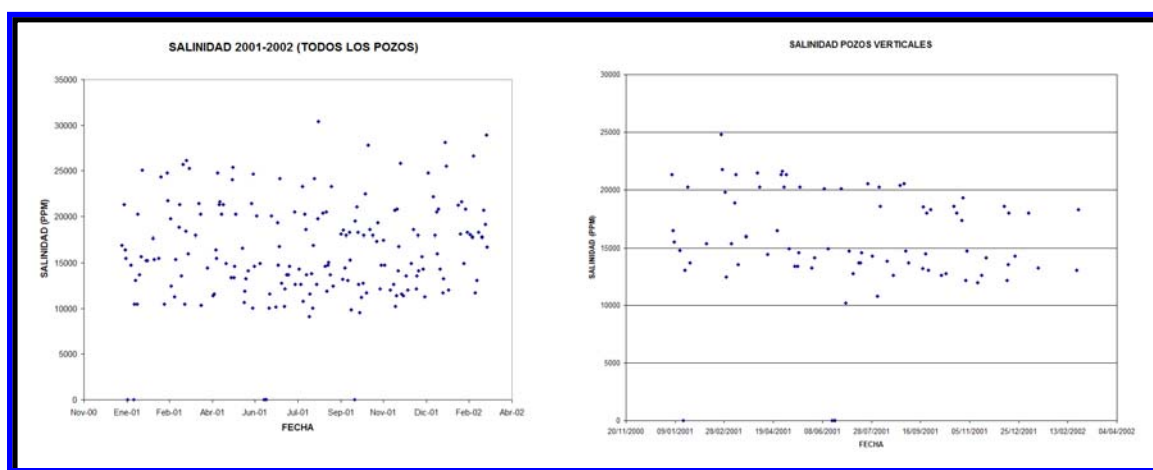


Figura 2.14. Comportamiento de salinidades

El factor volumétrico (B_w), la compresibilidad (C_w), y la viscosidad del agua (μ_w) fueron obtenidos en el pozo CD-6, cuyos valores son reportados en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Análisis PVT realizado a la fase de agua

B_w	(BY/BN)	1,0093
C_w	(1/lpc)	3,24E-07
μ_w	(Cps)	0,62
Densidad	(lbm/pc)	62,52
Salinidad	(ppm)	16000

2.6. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

En la historia productiva del área O-16 (ver figura 2.15), se observan tres periodos de producción de Bitumen claramente identificables, un periodo inicial caracterizado por una producción promedio de 10 MBNBD, baja relación gas petróleo, así como un corte de agua producto de la producción mediante el uso de formación de emulsiones primarias. Un segundo período de producción caracterizado por la perforación de pozos Re-entrías y pozos desviados (unos inyectados con vapor y otros en frío) y en cual se observa un incremento de la producción de Bitumen entre 15 a 20 BNBD y por último a partir del año 2000 con la perforación de pozos horizontales se alcanza una producción de bitumen promedio de 30.0 MBNBD (Dic. 2001). En este período se observa disminución de la relación gas / petróleo y un crecimiento en el corte de agua (15 y 18%) producto del incremento de la producción.⁽¹³⁾

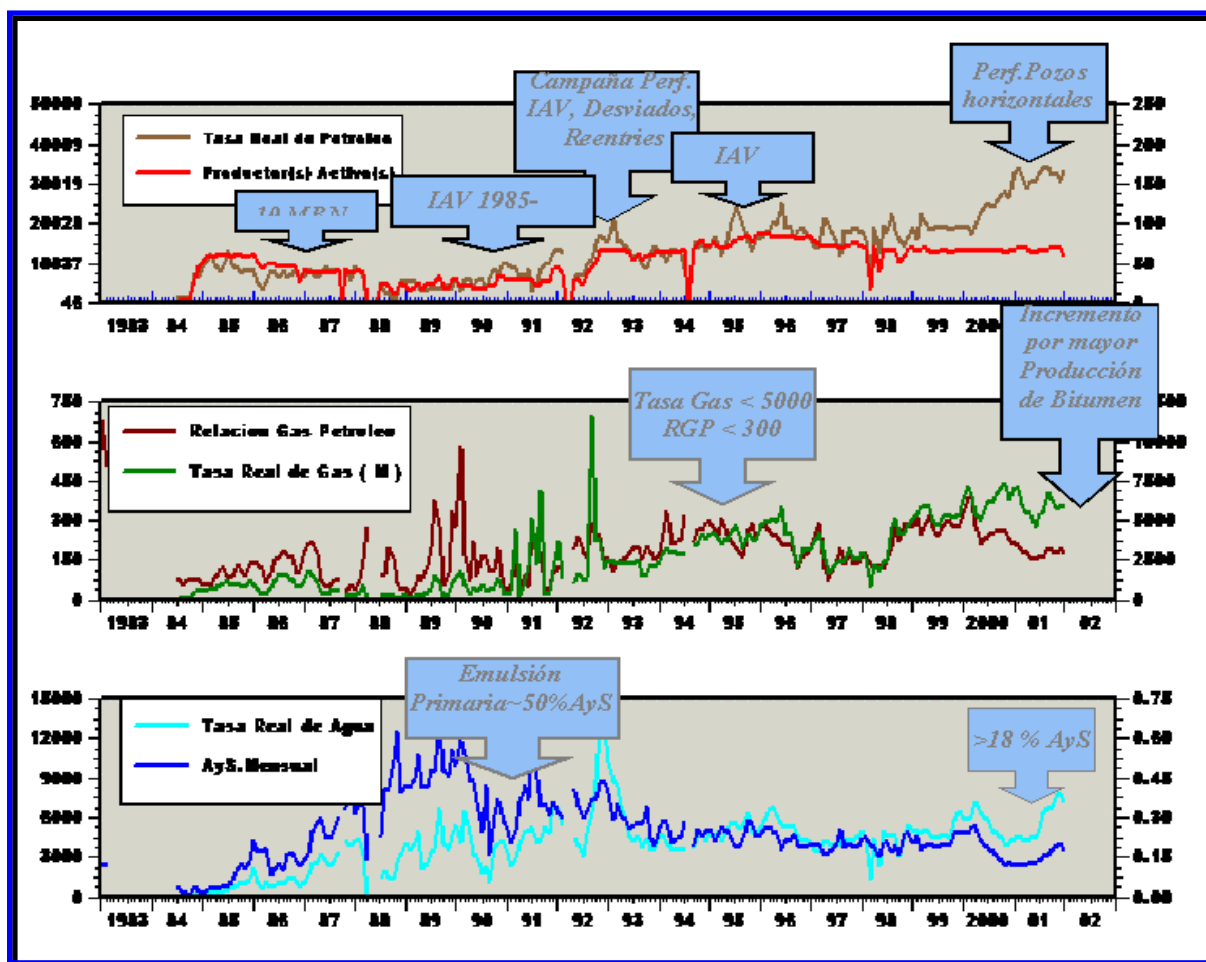


Figura 2.15. Comportamiento productivo del Área O-16.

2.6.1. Producción de Bitumen

En la figura 2.16 se muestra como se han drenado las reservas en forma areal, donde se observa claramente, mediante la escala representativa de volúmenes drenados por pozo, un incremento en la producción de los mismos a partir del año 2000. También es importante tener presente que la mayoría de estos pozos están completados en las arenas inferiores del área O-16, y que la producción de bitumen se muestra muy similar para la mayoría de los pozos, a excepción de algunos que pudieran estar favorecidos por estar completados en zonas con alta capacidad de flujo y que han sido perforados en una dirección que favorece la productividad y disminuye los riesgos de producción de arena.

Otro aspecto importante es el de la gran cantidad de pozos que se han perforado en la parte central del área, sin embargo dicha zona no ha sido la más productiva.

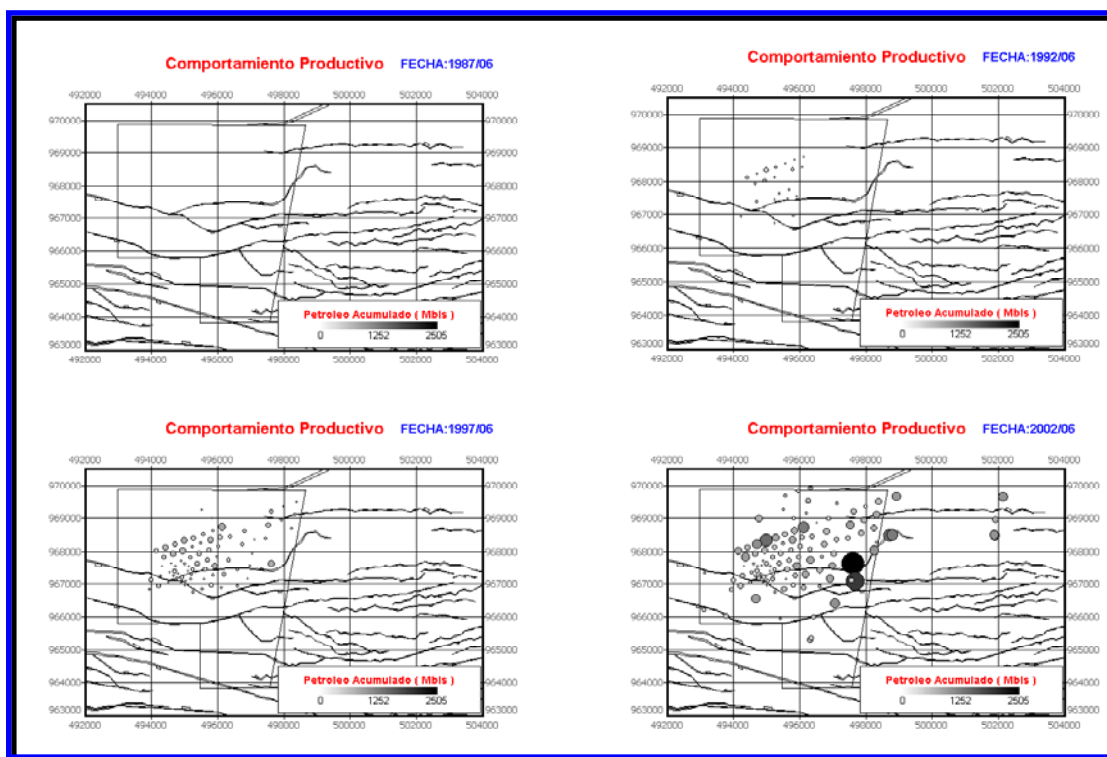


Figura 2.16. Mapas de Burbujas del comportamiento de producción de Bitumen

2.6.2. Producción de gas

Según la información de registros de pozos y comportamiento de producción, se puede concluir que el yacimiento no contenía gas libre en condiciones iniciales. Sin embargo, se debe tener presente que si bien es cierto actualmente existe una disminución de la RGP del área (producto del mecanismo de crudo espumante) en un futuro esta pudiese aumentar debido a la gran cantidad de pozos perforados que provocan una caída de presión considerable. Sobre todo en los pozos que están completados en la parte más alta de la estructura (en la zona Sur) como lo indica la figura 2.17, donde se observa que están produciendo mayores volúmenes de gas, a pesar de que su RGP permanece constante.

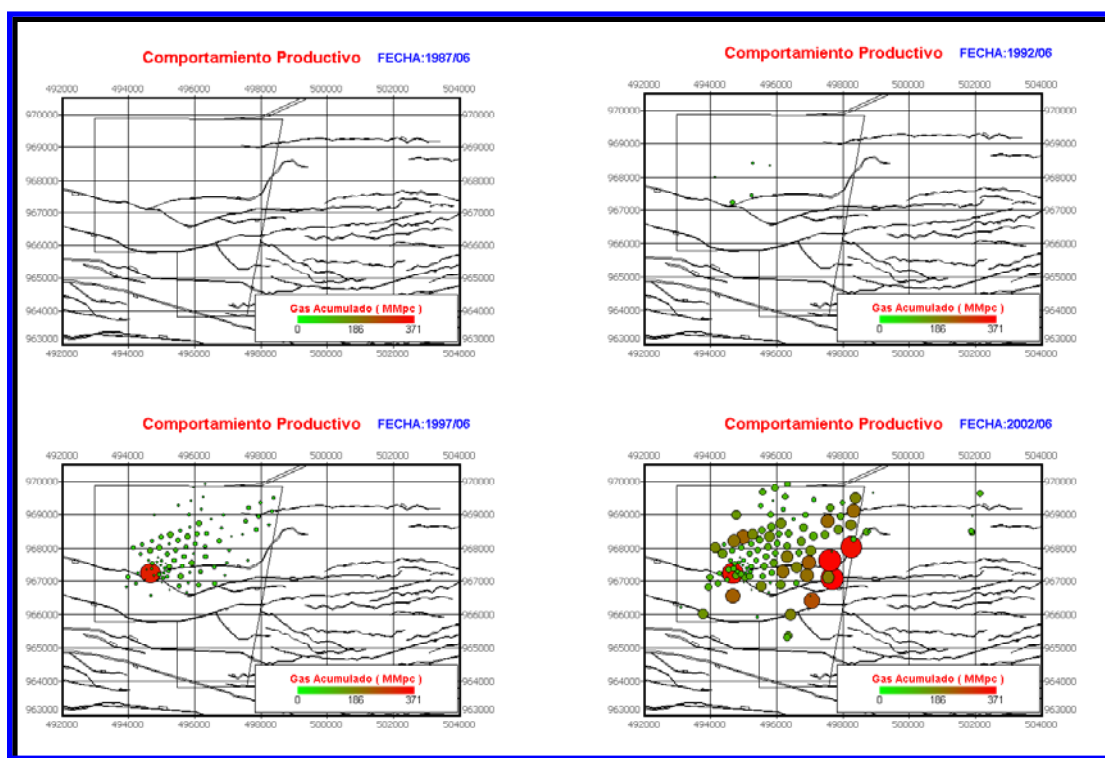


Figura 2.17. Mapas de Burbujas para el histórico de producción de gas

2.6.3. Producción de Agua

En la figura 2.18 se observa una producción de agua persistente. Esta producción de agua se manifiesta hacia la zona norte (la zona más baja de la estructura). Este problema ya ha sido estudiado usando perfiles de cementación y otras técnicas resultando entre otras causas de producción de agua el pobre aislamiento entre zonas, una de las recomendaciones

realizadas fue la de aplicar geles y técnicas de mecánicas de separación de agua en el subsuelo, pero debido a la alta incertidumbre que existe en el modelo estático estas recomendaciones no se han podido llevar a cabo.

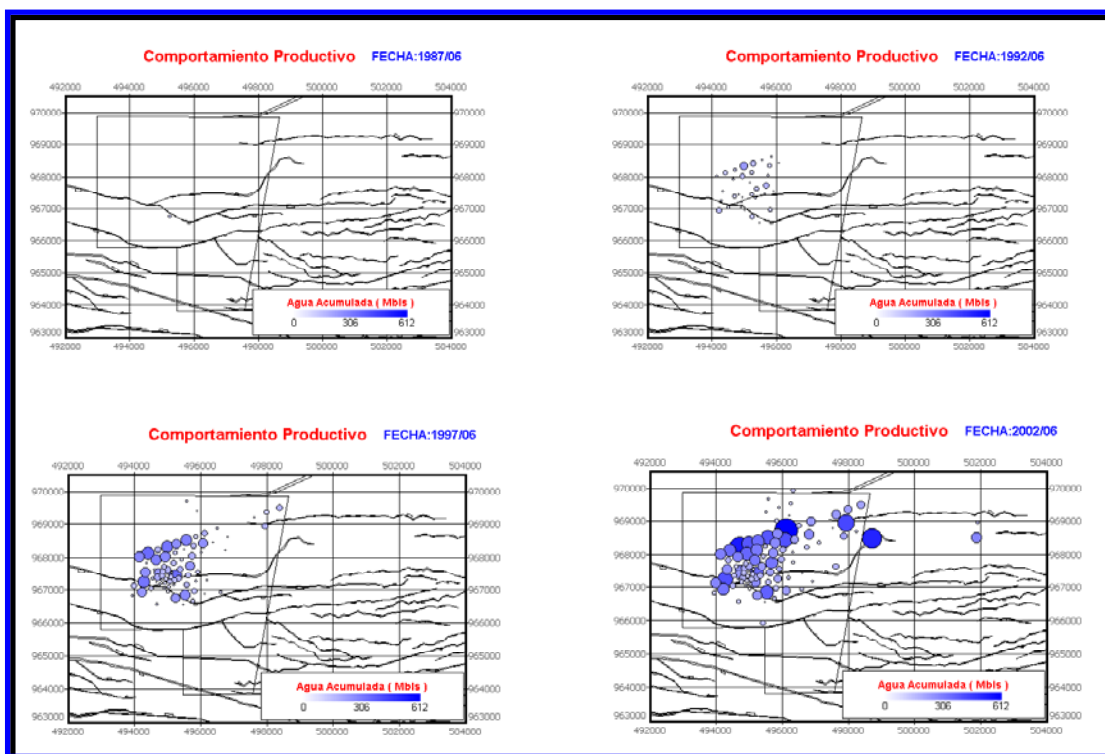


Figura 2.18. Mapas de Burbujas para el histórico de producción de Agua

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN PETROFÍSICA

3.1. RELACIÓN DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD CON VARIOS PARÁMETROS DERIVADOS DE LA PRESIÓN CAPILAR DE LA INYECCIÓN DE MERCURIO EN MUESTRAS DE ARENAS.⁽³⁷⁾

H.D. Winland (Amoco Production Company) desarrolló una relación empírica entre la permeabilidad al aire, la porosidad y el tamaño de la garganta de poro para una variedad de arenas y carbonatos, basado en la presión capilar aplicó para cada una de las muestras la ecuación 3.2, la cual se deriva de la ecuación 3.1.

$$P_c = -(2 \cdot \gamma \cdot \cos \theta) / r$$

(Ecu. 3.1)

Donde:

P_c : Presión capilar ó presión medida cuando una muestra tiene $S_{Hg} = 35\%$ (dinas/cm²)

γ : Tensión superficial del mercurio (480 dinas/cm)

θ : Ángulo de contacto de mercurio en aire (140°)

r : Radio de garganta de poro para un poro cilíndrico.

Despejando y ajustando:

$$r (\mu m) = 107 / P_c (Lpc)$$

(Ecu. 3.2)

Este corrió varias regresiones saturando las muestras con diferentes valores de saturación de mercurio, pero la mejor correlación fue obtenida con una saturación del 35 %. Sin embargo no se tiene una explicación del porque esta saturación obtuvo la mejor correlación.

Posteriormente se desarrollaron otras ecuaciones empíricas a partir de la porosidad y la permeabilidad al aire, correspondientes a valores de saturaciones de mercurio que varían de

10 a 75 % en incrementos de 5 %, utilizando la misma metodología para estimar el tamaño de garganta de poro en cada una de las muestras. Las presiones capilares fueron establecidas usando múltiples regresiones sobre los datos de 202 muestras de arena perteneciente a 14 formaciones comprendidas entre el Ordovícico hasta el Terciario. Estas formaciones varían en composición y en textura con datos de porosidades de 3,3 a 28 % y permeabilidades de 0,05 a 998 md. Litológicamente, estas arenas incluían sublitarenita, subarcosa y arenisca cuarzosa en una clasificación modificada de Dott (Pettijohn et al., 1987). Fueron incluidas arenas arcillosas, arenas limpias y permeables y limpias bien cementadas. El tamaño del muestreo con un amplio rango de porosidades y permeabilidades, diversas composiciones mineralógicas y la variabilidad de textura sugieren que estas ecuaciones empíricas son representativas de formaciones de arena. Una de las ecuaciones obtenidas fue ecuación 3.3.

$$\text{Log } r_{35} = 0,255 + 0,565 * \text{Log } K_a - 0,523 * \text{Log } \phi$$

(Eco. 3.3)

Donde:

r_{35} : Radio de garganta de un poro cilíndrico cuando la muestra tiene $S_{Hg} = 35\%$.

K_a : Permeabilidad al aire (md)

ϕ : Porosidad efectiva (%)

3.2. MODELO PETROFÍSICO

3.2.1. Antecedentes⁽¹⁰⁾

La petrofísica de este sector ha sido evaluada por lo menos 3 ó 4 veces, donde se destacan programas computarizados muy complejos que incorporan estadísticamente pozos sin perfil de porosidad y datos provenientes de núcleos y muestras.

La evaluación petrofísica actual fue realizada por INTEVEP en el año 2002, con la finalidad de presentar los parámetros por pozo. El modelo generado se basa en las relaciones existentes entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua y radio de garganta de poro.

3.2.2. Información Disponible Utilizada en el Modelo Petrofísico⁽¹⁰⁾

Es importante destacar que la data de los núcleos disponible en esta área para el cálculo de la permeabilidad esta asociada a un alto grado de incertidumbre por lo que en este caso se hizo necesario utilizar los datos de un núcleo de OCN, y así generar valores de permeabilidad más confiables.

Se tienen que 76 pozos poseen perfil de porosidad de un total de 159 que se encuentran ubicados en el área de O-16.

A pesar que se hizo una revisión de la data disponible, el presente estudio utilizó la última interpretación petrofísica generada en INTEVEP en junio del 2002.

3.2.3. Parámetros Básicos Utilizados.⁽¹⁰⁾

3.2.3.1. Porosidad⁽¹⁰⁾

La porosidad es la capacidad de almacenaje de una roca y se define como la fracción de roca no ocupado por la misma. Para determinar la porosidad a través de registros se consideró que existen pozos con curvas de porosidad que en su mayoría son pozos verticales, y pozos que carecían de estas curvas que en su mayoría son pozos inclinados a los cuales se les estimo una curva sintética de porosidad a partir del registro de Gamma Ray debido a que el mismo es independiente del fluido presente en la formación y no está afectado por las condiciones ambientales.

Para el cálculo de la porosidad, se utilizó el registro de densidad, ya que el neutrón está afectado por las condiciones de mal hoyo y por el tipo de crudo. La correlación utilizada para el área O-16, fue la ecuación 3.4.

$$\text{Porosidad} = 0.3772 - (0.00352 * \text{GR})$$

(Ecu. 3.4)

Donde

GR: Gamma Ray. (API)

3.2.3.2. Permeabilidad.⁽¹⁰⁾

El radio de garganta de poro se estimó a partir de los datos de porosidad y permeabilidad del análisis convencional un núcleo perteneciente a OCN. Para ello se utilizó la ecuación de **Pittmann** (ver ecuación 3.3), que relaciona estadísticamente los datos de porosidad, permeabilidad al aire y radio de garganta de poro correspondiente a una saturación de 35 %.

Para calcular el valor de R35 de aquellas zonas sin núcleo se utilizó la ecuación 3.5.

$$R35 = 10^{1.8901 - (0.0248 * GR)}$$

(Ecu. 3.5)

Donde:

R35: Radio de garganta de un poro cilíndrico cuando la muestra tiene $S_{Hg} = 35\%$.

GR: Gamma Ray (API)

Finalmente la permeabilidad se obtuvo despejando de la ecuación 3.3.

3.2.3.3. Saturación de Agua Inicial.⁽¹⁰⁾

La saturación de agua se define como el porcentaje de volumen poroso ocupado por dicho fluido. La saturación de agua (s_w) fue calculada utilizando la relación de Waxman-Smits, el cual corrige por contenido de arcilla. Además de ser el recomendado en áreas que presentan distribuciones de arcillas laminar y dispersa.

Los resultados obtenidos a partir del modelo de Waxman-Smits y Simandoux en el pozo CI-74, reflejan que el modelo de Simandoux es pesimista, y no refleja la distribución real de fluidos del yacimiento.

Algunos de los parámetros petrofísicos utilizados en el modelo de Waxman-Smits fueron los siguientes:

- Resistividad del Agua de Formación.

Este parámetro fue obtenido a partir de registros, en arenas 100% saturadas de agua, obteniéndose un R_w promedio de 0,5 ohmm @ 115 °F, correspondiente a una salinidad del agua de formación aproximada de 7500 ppm.

- Factor de Cementación y Exponente de Saturación.

El factor de cementación (m) fue obtenido del análisis de los registros de los pozos CH-37 y CI-84, debido a que en los análisis de núcleo no se realizaron esta prueba. Para ello se utilizó la siguiente expresión:

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = \frac{1}{\phi^m}$$

(Ecu. 3.6)

Donde

FF: Factor de Formación.

R_o : Resistividad de una roca saturada 100% de agua.

R_w : Resistividad del agua de formación.

ϕ : Porosidad.

En cuanto, al exponente de saturación (n) se utilizó el valor acostumbrado en el área, debido a la carencia de información de este parámetro a partir de núcleo (ver tabla 2.1).

Tabla 3.1. Parámetros petrofísicos utilizados

Intervalo	a	m	n
MO1-MO6	1	1.48	2
MO7-MO9	1	1.67	2

3.2.3.4. Espesor de arena neta total (ANT).⁽¹⁰⁾

El espesor de arena neta cuantifica la cantidad de arena, y varía según el criterio de corte (cut-off) utilizado. Dicho cut-off depende del área donde se trabaje, utilizando en el área de Bitor el siguiente: $V_{cl} = 25 \%$ (Datos de INTEVEP, 09/07/02)

3.2.3.5. Espesor de arena neta petrolífera (ANP).⁽¹⁰⁾

El espesor de arena neta petrolífera cuantifica la cantidad de arena saturada con petróleo. Al igual que el espesor de arena neta total, esta propiedad depende del cut-off utilizado, siendo para el área O-16 los mostrados en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Parámetros cut-off utilizados

Porosidad	20 %
Saturación de agua inicial	45 %
Arcillosidad	25 %

3.4. ANÁLISIS DE LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA.

Para acceder a la interpretación petrofísica la solicitud se debía realizar directamente al petrofísico ya que él contenía toda su interpretación en la plataforma de GeoQuest, bajo una aplicación llamada Geo-Frame.

La interpretación petrofísica no está validada por la información de núcleos por consiguiente se está a la espera de la toma de núcleos para realizar un mejor modelo con menos incertidumbre, además de eso dicha interpretación tampoco ha sido validada con perfiles de producción ni datos de pruebas de pozos.

Se han establecido correlaciones considerando las limitaciones correspondientes a cada caso y se ha extrapolado la información de porosidad y permeabilidad a una gran mayoría de pozos ubicados en el área.

En este sentido se debe determinar las petrofacies a partir de núcleos para poder validar las unidades de flujo.

Se ha verificado por medio de los registros (ver figura 1.5) que la correlación de porosidad se ajusta con exactitud en las arenas mientras que en las zonas arcillosas existe divergencia con los valores obtenidos en los perfiles.

La permeabilidad interpretada se calculó basándose en una relación estadística que no necesariamente es válida para este tipo de formación de arenas no consolidadas. Además a dicha propiedad petrofísica se le debe realizar la corrección por efecto Klinkenberg para comprobar que las condiciones de borde que se representan entre la diferencia de la permeabilidad verdadera y la permeabilidad medida al aire sean despreciable por el tamaño del poro.

En cuanto a los cut off utilizados se conoce que fueron seleccionados para contabilizar las arenas con espesores mayores a 10 pies. Esto como consecuencia directa de la explotación del campo ya que se obtienen mejores resultados con pozos horizontales.

En el cálculo de la saturación de agua inicial se supuso que el cut-off de resistividad utilizado en todo el Miembro Morichal era el mismo, sin embargo se conoce de la existencia de dos ambientes de sedimentación presentes, por lo que se debe considerar que dicho cut-off no debe ser constante.

La forma en la que fue calculada la arcillosidad no fue reportada, pero el petrofísico informo que utilizo la ecuación lineal 3.7.

$$I_{GR} = (GR_{log} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

(Ecu. 3.7)

Donde:

I_{GR} : Índice de Rayos Gamma

GR_{log} : Valor de Rayos Gamma obtenido a la profundidad de la arena. (API)

GR_{min} : Mínimo valor de Rayos Gamma obtenido de una arena limpia cercana a la arena. (API)

GR_{max} : Máximo valor de Rayos Gamma obtenido de una arena limpia cercana a la arena. (API)

Sin embargo se debe tener presente que la arcillosidad para arenas no consolidadas se calcula aplicando posteriormente la ecuación 3.8.

$$V_{sh} = 0,083[2^{(3,7 \cdot I_{GR})} - 1]$$

(Ecu. 3.8)

Esto es importante ya que los parámetros o valores leídos directamente de los Registros o Perfiles de porosidad y resistividad de la mayoría de los pozos, están afectados por la influencia que sobre las mediciones ejerce el material arcilloso.

Por otro lado en el informe presentado por INTEVEP, tampoco se menciona si los Perfiles de porosidad fueron corregidos por arcillosidad, por lo que las considera de tipo laminar, esto es importante si en un futuro se desea realizar una correlación de porosidades núcleo-perfil, sobre todo en las arenas superiores que poseen una mayor proporción de arcilla.

En este sentido es importante realizar una caracterización de las arcillas con información proveniente de núcleos, para saber si las arcillas son laminares, estructurales (granos o nódulos) y/o dispersas, para evaluar como afectan los valores leídos de los Perfiles.

En el informe de INTEVEP, se hace mención de que la saturación de agua fue calculada a través de la ecuación de WAXMAN-SMITS, sin embargo uno de los parámetros involucrados en dicha ecuación es la capacidad de intercambio cationica (CIC) que es una propiedad de las arenas arcillosas que afecta la resistividad de un determinado intervalo. De esta propiedad no se conocen los valores adoptados en la presente evaluación petrofísica. Es importante indicar en este sentido que al presentar esta inquietud, el petrofísico proporcionó un paper⁽⁴¹⁾ donde aparece una metodología para estimar dicho parámetro a partir de una correlación existente entre la curva SP normalizada y medidas de CIC realizadas de muestras de núcleos.

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN DE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS

4.1. ANTECEDENTES DE LA GEOESTADÍSTICA.

Los orígenes de la Geoestadística están en la minería. Como antecedentes suelen citarse los trabajos de Sichel (1947, 1949)⁽⁴²⁾ y Krige (1951).⁽⁴³⁾ El primero observó la naturaleza asimétrica de la distribución del contenido de oro en las minas sudafricanas, la equiparó a una distribución logarítmica-normal y desarrolló las fórmulas básicas para esta distribución. Ello permitía una primera estimación de las reservas, pero suponía implícitamente que los datos eran independientes, en clara contradicción con la experiencia de que existen “zonas” más ricas que otras.

Una primera aproximación a la solución de este problema fue dada por Krige que propuso una variante del método de medias móviles que puede considerarse equivalente al krigeado simple, que es uno de los métodos básicos de estimación lineal. Sin embargo, la formulación rigurosa y la solución del problema de estimación vino de la mano de Georges Matheron en 1961.⁽⁴⁴⁾ En años sucesivos, la teoría se fue depurando y se desarrollaron las técnicas de aplicación, fundamentalmente por las aportaciones de Matheron y su grupo en la Escuela de Minas de París.⁽⁴⁵⁾

Desde la minería, las técnicas geoestadísticas se han exportado a otros muchos campos, tales como Geología, Hidrología, etc., siendo en la actualidad utilizada en la Ingeniería de Petróleo para lograr distribuciones espaciales de las propiedades de los yacimientos con posibilidades de cuantificar la incertidumbre.

4.2. LA GEOESTADÍSTICA EN LA GEOLOGÍA PETROLERA⁽¹²⁾

Un problema encontrado en el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos es que al construir un modelo del mismo, este pueda generar un pronóstico de producción seguro bajo varios escenarios de desarrollo. Después de haber perforado pozos, o después de pocos

años de producción el geólogo proveerá un modelo de la arquitectura geológica del yacimiento en función de la información de los pozos. Este modelo puede ser una representación conceptual de la arquitectura de cuerpos genéticos (canales fluviales, planos de inundación) dentro del cual las variaciones petrofísicas pueden ser distribuidas mas tarde. Tales representaciones pueden tener un impacto verdaderamente importante sobre las decisiones económicas. Como ejemplo se tiene la localización de pozo o una estimulación al yacimiento, los resultados de tales ejemplos conllevan a la elección de una estrategia de desarrollo.

Los paneles de correlación muestran una representación del subsuelo incorporando los datos de los pozos, la interpretación de la deposición ambiental y asociando Facies y geometrías. Es bueno saber que los modelos geológicos son usados para la simulación de yacimientos y son tomados como base para las decisiones de desarrollo, sin embargo, deben ser generados en tres dimensiones para una mayor eficiencia.

Los modelos bidimensionales no proveen una representación realista de la conexión del yacimiento. Desafortunadamente, la construcción manual de modelos geológicos tridimensionales es casi imposible, lo cual explica por qué los geólogos limitan frecuentemente sus interpretaciones a paneles de correlación bidimensionales, diagramas o mapas.

Como resultado de esto, frecuentemente hay una brecha entre representaciones geológicas conceptuales y modelos usados en la simulación de yacimientos a causa del modelo de celdas tridimensionales usados por los ingenieros de yacimientos que no incorporan los conocimientos geológicos obtenidos en detalle de los paneles de correlación bidimensionales. Otra dificultad es que en la construcción de los paneles de control por un geólogo, éste debe tomar sólo una posible interpretación del yacimiento. En muchos casos, un geólogo genera varios diagramas o secciones que son compatibles con los datos del pozo y los conocimientos de la arquitectura geológica en cada tipo de ambiente deposicional.

Los modelos estocásticos o geoestadísticos proveen interesantes soluciones para estos dos casos:

- La construcción de representaciones geológicamente realistas de la heterogeneidad del yacimiento en tres dimensiones.
- La cuantificación de la incertidumbre a través de la generación de varios modelos posibles o “realizaciones”.

4.3. APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS.

Etimológicamente el término Geoestadística designa el estudio estadístico de los fenómenos naturales con manifestación en el espacio. Matheron (1962) fue el primero en dar formalidad a esta teoría y la definió como la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de los fenómenos naturales.⁽⁴⁶⁾

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 acerca de su distribución espacial consiste en adoptar una interpretación probabilística. De esta forma cada propiedad del yacimiento se interpreta como una variable aleatoria, que puede adoptar un conjunto infinito de valores de acuerdo con una distribución de probabilidad.

Debido a que las propiedades son en realidad funciones en el espacio, su interpretación probabilística es la de funciones aleatorias. Así las fluctuaciones espaciales de las propiedades pueden concebirse como una realización de funciones aleatorias o procesos estocásticos.⁽⁴⁵⁾ Los métodos estocásticos difieren de los métodos determinísticos, en que los primeros toman en cuenta la naturaleza aleatoria de los procesos, mientras que los segundos consideran que las mismas causas en circunstancias iguales producirán siempre los mismos efectos.⁽⁴⁷⁾

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 espacial.^(45, 12)

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), etc. Así pues, si $Z(x)$ es el valor de la característica Z en el punto x , $Z(x)$ es una variable regionalizada. Desde el punto de vista matemático, una variable regionalizada es simplemente una función $Z(x)$ que adopta un valor para cada punto x en el espacio. Sin embargo, generalmente, esta función varía irregularmente, lo que impide cualquier estudio matemático de ella (determinista). Por esta razón la variable regionalizada posee dos aparentes características contradictorias:

- Un aspecto aleatorio asociado con las variaciones erráticas e impredecibles de la variable.
- Un aspecto general estructurado que refleja en cierta forma las características globales de variación del fenómeno regionalizado.^(45, 46)

Las variaciones o fluctuaciones erráticas de la variable regionalizada impiden su tratamiento o descripción mediante una función continua. Por lo tanto, se hace necesaria una formulación del problema que tenga en cuenta los dos aspectos de las variables regionalizadas, de tal forma que sea posible una representación simple de la variabilidad espacial, que sea consistente desde un punto de vista teórico y desde un punto de vista práctico.

En 1971 Matheron propuso dos métodos: El método transitivo y el método basado en la teoría de las funciones aleatorias. El **método transitivo** es absolutamente general y se basa en consideraciones determinísticas. El método basado en la **teoría de las funciones aleatorias** introduce una interpretación probabilística de la variable regionalizada y requiere una serie de hipótesis (Ley de Estacionaridad) acerca de la función aleatoria. Este último es preferiblemente usado, ya que el enfoque probabilístico permite tomar en cuenta las fluctuaciones erráticas de la variable regionalizada.

El método transitivo a pesar de que es absolutamente general, requiere ciertas hipótesis para calcular la varianza de la estimación.⁽⁴⁵⁾

El objetivo de la Geoestadística es la caracterización del fenómeno natural, lo que conduce a dos tipos de aplicaciones. La primera es la estimación de valores a partir de un conjunto de medidas; y la segunda es que permite obtener una medida de incertidumbre de la estimación. De lo anterior se puede decir entonces que la Geoestadística es una rama de la Estadística dedicada al análisis de procesos distribuidos espacialmente.⁽⁴⁵⁾

Como se dijo anteriormente, el método más usado para estudiar las variables regionalizadas es el que se basa en la teoría de las funciones aleatorias (Matheron, 1971). Este método asume que las variables aleatorias son estacionarias, es decir, que su función de distribución no varía respecto a cualquier traslación.

La estacionaridad es definida a través del momento de primer y segundo orden de la función aleatoria observada. El momento de primer orden de una función aleatoria es la esperanza matemática o media aritmética de su función de distribución, y está definida como:⁽⁴⁶⁾

$$E\{Z(x)\}=m(x)$$

(Ecu. 4.1)

Donde:

E: Esperanza matemática.

Z(x): Variable regionalizada.

m(x): Media aritmética de la función de distribución.

Los **tres momentos de segundo orden** de una función aleatoria más usados en Geoestadística son:⁽⁴⁶⁾

Varianza

$$S^2 = \sum_{i=1}^n \frac{(X_i - \bar{X})^2}{n}$$

(Ecu. 4.2)

Covarianza:

$$C(X_1, X_2) = E \{ [Z(X_1) - m(X_1)] * [Z(X_2) - m(X_2)] \}$$

(Ecu. 4.3)

Semivariograma:

$$2 * \gamma(h) = \text{Var} \{ Z(x) - Z(x+h) \}$$

(Ecu. 4.4)

Donde:

$\gamma(h)$: Semivariograma.

Var : Varianza.

$Z(x)$: Valor de la variable regionalizada en el punto x.

$Z(x+h)$: Valor de la variable regionalizada en el punto x + h.

h : Distancia entre los puntos x y (x+h)

Las herramientas básicas de la Geoestadística que permiten visualizar, modelar y describir la autocorrelación espacial de las variables regionalizadas son la **covarianza** y el **semivariograma**. Sin embargo, cuando la varianza es grande la covarianza suele tomar valores grandes estando mal definida cerca del origen, por el contrario, el semivariograma toma valores pequeños y presenta un mejor comportamiento en el origen para los mismos datos. Por esta razón, es más frecuente trabajar con el semivariograma que con la covarianza.⁽⁴⁵⁾

4.4. MODELAJE DE LAS HETEROGENEIDADES⁽¹²⁾

Obviamente, una mejor comprensión de la heterogeneidad implica un mejor entendimiento de la conectividad entre las zonas permeables y no-permeables, y una mejor previsión de la eficiencia de barrido y la saturación de petróleo en las zonas no barridas. Por ejemplo en la

figura 4.1, se muestra el impacto sobre el flujo en dos diferentes modelos de heterogeneidad, y es claro que dependiendo de la extensión del modelo de la heterogeneidad, el tiempo de irrupción sobre la producción del pozo puede cambiar significativamente. La importancia de las heterogeneidades sobre la cantidad de petróleo recuperado ha sido confirmada por muchos ejemplos teóricos y prácticos, como ejemplo un estudio post-mortem desarrollado en el Mar del Norte (Dromgoole y Speers, 1997) muestran que las heterogeneidades y las fallas tienen un impacto crucial sobre la conducta del campo. En este caso, por mucho tiempo se usó el modelo de yacimiento tipo “layer-cake” y, consecuentemente, la producción de agua fue significativamente subestimada, resultando un diseño inadecuado de las instalaciones de superficie para el tratamiento de agua. Claramente, en muchos casos, los modelos inadecuados de heterogeneidades geológicas pueden tener un impacto directo sobre el capital a gastar y en escenarios donde los precios de petróleo son desfavorables, amenazan la prosperidad de un campo petrolero.

También es importante destacar que todos los probables modelos o “realizaciones” poseen valores de volúmenes de petróleo en sitio similares, pero tienen un impacto diferente en el flujo, por ese motivo frecuentemente los modelos de heterogeneidades no son requeridos para el cálculo del petróleo en sitio y por ello estos son construidos después de dicho cálculo del POES.

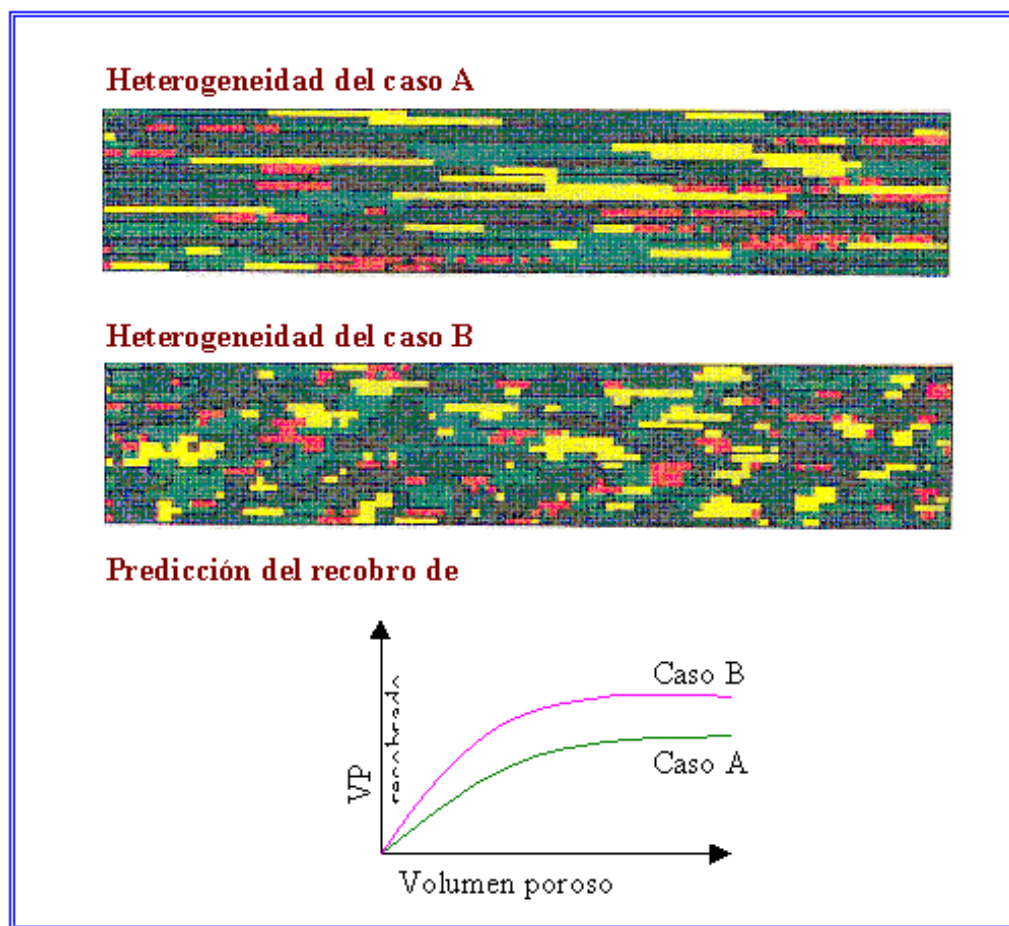


Figura 4.1. Impacto de las heterogeneidades sobre el flujo

4.5. APLICACIÓN DE LOS SEMIVARIOGRAMAS EN LAS TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS.

El semivariograma es una herramienta matemática para modelar la continuidad espacial de las variables regionalizadas y puede concebirse como una medida de dispersión.⁽⁴⁷⁾ En el presente informe el termino variograma y semivariograma se utilizaran indistintamente, teniendo presente las definiciones abajo mencionadas.

4.5.1. El semi-variograma: alternativas para medir variabilidad espacial⁽⁵²⁾

4.5.1.1. Semivariograma tradicional⁽⁵²⁾

Este semivariograma se estima mediante la siguiente ecuación 4.5.

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2 * N(h)} * \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2$$

(Ecu. 4.5)

Donde:

- $\gamma^*(h)$: Semivariograma experimental.
 $Z(x_i)$: Valores experimentales en los puntos x_i .
 $Z(x_i+h)$: Valores experimentales en los puntos $x_i + h$.
 $N(h)$: Número de pares de puntos separados por una distancia h .
 h : Distancia entre los puntos x_i y (x_i+h)

Observaciones:

- Usualmente produce resultados dudosos cuando se aplica a datos positivamente sesgados.
- Cuando altos valores anómalos son juntados con valores moderados, las diferencias cuadráticas pueden resultar enormes.
- Sensible al agrupamiento de datos con altos valores.

4.5.1.2. Variograma relativo al par o localmente normalizado⁽⁵²⁾

$$\gamma_{PR}(\bar{h}) = \frac{1}{2N(\bar{h})} \sum_{i=1}^{N(\bar{h})} \frac{(Z(x_i) - Z(x_i + h))^2}{\left(\frac{Z(x_i) + Z(x_i + h)}{2} \right)^2}$$

(Ecu. 4.6)

Observaciones:

- La práctica ha demostrado que γ_{PR} es resistente a la información dispersa (o anómala) de distribuciones positivamente sesgadas.

- Preferiblemente usarlo con variables estrictamente positivas.
- Algunas veces revelan estructuras espaciales y anisotropías que ningún otro instrumento podía mostrar.

4.5.1.3. Madograma⁽⁵²⁾

$$\gamma_M(\vec{h}) = \frac{1}{2N(\vec{h})} \sum_{i=1}^{N(\vec{h})} |Z(x_i) - Z(x_i + h)|$$

(Ecu. 4.7)

Observaciones:

- Particularmente útil para establecer estructuras a gran escala.
- No deben utilizarse para el modelaje de la discontinuidad de los semivariogramas en el origen.

4.5.1.4. Covarianza⁽⁵²⁾

$$C(\vec{h}) = \frac{1}{N(\vec{h})} \sum U_{(xi)} V_{(xi+h)} - m_u m_v$$

(Ecu. 4.8)

Observaciones:

- Es la covarianza tradicional comúnmente usada en estadística.
- Si U y V se refieren al mismo atributo, se le llama autocovarianza, y cuando $h = 0$, es idéntica a la varianza σ_u^2 de la muestra.
- Si U y V se refieren a distintos atributos, $C(h)$ identifica la covarianza cruzada de la muestra.

- Es más robusta a problemas causados por el agrupamiento de datos cualitativamente altos.
- Cuando altos valores anómalos son juntados con valores moderados, el producto de ellos hace a $C(h)$ una herramienta más estable.

En la práctica, la distancia entre los puntos de cada pareja es distinta, y puede no haber más de una pareja de puntos situada a una misma distancia. Por lo tanto no es posible aplicar con fiabilidad la ecuación. Sin embargo, se define una tolerancia de $\pm \Delta h$ para obtener mayor cantidad de pares de puntos. En la Figura 4.2 se representa esquemáticamente la situación anterior. Nótese que a una distancia h del punto de control (X_0) no existe ningún punto para calcular el término $[Z(x)-Z(x+h)]$, mientras que si se toma la tolerancia $\pm \Delta h$ se encuentran dos puntos (X_1 y X_2) que permiten calcular el valor del semivariograma experimental $\gamma^*(h)$.⁽⁴⁷⁾

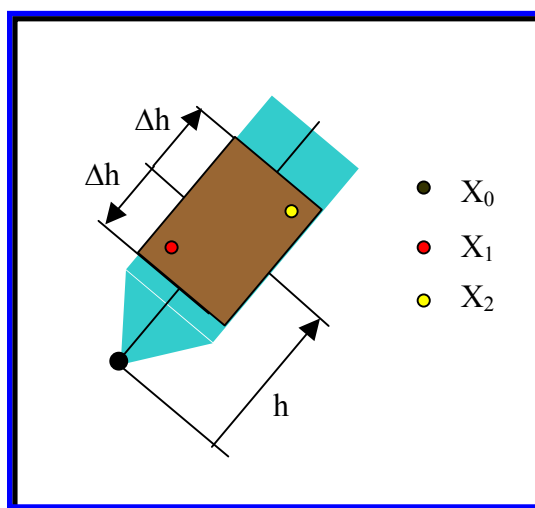


Figura 4.2. Representación gráfica de la tolerancia en el semivariograma experimental.

Graficando la distancia h en el eje de las abscisas y $\gamma^*(h)$ en el eje de las ordenadas se obtiene el semivariograma experimental (Figura 4.3). Normalmente el semivariograma experimental $\gamma^*(h)$ es una función creciente, ya que para los valores pequeños de h el valor de la propiedad es casi igual, y por lo tanto $\gamma^*(h)$ es aproximadamente cero; mientras que al

aumentar h la propiedad se hace más independiente, por lo que $\gamma^*(h)$ incrementa, al menos en el sentido cuadrático de la diferencia entre $Z(x)$ y $Z(x+h)$.⁽⁴⁷⁾

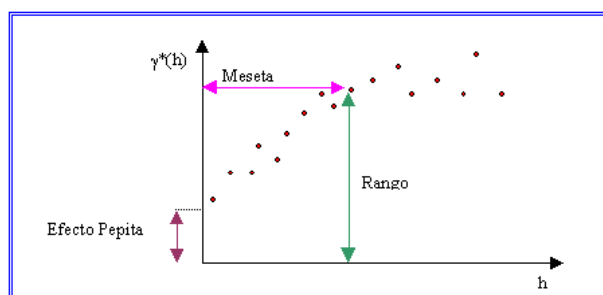


Figura 4.3. Semivariograma experimental.

Los parámetros fundamentales del semivariograma experimental (Figura 4.3) son:⁽⁴⁵⁾

- ✓ Meseta: Es el valor límite y constante que alcanza $\gamma^*(h)$, este valor, bajo ciertas condiciones teóricas coincide con la varianza (S^2) de la propiedad Z .
- ✓ Rango: es la distancia (h) a la cual se alcanza la meseta. Este valor indica la zona de influencia en torno a un punto, mas allá de la cual la autocorrelación es nula.
- ✓ Efecto de pepita: Representa la discontinuidad finita en el origen del semivariograma. Este efecto por lo general se debe a la alta heterogeneidad del yacimiento y a la imposibilidad de medir a escalas menores que la separación entre las muestras.

Para caracterizar la estructura espacial de la variable regionalizada para cualquier distancia h es necesario ajustar semivariogramas teóricos a los semivariogramas experimentales.⁽⁴⁶⁾

Estos semivariogramas no son más que funciones con expresiones analíticas sencillas, que se emplean para representar semivariogramas experimentales. Debe indicarse, que en general sus expresiones no son deducidas a partir de alguna hipótesis en especial, ni pretenden representar procesos específicos, sin embargo cumplen ciertas razones técnicas de ser lo que son.⁽⁴⁵⁾

Para ajustar los semivariogramas teóricos a semivariogramas experimentales se utilizan una serie de funciones llamadas modelos de semivariogramas. El modelo a utilizar dependerá de las características del semivariograma experimental.

Las características principales de un semivariograma teórico son:

- ✓ Presencia o ausencia de una meseta.
- ✓ Comportamiento en el origen o efecto de pepita.

La primera característica permite clasificar los modelos de semivariogramas en:

- Modelos sin meseta.
- Modelos con meseta.

4.5.2. Modelos sin meseta.⁽⁴⁷⁾

Los modelos sin meseta son aquellos en donde el semivariograma no toma un valor constante, estos se clasifican en:

Modelo lineal: Este modelo es el más simple de los modelos sin meseta (Figura 4.4). La ecuación del modelo lineal es la siguiente:

$$\gamma(h) = p * h$$

(Ecu. 4.9)

Donde:

p: Pendiente de la recta.

h: Distancia

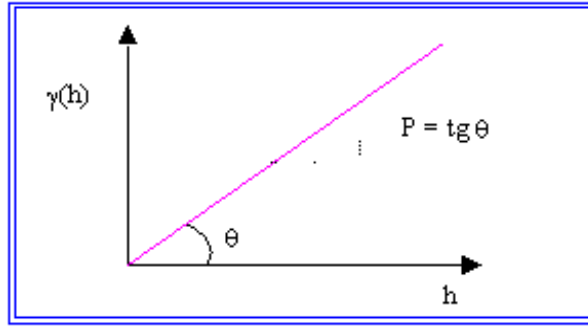


Figura 4.4. Modelo lineal

4.5.2.1. Modelo potencial⁽⁴⁷⁾

Este modelo es de la forma:

$$\gamma(h) = p * h^{\alpha}$$

(Ecu. 4.10)

Donde:

p: Constante.

α : Factor de estacionaridad.

El parámetro α debe variar en el intervalo abierto (0, 2). Dicho modelo se muestra en la figura 4.5 para diferentes valores de α .

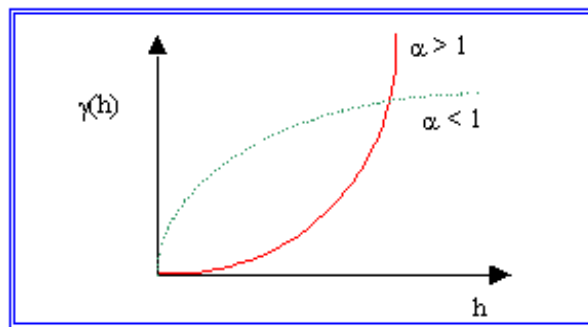


Figura 4.5. Modelo potencial

4.5.2.2. Modelo logarítmico⁽⁴⁷⁾

El modelo logarítmico se comporta linealmente si se usa una escala logarítmica para las distancias (Figura 4.6). Su expresión es:

$$\gamma(h) = K * \ln(h)$$

(Ecu. 4.11)

Donde:

K: Pendiente de la recta.

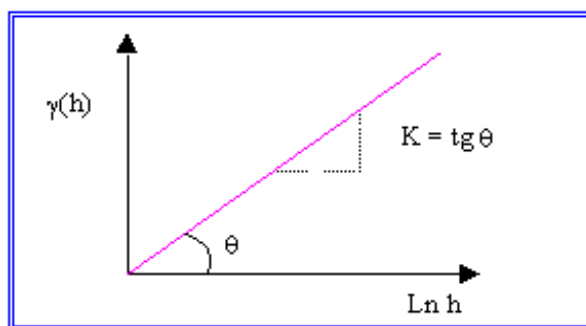


Figura 4.6. Modelo Logarítmico.

4.5.3. Modelos con meseta.^(45, 47)

Los modelos con meseta son aquellos en donde el semivariograma alcanza un valor constante (S) a una determinada distancia, estos se clasifican en:

Modelo efecto de pepita puro: Este modelo es indicativo de un fenómeno sin ninguna autocorrelación espacial. No es común emplearlo solo, sino en combinación con algún otro. Su ecuación es la siguiente:

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & \text{si } h=0 \\ C_0 & \text{si } h>0 \end{cases}$$

(Ecu. 4.12)

Donde:

Co: Efecto pepita.

En la Figura 4.7, se muestra la apariencia de este tipo de modelo.

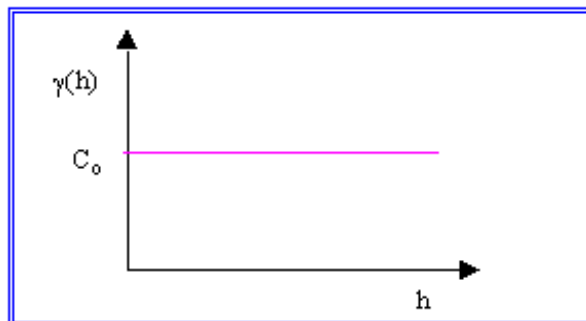


Figura 4.7. Modelo efecto pepita puro.

4.5.3.1. Modelo esférico

El modelo esférico es uno de los más empleados en la práctica. Se caracteriza porque alcanza la meseta (S) para una distancia finita ($h=a$). Este modelo es indicativo de fenómenos moderadamente continuos. La ecuación del modelo esférico es la siguiente:

$$\gamma(h) = \begin{cases} S * \left[\left(\frac{3 * h}{2 * a} \right) - \left(\frac{h^3}{2 * a^3} \right) \right] & \text{si } h \leq a \\ S & \text{si } h > a \end{cases}$$

(Ecu. 4.13)

Donde:

S: Meseta o “Sill”.

h: Distancia

a: Rango

En la Figura 4.8 se muestra la apariencia del modelo esférico.

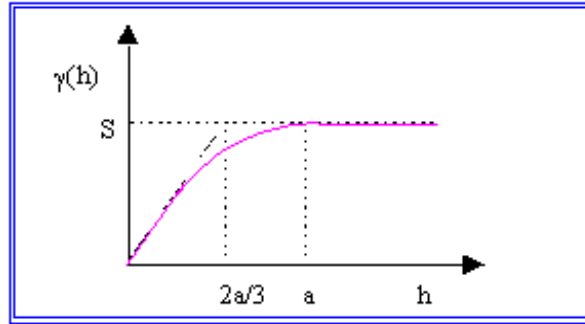


Figura 4.8. Modelo Esférico.

4.5.3.2. Modelo exponencial

La ecuación del modelo exponencial es:

$$\gamma(h) = S * \left[1 - e^{\left(-\frac{h}{a} \right)} \right], \quad h > 0$$

(Ecu. 4.14)

El modelo exponencial se diferencia del modelo esférico porque alcanza la meseta en forma asintótica (Figura 4.9). El rango en este tipo de modelo no está bien definido, sin embargo, se utiliza como rango efectivo, para efectos prácticos, la distancia a la cual $\gamma(h) = 0,95 * S$.

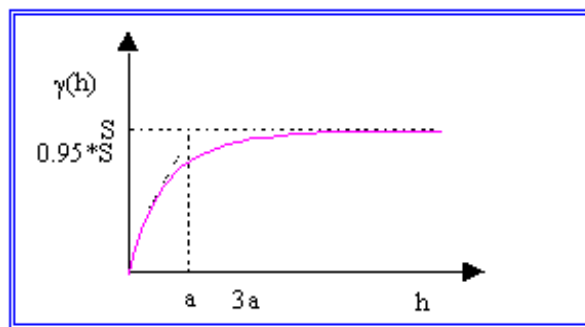


Figura 4.9. Modelo Exponencial

4.5.3.3. Modelo Gaussiano

El modelo gaussiano viene dado por la expresión:

$$\gamma(h) = S * \left[1 - e^{\left(-\frac{h}{a} \right)^2} \right] \quad , h > 0$$

(Ecu. 4.15)

Este tipo de modelo también alcanza su meseta en forma asintótica (Figura 4.10). Estrictamente hablando, el modelo gaussiano no tiene rango definido, sin embargo, para efectos prácticos, el semivariograma es igual a $0,95*S$. El comportamiento del modelo gaussiano cerca del origen es parabólico, lo que es indicativo de una gran regularidad.

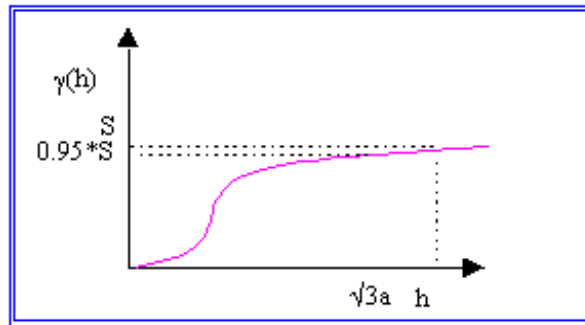


Figura 4.10. Modelo Gaussiano

4.6. ANISOTROPÍA:⁽⁴⁶⁾

Existe anisotropía cuando la continuidad observada en una dirección es diferente a la continuidad en otra dirección. Los variogramas constituyen una medida de la anisotropía de un área y, a partir de éstos, la anisotropía se puede clasificar en:

Anisotropía zonal: al calcular los variogramas en diferentes direcciones, se observa que éstos alcanzan un valor de meseta diferente.

Anisotropía geométrica: distintos rangos en distintas direcciones, con un mismo valor de meseta. En la figura 4.11 se presentan los dos tipos de anisotropías.

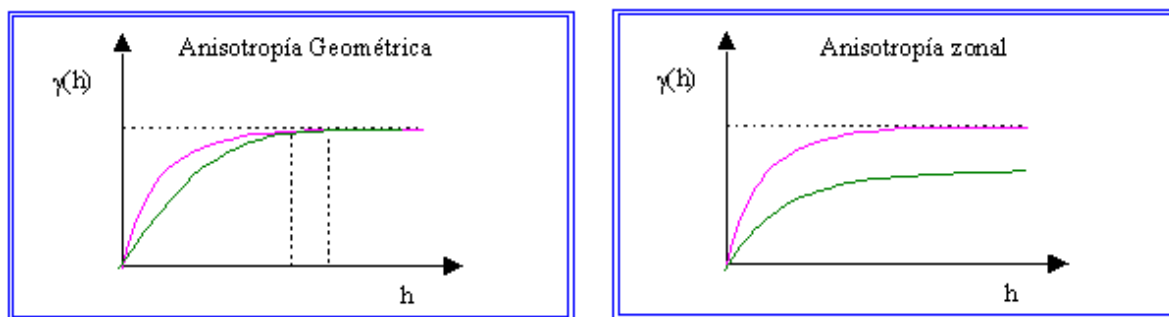


Figura 4.11. Tipos de Anisotropía

4.7. CONTINUIDAD ESPACIAL:⁽⁴⁶⁾

La continuidad espacial existe en la mayoría de los grupos de datos de ciencias de la tierra. Los datos cercanos espacialmente son más propensos a tener valores similares que aquellos que se encuentran muy distanciados. Cuando se observa un mapa de contorno los valores no parecen haber sido colocados aleatoriamente, sino más bien, los valores bajos se encuentran en zonas de valores bajos, y los valores altos, se encuentran en zonas de valores altos.

El análisis de la continuidad espacial incluye una etapa en la cual se deben considerar los instrumentos para medir la continuidad espacial dentro de los procedimientos de estimación.

El análisis de continuidad espacial se inicia típicamente con un variograma omnidireccional, para el cual la tolerancia direccional es lo suficientemente grande, de manera que la dirección entre dos puntos cualesquiera no es importante. El cálculo de un variograma omnidireccional no implica creer que la continuidad es la misma en todas direcciones; este simplemente sirve como punto de partida para comenzar el estudio direccional.

El variograma omnidireccional contiene más pares de puntos que cualquier otro variograma y es, por ende, más tendente a mostrar una estructura (o patrón de conducta) fácilmente interpretable. Si el variograma omnidireccional no presenta una estructura clara, no se esperan tampoco estructuras claras en los variogramas direccionales. Una vez que los

variogramas omnidireccionales muestren un buen comportamiento, se puede proceder a explorar el patrón de anisotropía con varios variogramas direccionales.

Una buena opción para identificar la anisotropía es producir un diagrama de la superficie del variograma pero el mismo requiere un gran número de datos disponibles en toda la zona. Una alternativa es calcular variogramas en diversas direcciones y dibujar un diagrama de “rosa”, el cual muestra el rango del variograma como una función de la dirección (véase Figura 4.12) Otra figura que también puede mostrar rápidamente las anisotropías direccionales, es un mapa de contornos de la superficie del variograma.

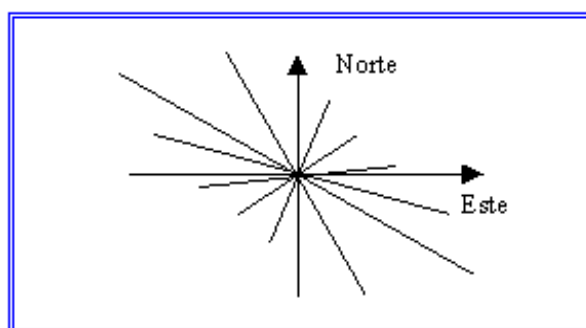


Figura 4.12. Diagrama de “Rosa”

Como se dijo anteriormente la herramienta básica de la Geoestadística que permite visualizar, modelar y describir la autocorrelación espacial de las variables regionalizadas es el semivariograma. Sin embargo, uno de los métodos en el cual se apoya la geoestadística para realizar las distribuciones espaciales de las variables regionalizadas, tomando en cuenta su variabilidad espacial es el método de estimación conocido como **Kriging**.

4.8. MÉTODO KRIGING

Etimológicamente la palabra Kriging procede del nombre de un geólogo sudafricano, D.G. Krige, cuyo trabajo sobre la estimación de reservas de oro de los depósitos de Witwatersrand (1951) suele considerarse como el precursor del método.⁽⁴⁵⁾

El Kriging es un método que 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 sobre un volumen se habla de Kriging por bloques.

El Kriging es un estimador lineal que utiliza como criterio la minimización de la varianza en la estimación. En otras palabras este método permite obtener la estimación de valores desconocidos $Z(X_0)$ en un punto (X_0) , como una combinación lineal de valores medidos $Z(X_i)$ en los puntos de observación (X_i) , así como la varianza del error de estimación. En la literatura suele decirse que el método de Kriging es un indicador BLUE, que corresponde a las iniciales de “Best Linear Unbiased Estimator” (Mejor Estimador Lineal Insesgado), en el sentido de que el error de estimación es mínimo.^(45, 47)

El desarrollo de las ecuaciones del Kriging ordinario asumen lo siguiente:

Estimación lineal.

$$Z^* = \sum_{i=1}^n \lambda_i * Z_i$$

(Ecu. 4.16)

Donde:

Z^* : Valor estimado de la variable regionalizada.

λ_i : Coeficientes de ponderación o de Kriging.

Z : Valores observados de la variable regionalizada.

Estimación insesgada o sesgo nulo:

$$E(Z^*) = E(Z), \text{ es decir } \sum_{i=1}^n \lambda_i = 1$$

(Ecu. 4.17)

Varianza del error mínima:

$$\text{Var}(Z^* - Z) = E[(Z^* - Z)^2] \text{ sea mínima}$$

(Ecu. 4.18)

El Kriging ordinario es un interpolador exacto (ya que honra los datos conocidos), por lo que sus ecuaciones no dependen de los valores medidos de las variables, sino solamente de sus posiciones y del semivariograma. En particular, la varianza del error de estimación sólo depende del semivariograma y de los coeficientes de ponderación (λ), solución de las ecuaciones de Kriging y por tanto, independiente de los valores medidos.⁽⁴⁵⁾

En la práctica existen muchas variables (propiedades) cuya definición carece de sentido a nivel puntual, por ejemplo la porosidad de un material. En Ingeniería de yacimientos, la mayoría de las variables características son de este tipo, es decir, son variables en las que no se puede o no tiene mucho sentido físico hablar de valores puntuales y de forma más o menos explícita se requiere especificar un volumen asociado a la variable. En estos casos se utiliza el Kriging por bloques, que es una estimación del valor promedio de una variable sobre un dominio (bloque) a partir de medidas puntuales o promediadas de la misma.

Las ecuaciones del Kriging ordinario por bloques son similares a las del Kriging ordinario puntual, con la diferencia que las primeras aplican a un volumen.

4.9.1. APLICACIÓN DE TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS AL MODELO PETROFÍSICO.

El área O-16 es la zona con mayor tiempo de exploración y explotación de toda la Faja Petrolífera del Orinoco, pese a esto, ha tenido un desarrollo de explotación “experimental” lo que la ha calificado como un laboratorio de campo, razón por la cual actualmente se ha comenzado una serie de estudios (entre los que se encuentra la caracterización del yacimiento) que permitan planificar y analizar diferentes escenarios aplicando diferentes tecnologías.

Como consecuencia de lo anterior se tiene un escenario de falta de datos a diferentes escalas (núcleo, registro, presiones y sísmica), con lo cual, la interpretación petrofísica actual (apenas el segundo modelo realizado por el departamento de Estudios Integrados) no está extendida a toda el área O-16 contándose sólo con los valores de los pozos para en función de esto, realizar una estimación de la distribución areal de seis propiedades petrofísicas considerando la continuidad espacial de los ambientes de sedimentación en cada una de las nueve unidades definidas por el modelo sedimentológico provisto por INTEVEP. Los mapas que se disponen actualmente son como los que se muestra en la figura 4.13.

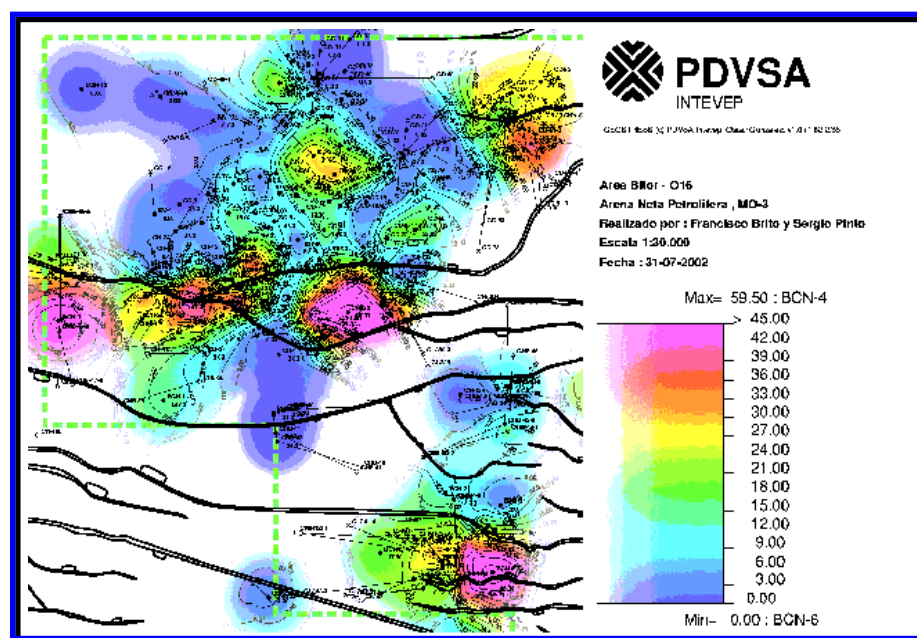


Figura 4.13. Mapa de Tendencias ANP de la unidad MO3

La aplicación de esta tecnología de estimación brindará a próximos estudios un modelo que será fácilmente utilizable para los geólogos, geofísicos e ingenieros de yacimientos, ya que éste amarrará las características de la distribución de sus propiedades de manera concordante a la geometría del yacimiento. Dicho modelo se utilizará para simular la producción de bitumen, tiempo de irrupción, comportamiento de presiones, etc.. y generar pronósticos más confiables.

embargo, también se presentarán, en forma tabular, todos los resultados finales.

Petrofísico para la descripción del área.

La metodología en este caso fue la obtención de un valor promedio de los valores petrofísicos de la ANP por pozo y en cada una de las unidades con la cual se realizó la ponderación de la porosidad, permeabilidad, saturación de agua inicial y arcillosidad para cada uno de los pozos pertenecientes al área O-16 con evaluación petrofísica.

Para este trabajo fue necesario definir los límites geográficos del área O-16, bajo estudio y se muestran en la figura 4.14.

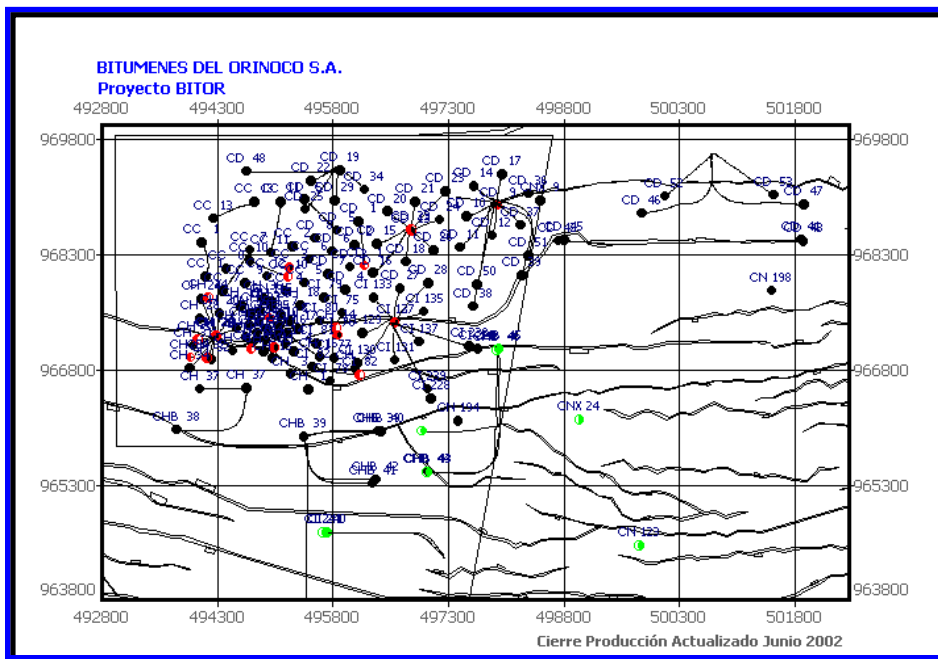


Figura 4.14. Límites utilizados para amarrar la información petrofísica disponible.

Para cuantificar e identificar los pozos ubicados dentro del área enmarcada, se compararon las coordenadas de superficie de todos los pozos del área de Bitor con las coordenadas que definen el área O16. Mediante un filtrado de estos datos en una hoja EXCEL, se utilizó la siguiente restricción:

$$492800 \text{ m} < X_{\text{coord.}} < 502500 \text{ m.}$$

$$963800 \text{ m} < Y_{\text{coord.}} < 970000 \text{ m.}$$

Resultando un total de 159 pozos de los cuales 11 no tenían evaluación petrofísica, es decir, se contó con un total de 148 pozos ubicados dentro del área determinada anteriormente.

En el área O-16 se tienen pozos verticales, horizontales y “reentry” los cuales poseen información petrofísica, por lo cual se hizo necesario especificar la coordenada en el espacio de cada uno de los datos, ya que para el estudio geoestadístico es de suma importancia al momento de realizar las estimaciones en cada una de las unidades.

Para visualizar el Mapa Base se le introdujeron las coordenadas de los vértices del área O-16, tanto en “Oil Field Manager” (OFM) como en “Geoestatistical Environmental Assesment Software” (GeoEAS).

El paso siguiente fue agruparla y cargarla en los formatos requeridos por OFM, Gslib y GeoEAS. En el caso de OFM el personal de Geoquest-Chuao fue el encargado de introducirlo en la infraestructura informática del proyecto BITOR.

Los programas geoestadísticos estudiados inicialmente en el período de inducción a los software fueron GeoEAS y Gslib, los cuales son programas de dominio público y poseen un conjunto de herramientas para realizar análisis geoestadísticos de las propiedades en cuestión. Sin embargo, el programa que fue mayormente utilizado para la aplicación de las técnicas geoestadísticas fue el GeoEAS debido a la facilidad y rapidez de manipulación (ver Figura 4.15.). En este sentido es importante destacar que la diferencia entre uno y otro software se encuentra enmarcada básicamente en el algoritmo matemático que utiliza cada uno en la solución del sistema de ecuaciones planteado en la estimación de cada una de las celdas que componen el mallado propuesto.

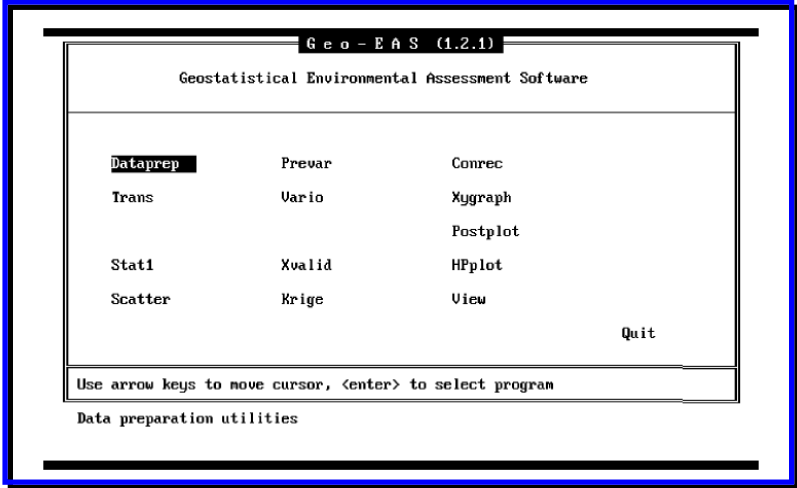


Figura 4.15. Opciones disponibles en el Programa GeoEAS (Fuente: Programa GeoEAS)

Por esta razón, fue necesario procesar y ordenar la información para obtener el archivo requerido para realizar la asignación geoestadística de las propiedades. El formato que los paquetes geoestadísticos requieren es un formato “DAT” y la estructura del archivo se presenta en la figura 4.16.

[illegible]

Figura 4.16. Formato de los datos para los paquetes geoestadísticos

Donde la línea uno (1) es utilizada para describir comentarios, tales como el nombre de la arena, del yacimiento en estudio, la línea dos (2) el número de variables que serán analizadas, desde la línea tres (3) hasta la línea quince (15) son reservadas para indicar el nombre de las variables y a partir de la línea dieciséis (16) se describe la matriz de datos. Es importante indicar que en el archivo de datos se encuentran las propiedades petrofísicas

ponderadas por ANP y ANT, adicionalmente se colocó entre comillas en la última columna de la matriz de datos el nombre del pozo al que pertenecen dichas propiedades.

Para representar un valor desconocido se insertó el valor de 1.0E31. Como se observa en el ejemplo, este archivo tiene un formato libre; entre columnas se representan los valores de las distintas propiedades petrofísicas a analizar y en las filas toda la interpretación perteneciente a un mismo pozo.

Además se prestó apoyo al equipo de Estudios Integrados de INTEVEP en la introducción de la interpretación geológica y petrofísica del Miembro Morichal en la Plataforma IRAP-RMS de ROXAR⁽³⁸⁾, donde se afrontaron y resolvieron innumerables inconvenientes intrínsecos al proceso de introducción y depuración de la data. Este trabajo realizado es un procedimiento netamente metódico y se refiere al lector al manual en donde se encuentra descrito dicho procedimiento y se definen cada uno de los términos asociados a dicho trabajo de modelación.

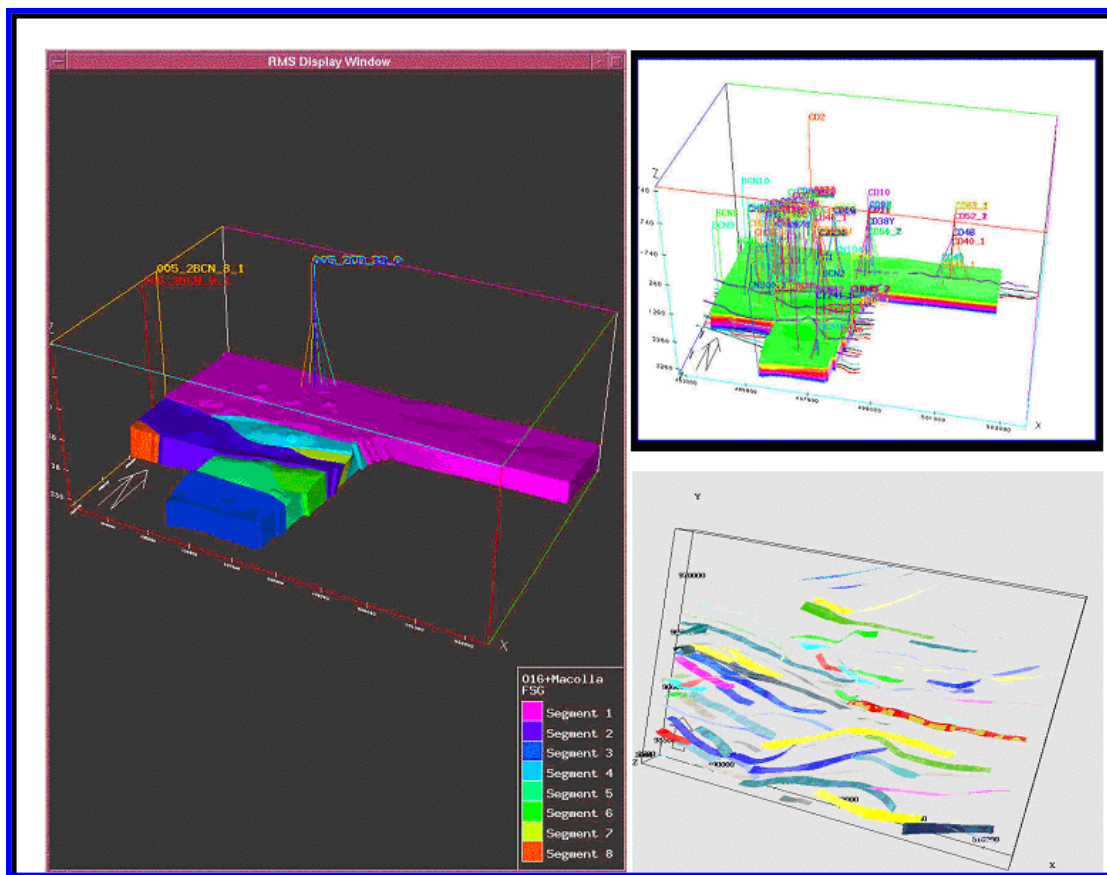


Figura 4.17. Interpretación del Modelo Geológico del Miembro Morichal, área O-16 asignada a BITOR.

En la figura 4.17 se observa las trayectorias de los pozos de toda el área O-16, cuyos pozos llevan intrínseca su respectiva interpretación petrofísica como registros discretos (pie a pie) y también los registros no-discretos con la interpretación de las cuatro Facies geológicas interpretadas. También se aprecian las superficies interpretadas (horizontes) con sus respectivos planos de fallas.

4.9.2. Exploración de la data petrofísica disponible.

En las unidades existe predominancia de la Facies de cinturón de canales, la cual es la que posee mejor calidad de roca, luego le siguen en términos de calidad: los abanicos y diques, las barras de desembocadura (que sólo están presentes en MO1, MO2 y MO3) y por último las planicies de inundación.

Para poder utilizar esta herramienta además de conocer en términos estadísticos la data también es importante conocer muy bien el ambiente sedimentario predominante en cada unidad. En este caso las unidades más someras son de ambiente deltaico (desde la MO1 hasta la MO3); una zona de transición (MO4 hasta la MO6) y las más profundas son de ambientes fluviales (desde la MO7 hasta la MO9). Esto imprime un desafío en la creación del modelo geológico bajo estas condiciones ya que la variabilidad de los parámetros petrofísicos va intrínseca a estos tipos de ambientes.

Se desarrolló a través de un conjunto de técnicas estadísticas el análisis exploratorio de los datos de las propiedades petrofísicas del yacimiento, considerados para cada una de las unidades existentes en el área O-16 de BITOR.

4.9.2.1. Histogramas

Se inspeccionaron las estadísticas tradicionales más importantes en cada uno de las seis propiedades petrofísicas de las nueve arenas en estudio, realizando un total de 54 histogramas de frecuencia absoluta y 54 de frecuencia acumulada. Con esto se verificó si los datos disponibles eran coherentes o si existían anomalías, y se determinó la distribución estadística de las propiedades petrofísicas presentes en las arenas. En esta inspección se utilizó la sub-rutina **STAT1** (ver Figura 4.18.), la cual se encuentra en la aplicación

GeoEAS, obteniéndose las estadísticas descriptivas tales como: media, varianza, desviación estándar, coeficiente de variación, coeficiente de sesgadura, “kurtosis” y medidas de localización (mínimo, máximo y cuartiles).

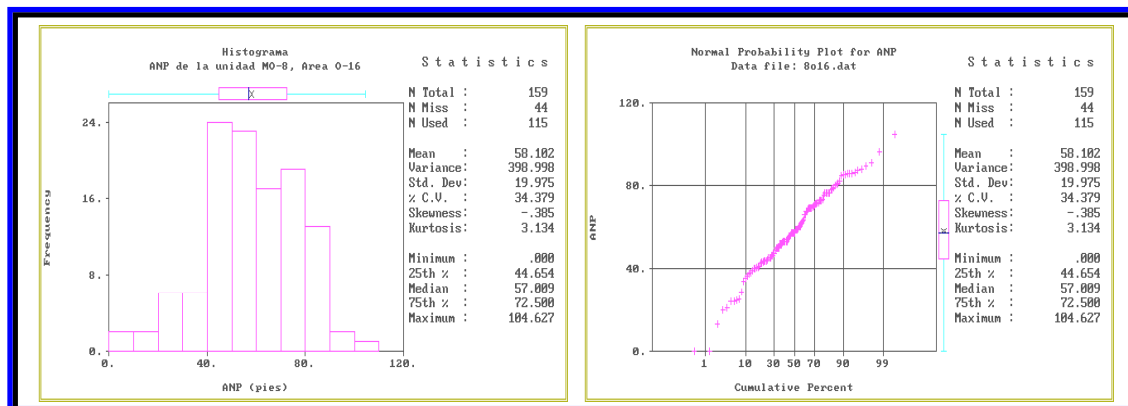


Figura 4.18. Histogramas de frecuencia absoluta y frecuencia acumulada de los datos de ANP en la unidad MO8

A través de estos histogramas se pudo observar que los datos no son altamente sesgados, lo cual permite mostrar todo el espectro de valores de un parámetro en un solo histograma sin necesidad de cambiar a una escala logarítmica. Los histogramas visualizados permitieron obtener los siguientes comentarios:

El comportamiento de los histogramas de ANP y ANT indican que para las primeras cuatro unidades la mayores frecuencias de ocurrencia son hacia los valores más bajos del rango, es decir, poseen una sesgadura positiva mientras que para el resto de las unidades se presenta una distribución con simetría bien definida.

Los histogramas de porosidad todos mostraron una distribución simétrica casi perfecta, en todas las unidades, a pesar de la existencia de diferentes ambientes de sedimentación.

En el caso de los histogramas de permeabilidad, se observó que las unidades deltaicas mostraron comportamientos de sesgadura positivos. Las unidades restantes indicaron un comportamiento simétrico.

Los histogramas de saturación de agua inicial de las unidades deltaicas poseen sesgadura negativa, en las unidades transicionales existe simetría en la distribución de la data mientras que las unidades fluviales poseen sesgadura positiva.

En los histogramas de arcillosidad se observó simetría de esta distribución en todas las unidades, solo que las unidades deltaicas poseen mayor rango de variabilidad y menor agudeza de la distribución en comparación al resto (menor Kurtosis)

4.9.2.2. Gráficos de Distribución Areal

Se inspeccionó la distribución areal de los datos a través de mapas de localizaciones, realizando 54 mapas. Para realizar los mapas de la distribución de los datos se utilizó la rutina **locmap**, que se encuentra en el programa GSLIB (ver fig 4.19).

La información sísmica disponible no se puede utilizar para generar estimados geoestadísticos a través de la opción del Kriging con influencia externa ya que solo se dispone de una sísmica 2D al sur del área O-16.

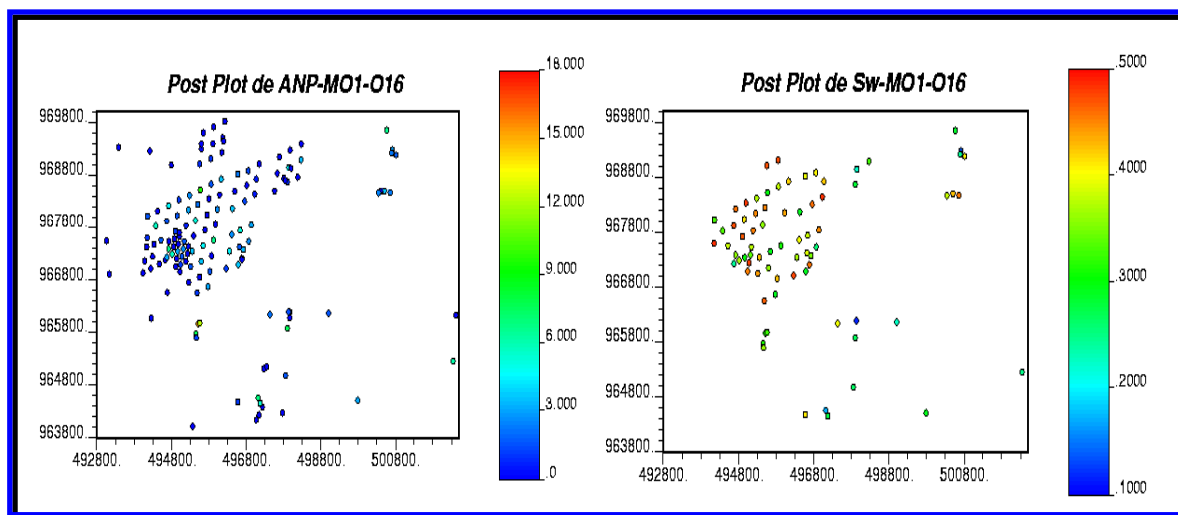


Figura 4.19. Mapa de localización de los datos de ANP en la unidad MO8

En forma general, se observó en todos los mapas una buena distribución de la data dentro del área O-16; sin embargo, puntos de control fuera de esas áreas son escasos lo que limita las estimaciones de los parámetros petrofísicos hacia esas zonas. Esto hace evidente la

recomendación de adquirir algún otro tipo de información tal como la de atributos sísmicos para amarrar a ese comportamiento la data actual y afinar el modelo hacia esas zonas sin información.

No todos los pozos atraviesan las nueve unidades trayendo como consecuencia una disminución de la cantidad de información a medida que se profundiza en la formación. Una de las causas de esta situación es la existencia de pozos desviados, horizontales y reentrys que no llegan hasta la arena más profunda (MO9). Otras de las causas es la discontinuidad de las arenas ya que existe gran cantidad de pozos que, atravesando una unidad específica, su interpretación geológica-petrofísica indica que la arena neta petrolífera es igual a cero o muy pequeña, por lo que en ese punto se considera que existe un paquete lutítico o simplemente no existe continuidad de esa unidad. Esta información corrobora el ambiente de sedimentación deltaico asociado a este tipo de comportamiento. Este grado de discontinuidad hace que disminuyan, en gran porcentaje para estas arenas someras, la cantidad de datos disponibles (ver Figura 4.20), ya que los mismos representan la media de la distribución de los valores de las propiedades petrofísicas contenido dentro del espesor de arena neta petrolífera de cada uno de los pozos.

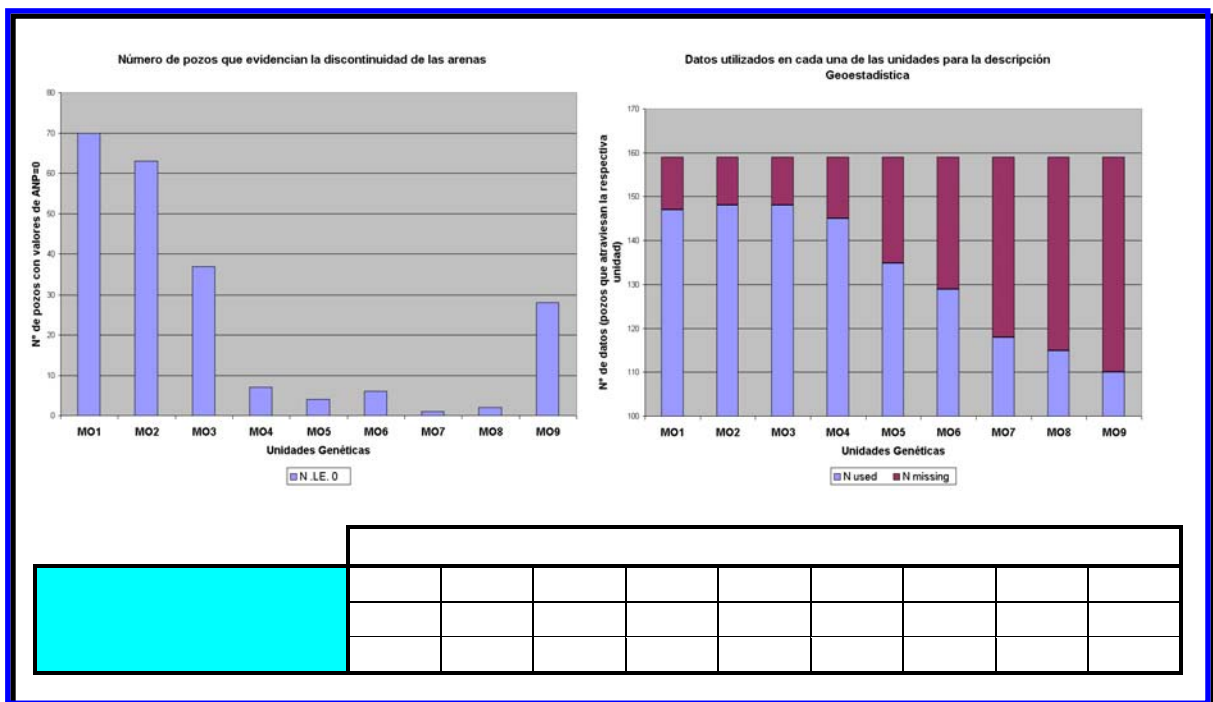


Figura 4.20. Histogramas de la distribución de la data por unidad

4.9.2.3. Análisis estadístico de la data petrofísica disponible.

4.9.2.3.1. Arena Neta Total

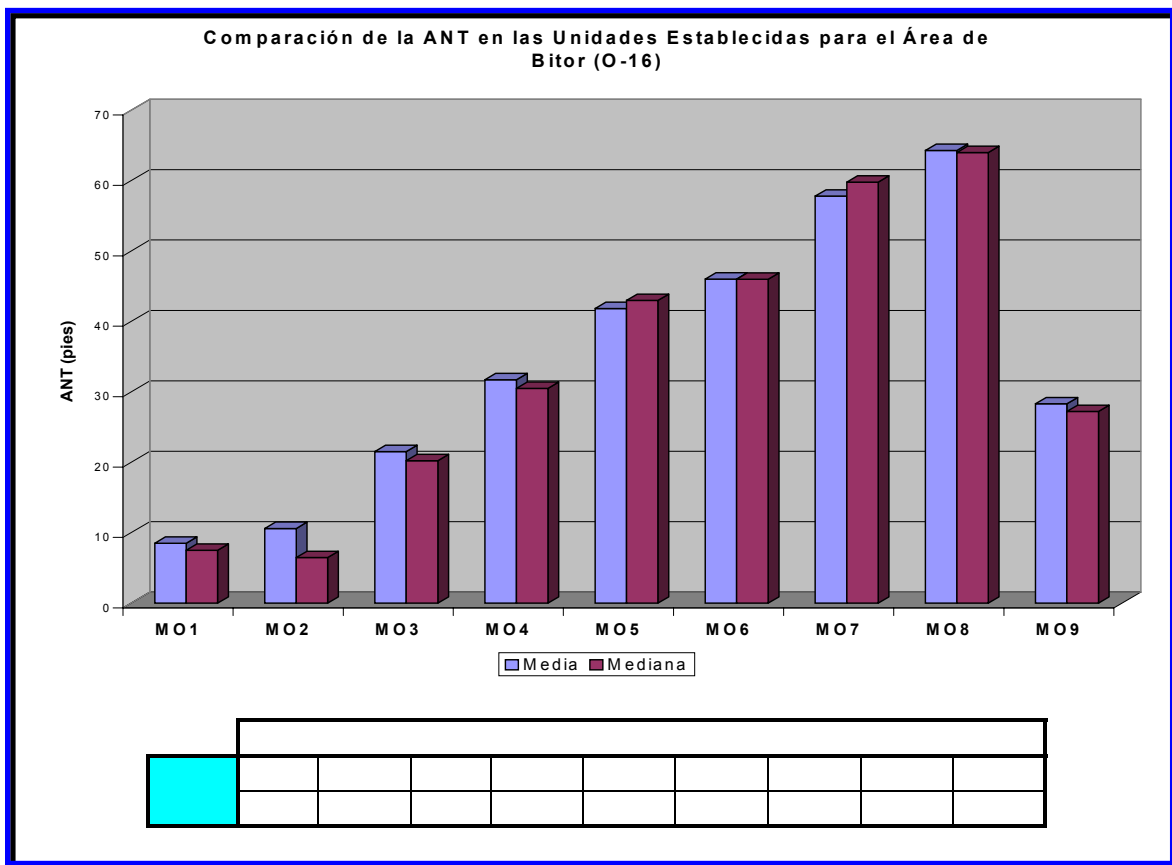


Figura 4.21. Histograma de medidas centrales de ANT por cada unidad.

En el caso de la comparación de la ANT, se observa un incremento de este parámetro de la unidad MO1 hasta la unidad MO8 (ver Figura 4.21). También se observa que en la mayoría de las unidades la media es mayor a la mediana (excluyendo las unidades MO5, MO6 y MO7) lo que indica que la mayor frecuencia de ocurrencia de estos valores tienden hacia los valores más bajos que se encuentran dentro del rango de variabilidad establecidos en su respectivo conjunto de datos.

En la figura 4.22 se tiene un “Scatter plot” realizado a dos unidades. En los cuales se observa que la relación entre la ANP y la ANT es mas uniforme hacia las unidades fluviales (MO8), mientras que para las unidades deltaicas existe menor correlación entre estas

variables esto puede ser atribuible al alto grado de discontinuidad existente en estas unidades deltaicas y a las diferentes Facies presentes en la misma.

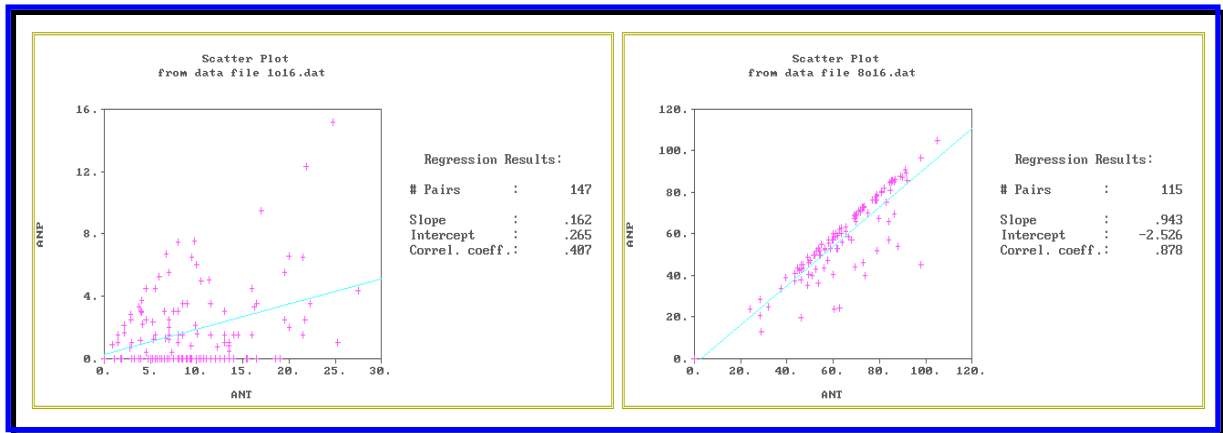


Figura 4.22. "Scatter Plot" de ANP vs ANT, de una unidad deltaica MO1 y de una unidad fluvial MO8.

4.9.2.3.2. Arena Neta Petrolífera

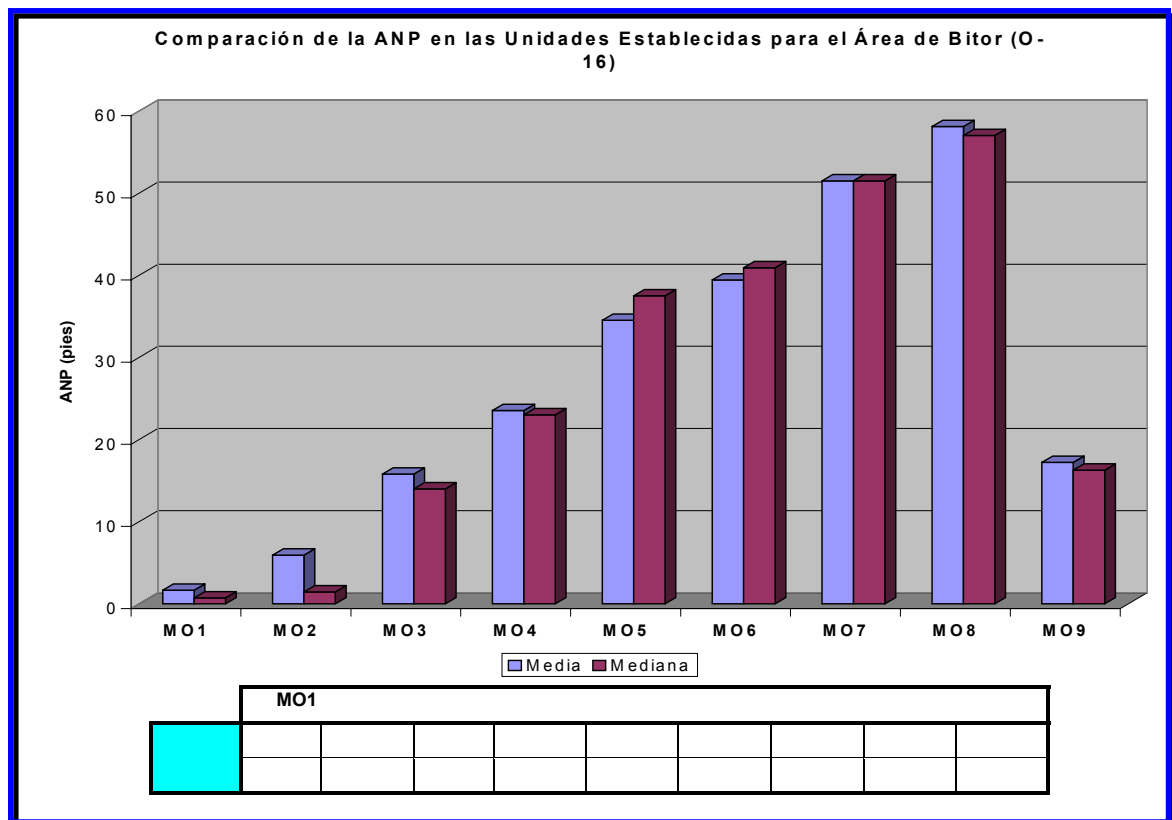


Figura 4.23. Histograma de medidas centrales de ANP por cada unidad.

En la Figura 4.23 se verifica lo delgado que son las tres unidades más someras en comparación con el resto. De aquí también se deduce la importancia económica que tienen las unidades MO7 y MO8, que aunado a la alta coalescencia existente entre las unidades más profundas ha hecho relativamente sencillo el proceso de explotación del campo. Sin embargo hay que tener en cuenta la cantidad de reservas que aún pudieran estar concentradas en esas zonas y por ello la razón de ser de este estudio. Se tiene una tendencia al incremento desde la unidad MO-1 a MO-8, debido a los diferentes ambientes de depositación desde el tope del Miembro Morichal, siendo un ambiente deltaico desde MO-1 a MO-3, un ambiente transicional desde MO-4 a MO-6 y un ambiente fluvial desde MO-7 a MO-9.

En los “Scatter Plot” mostrados en la figura 4.24, se observa que las unidades deltaicas son pobres en lo referente a capacidad de flujo ($K \cdot h$) en comparación con las unidades basales o fluviales. También se puede intuir gracias a los puntos fuera del comportamiento general que existe presencia de cuerpos con diferentes propiedades de flujo en las unidades.

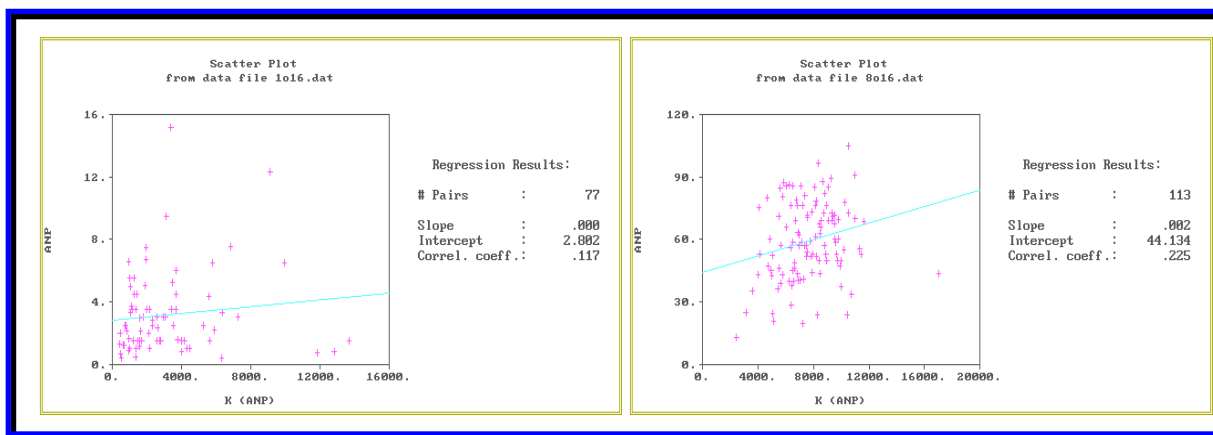


Figura 4.24. “Scatter Plot” de ANP vs K, de una unidad deltaica MO1 y de una unidad fluvial MO8.

4.9.2.3.3. Porosidad

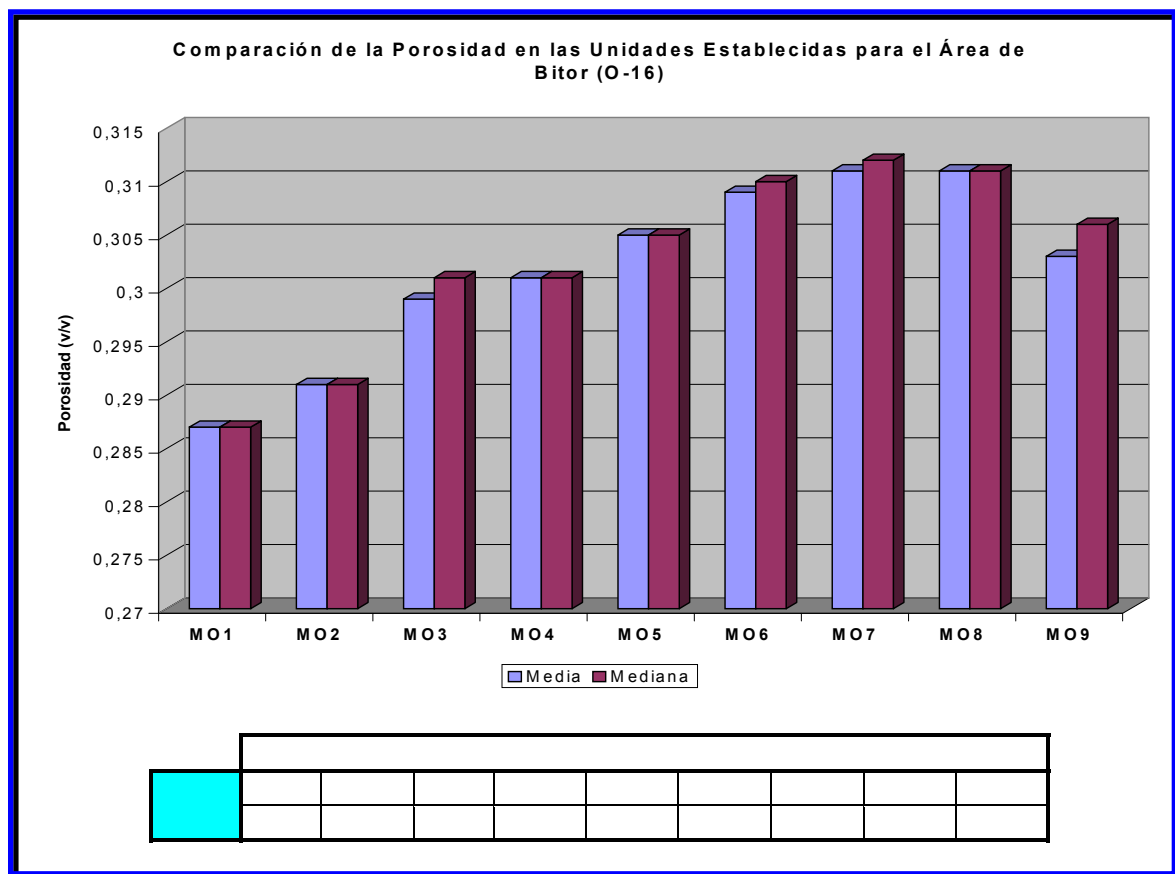


Figura 4.25. Histograma de medidas centrales de porosidad por cada unidad.

Este comportamiento incremental del tope a la base del Miembro Morichal se debe básicamente a los ambientes de sedimentación (ver Figura 4.25). Hacia el tope se tiene un ambiente deltaico, el cual posee mayor cantidad de arcillas que disminuyen la porosidad de la arena. En la etapa transicional se tiene un ambiente deltaico-fluvial que incrementa sus valores y hacia la base un ambiente fluvial caracterizado por canales entrelazados que aumenta el espacio poroso.

En la figura 4.26, se tiene una comparación de las unidades deltaicas con las unidades fluviales en lo referente a la capacidad de almacenamiento de los fluidos. En este sentido se tiene que si bien es cierto existe mayor variabilidad de porosidad en las unidades MO1 los ordenes de magnitud de la propiedad de porosidad para ambos tipos de ambiente es semejante (aunque no igual) esto puede ser causado por el carácter no consolidado de la

arena. La uniformidad de la porosidad para las unidades fluviales esta influenciada por el alto grado de energía asociado y la presión de sobrecarga.

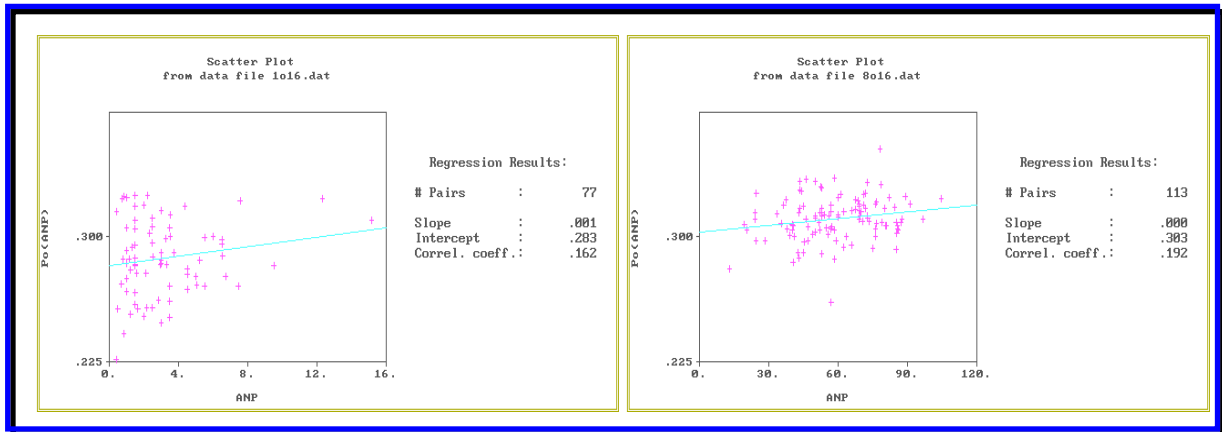


Figura 4.26. "Scatter Plot" de Porosidad vs ANP, de una unidad deltaica MO1 y de una unidad fluvial MO8.

4.9.2.3.4. Permeabilidad

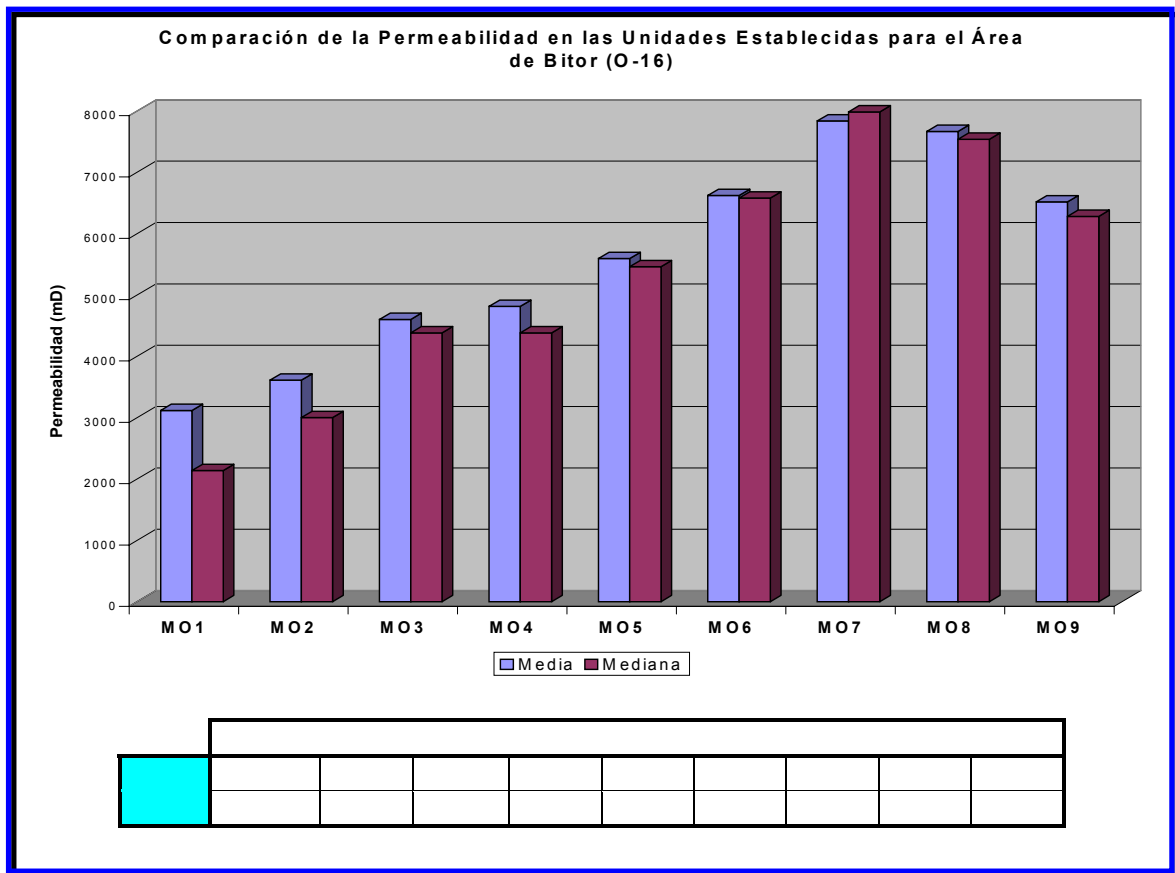


Figura 4.27. Histograma de medidas centrales de permeabilidad por cada unidad.

Mientras menor es la cantidad de arcillas mayor es el tamaño de las arenas razón por la cual existen grandes valores de permeabilidad en la zona sobre todo en las unidades basales. Esto refleja gran cantidad de energía al momento de la depositación.

La capa que tiene mayor facilidad de flujo es la unidad MO7 tal y como se aprecia en la figura 4.27. El comportamiento es muy similar a la distribución que presentó la porosidad en todas las unidades (ver Figura 4.28), iniciando con un incremento progresivo de la permeabilidad hasta llegar a la unidad MO7 y luego un descenso de este parámetro hasta la unidad MO-9. Es importante indicar que este comportamiento lleva intrínseco una tendencia hacia los menores valores que se presentan en cada uno de los rangos de valores presentados en cada una de las unidades que conforman el miembro Morichal. El comportamiento de distribución de esta propiedad por unidad es similar al de la porosidad. Estos valores son altos debido al carácter no consolidado de las arenas y sus distintos ambientes de sedimentación.

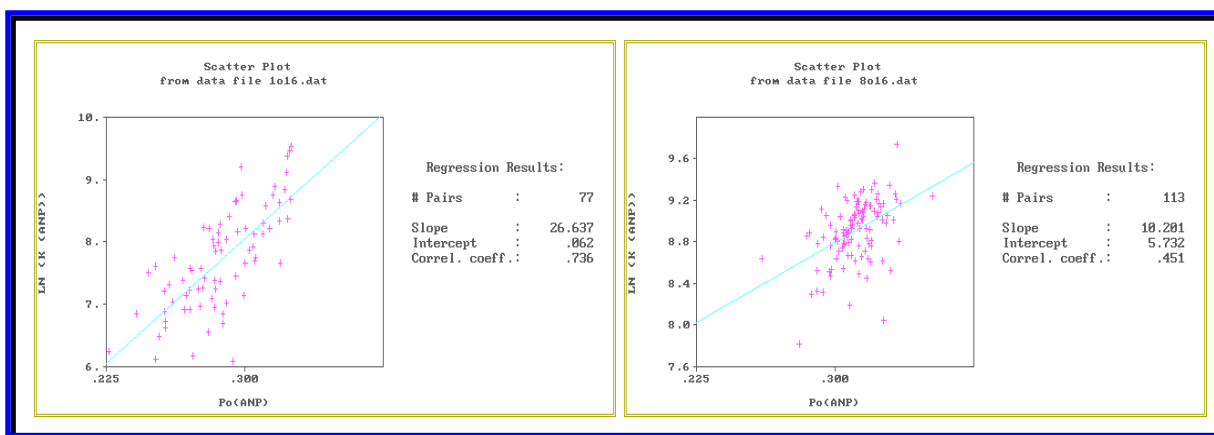


Figura 4.28. "Scatter Plot" de $\ln K$ vs porosidad, de una unidad deltaica MO1 y de una unidad fluvial MO8.

4.9.2.3.5. Saturación de agua inicial

Las saturaciones de agua en las arenas superiores pudieran estar enmascaradas por ser arenas arcillosas.

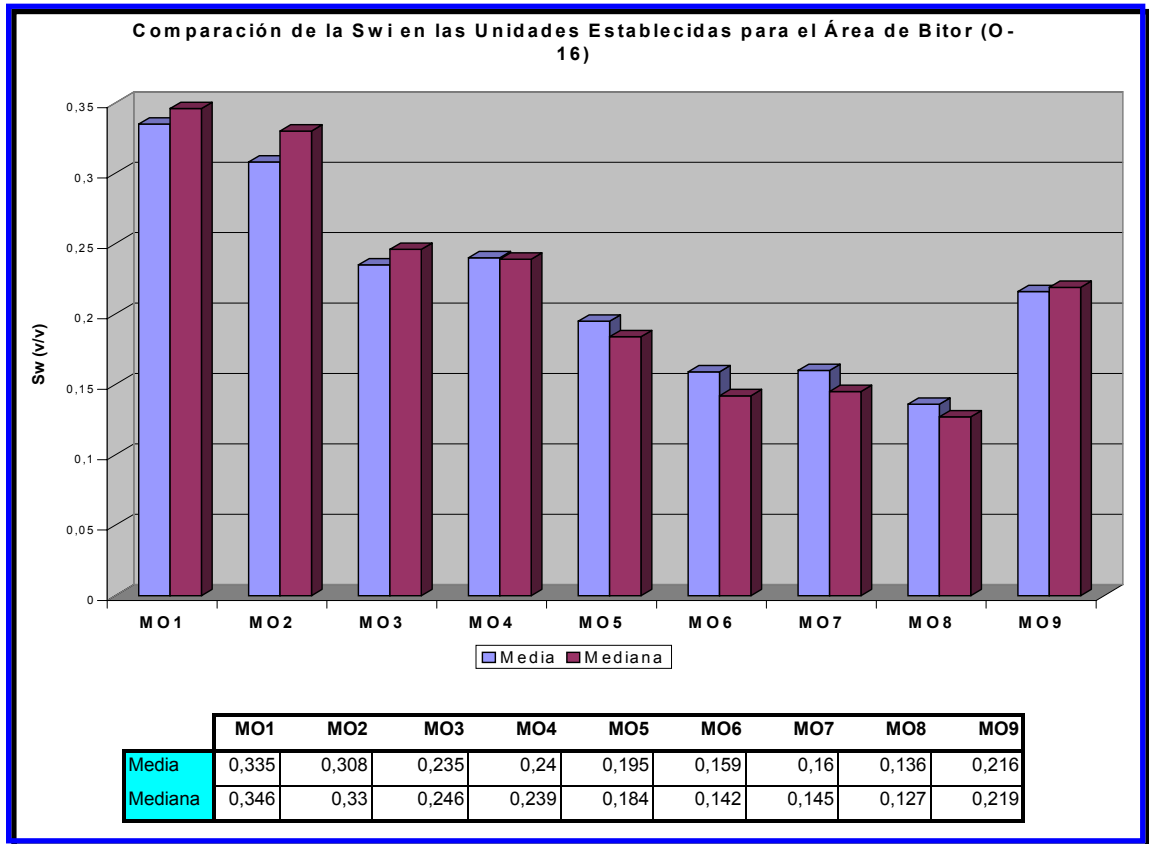


Figura 4.29. Histograma de medidas centrales de Swi por cada unidad.

En cuanto a la saturación de agua inicial los mayores valores se encuentran en las unidades más someras teniendo una disminución progresiva hasta alcanzar un mínimo en la unidad MO8 continuando luego con un pequeño incremento hasta la unidad MO9 (ver Figura 4.29). Es importante indicar que en el caso de las tres primeras unidades y la MO9, la mediana es mayor a la media lo que indica una mayor factibilidad de encontrar los mayores valores que se encuentran en el rango de los datos de Swi, sin embargo la alta arcillosidad en estas arenas pudieran estar enmascarando el valor real de esta propiedad.

Tomando en cuenta que en cada unidad existen diferentes Swi se proponen diferentes curvas de permeabilidades relativas, ya que esto implica que todas las arenas son distintas, esto debe verificarse a través de los análisis especiales de núcleos.

4.9.2.3.6. Arcillosidad

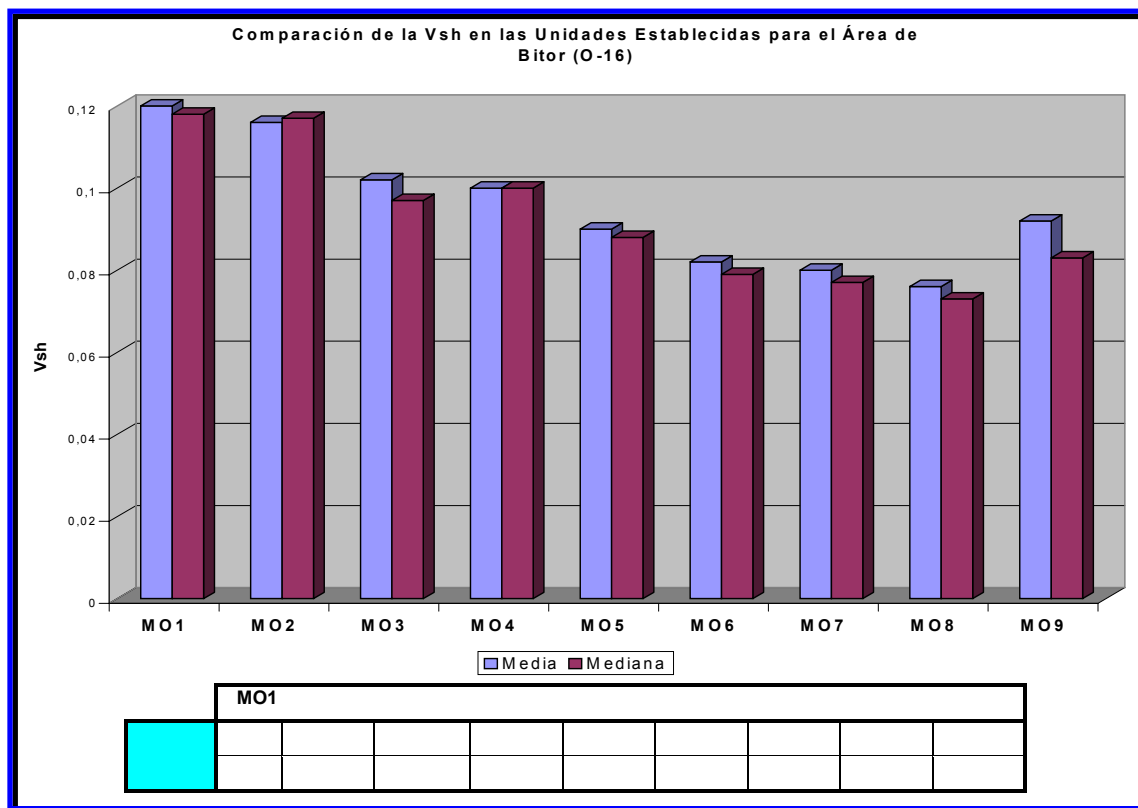


Figura 4.30. Histograma de medidas centrales de Vsh por cada unidad.

Un parámetro que es sumamente importante a la hora de perforar es la arcillosidad presente en cada una de las unidades. Razón por la cual se presenta su comportamiento central en la figura 4.30 de donde se obtiene que el mínimo valor que se puede encontrar en el miembro Morichal está expresado en la unidad MO8. Por otro lado, existen altos riesgos cuando se realiza una perforación en las unidades someras ya que precisamente allí existen los valores más altos de arcillosidad. Esto también verifica la presencia en mayor proporción de la Facies de planicies de inundación hacia estas unidades.

Observando que las unidades más profundas tienen valores de ANP que tienden a igualar los valores de ANT, y además el comportamiento decreciente de la arcillosidad en estas unidades, hace pensar en la coalescencia existente entre estas unidades lo que es un factor importante para el análisis de la producción de agua, pues el ascenso de dicho fluido hacia las unidades superiores no ha tenido obstáculo aparente durante todo el período productivo

del campo, tal y como lo refleja el comportamiento de producción de los pozos. Lógicamente este comentario es teniendo en cuenta la mayor movilidad del agua con relación al bitumen.

4.9.3. Modelado de Variogramas

En la naturaleza, todos los procesos se desarrollan en un contexto espacial, determinados por la interacción de múltiples factores medioambientales. Como resultado de esta interacción, los sistemas siguen patrones espaciales de distribución, que varían según la escala de la observación. Por lo que para evaluar dichas conductas en cada variable regionalizada es necesario el cálculo y modelaje de los variogramas para establecer la posible correlación espacial existente entre los datos y la posible anisotropía de tal variable.

Los modelos estocásticos toman en cuenta la aleatoriedad de las variaciones de las propiedades y la incertidumbre asociada a su distribución espacial. La herramienta geoestadística que permite medir esta aleatoriedad espacial es el variograma. Este representa, mediante un modelo definido, la tendencia espacial de las propiedades.

Los modelos de variogramas que se construyeron fueron los correspondientes a los parámetros ANT, ANP, porosidad, permeabilidad, Swi y arcillosidad en cada una de las nueve unidades del área O-16, realizando un total de 54 modelos.

El cálculo, la interpretación y el modelaje de variogramas es el plato fuerte de la geoestadística. El modelo de variograma que se interprete de la estructura de correlación espacial de un conjunto de datos controlará la manera en que el estimador de Kriging le asigne los pesos a las muestras durante la interpolación y consecuentemente controlará la calidad de los estimados de cada parámetro.

Los análisis de variograma sirven para cuantificar la calidad de las representaciones de un estimado en un punto tomando en cuenta la distancia y la dirección. Es importante indicar que el modelaje de variograma no es una actividad directa ya que se deben realizar innumerables sensibilidades de ensayo y error hasta encontrar el mejor modelo.

En esta fase del trabajo, el procedimiento incluyó el estudio de la continuidad areal de las propiedades promedios, donde se determinaron los posibles parámetros de anisotropía de los atributos estudiados en cada arena. Factores como las direcciones de mayor y menor continuidad así como aquellos parámetros asociados a los modelos de variograma.

En el modelaje en sí de variogramas, se utilizó el programa GeoEAS, en el cual se encuentra una subrutina llamada **PREVAR** que genera los archivos “PCF” a partir de los archivos “DAT”. Los archivos “PCF” generados con el programa **PREVAR** contiene todas las parejas de puntos, su distancia y su dirección, también los límites máximo y mínimo en los valores de las coordenadas de los datos. Se observó que el máximo número de pares posibles en la data no excediera las limitaciones del programa.

En el programa **VARIO**, que también es una subrutina de GeoEAS, se calcularon y desplegaron los variogramas experimentales utilizando los archivos “PCF” generados previamente. Este programa también sirvió para determinar y establecer los parámetros de tolerancia y las distancias de separación a utilizar en el análisis direccional logrando estimar y generar los modelos teóricos de variogramas con los parámetros de los cuales dependen: efecto pepita, tipo de modelo, meseta relativa, rangos y números de patrones de conducta. Una vez estimado cada uno de los modelos, se les realizó una validación cruzada (la cual se explica más adelante) con el fin de verificar y/o afinar la selección de los mismos.

Sin embargo para llegar al modelaje de cada una de las 54 propiedades, fue necesario realizar innumerables ensayos de los parámetros que intervienen en el cálculo del variograma experimental.

4.9.3.1. Selección del tipo de estimador

Para el estudio de la continuidad areal inicialmente se procedió a generar los llamados variogramas omnidireccionales o variogramas “promedio” los cuales permiten visualizar el comportamiento general de toda la data disponible para cada propiedad petrofísica en cada unidad (tolerancia angular de 90° y un máximo ancho de banda correspondiente a la mitad de la máxima distancia de separación existente entre los pozos en la dirección de 90°, y que fue de 3100 mts.). Esta tarea ayuda a elegir el tipo de estimador que permita modelar mejor la variabilidad areal de cada parámetro y que posteriormente facilite la interpretación de las conductas espaciales al realizar cada uno de los variogramas direccionales (ver Fig. 4.31). El programa utilizado permitió hacer este análisis para cuatro tipos de estimadores:

- Variograma tradicional
- Variograma relativo
- Madograma
- Covarianza invertida (InvCov)

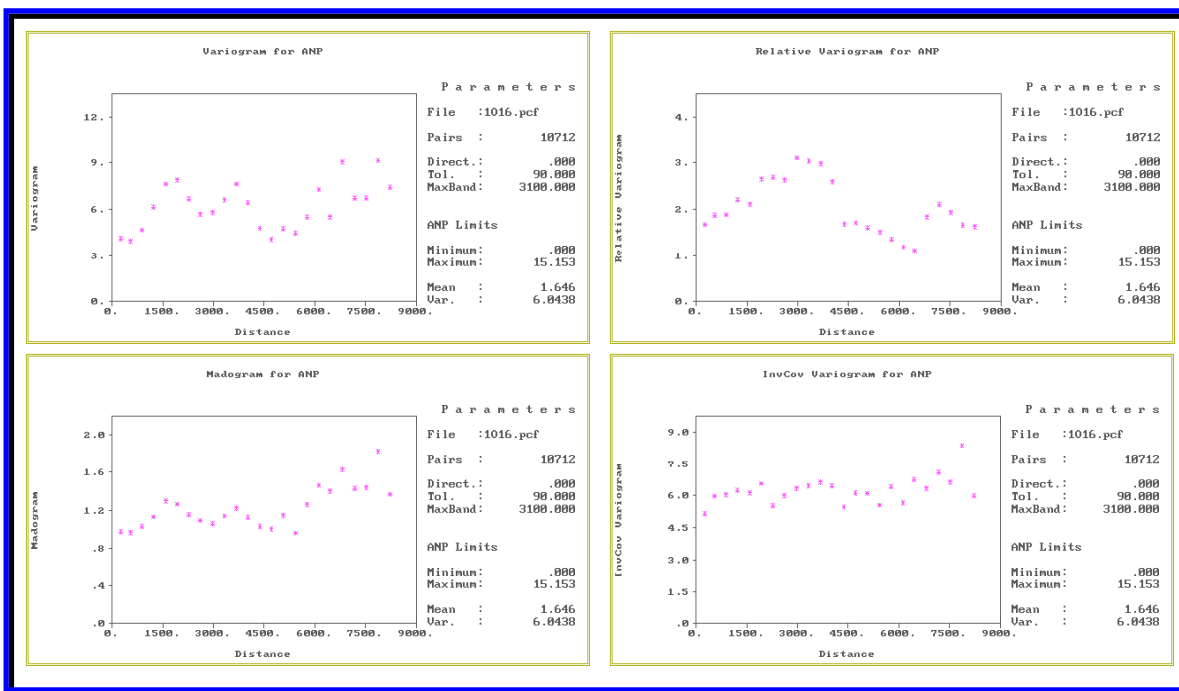


Fig. 4.31. Diferentes tipos de estimadores omnidireccionales con una separación inicial de 350 m. para la ANP de la unidad MO1.

Para este tipo de estudio omnidireccional, se realizaron sensibilidades en función de distintas separaciones iniciales (lags) para cada una de las propiedades petrofísicas. En este sentido los variogramas tradicionales y variogramas relativos presentaron un comportamiento aceptable (en comparación a los otros dos) para todas las propiedades petrofísicas (separaciones de 200, 350, 500, 700). Sin embargo por criterio de uniformidad para estos análisis variográficos se consideró sólo tomar en cuenta el variograma tradicional.

4.9.3.2. Selección de los parámetros de tolerancia

El máximo de banda fue escogido en función de seleccionar los puntos que se encuentren cercanos a la dirección que se esté analizando (ver Fig. 4.32). Esto también contribuyó al refinamiento del análisis direccional ya que disminuyó la posibilidad de incluir tendencias que pudieran estar erróneas debido a la separación entre esos puntos.

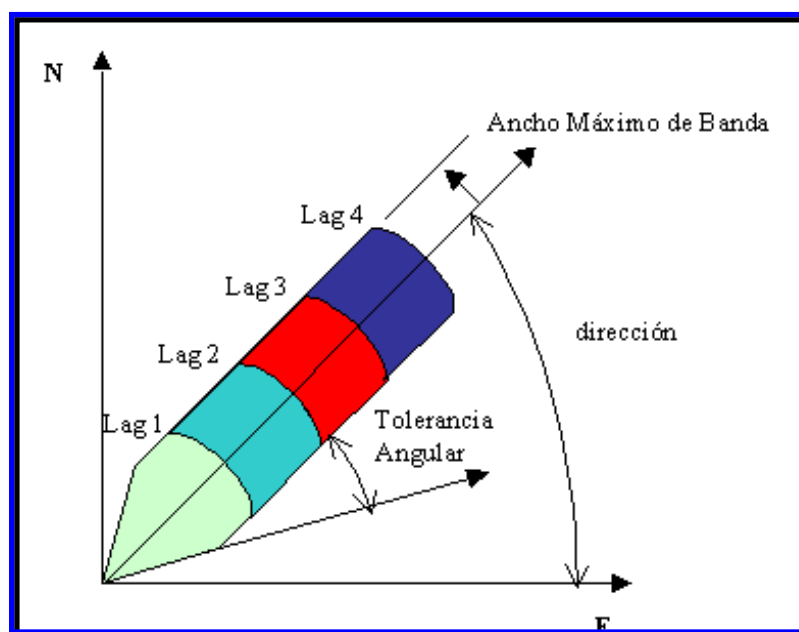


Fig. 4.32. Parámetros para el análisis en dos dimensiones (Fuente: programa GeoEAS)

La determinación de la separación inicial “lag” fue hecha en función de la distancia mínima entre los pozos de 37,8 mts (la máxima es de 9852 mts.). El software utilizado permite un número máximo de 24 pasos. También se tomó en cuenta y se verificó en cada elaboración

de variogramas que la cantidad de pares para cada separación fuese mayor a veinte, aspecto al que también se consideró para la selección de la tolerancia angular.

Es importante indicar que después de haber realizado varios análisis de sensibilidad con estos parámetros se unificó el análisis direccional para todas las propiedades petrofísicas en todas y cada una de las unidades, tomando en cuenta un “lag” inicial de 200 mts, una tolerancia angular de 22,5° (para analizar 4 direcciones diferentes: 0°, 45°, 90° y 135°), un máximo ancho de banda de 300 m y una máxima separación de 5000 m (mitad de la máxima dimensión en el área muestreada). Además se verificó que un análisis muy refinado en el sentido de escogencia de los parámetros de tolerancia es perjudicial en la construcción de los variogramas ya que no permite identificar claramente las estructuras presentes en los mismos. Como muestra de lo anterior se presenta uno de los tantos análisis de sensibilidades realizados detalladamente.

En la Fig. 4.33 se observa un análisis variográfico al cual se le asignó una tolerancia angular de 5° (en distintas direcciones separadas entre sí por un ángulo de 10°), un máximo ancho de banda de 100 m y “lag” de 350 m.

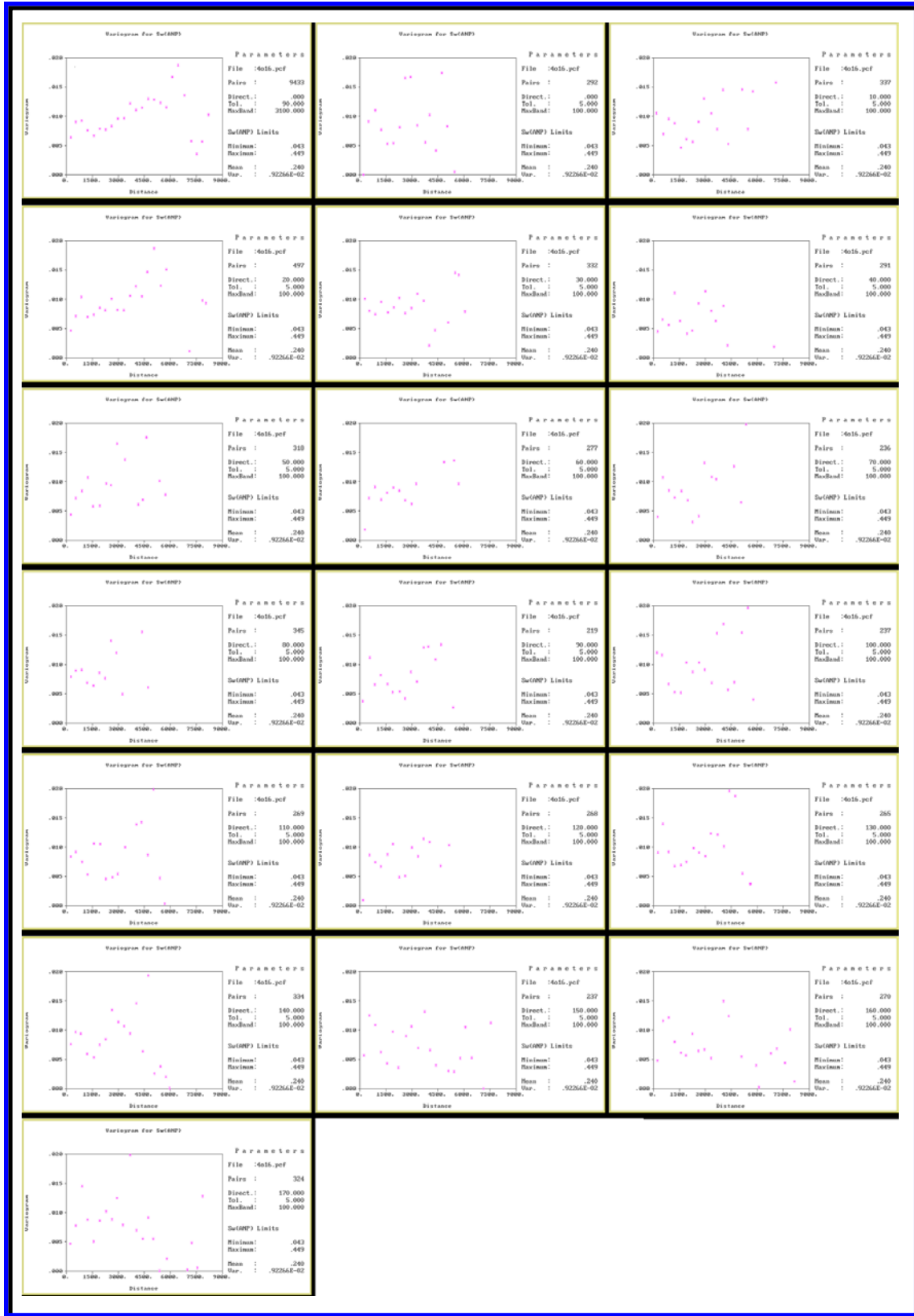


Fig. 4.33. Variogramas Experimentales para Swi en la unidad MO4 (partiendo del plano omnidireccional y continuando con un análisis direccional cada 10 grados).

Las herramientas utilizadas para la inspección y detección de anomalías en los resultados de cada uno de los “lag” obtenidos en los variogramas experimentales, fueron los “Box Plot” y los histogramas.

En la figura 4.34 se tiene una muestra de un “Box Plot”, este grafico despliega información estadística de cada “lag”, con el mínimo valor en la parte inferior y el máximo valor en el tope de cada línea. El rectángulo superpuesto sobre la línea de rango vertical es el rango inter-cuartil. En la base de este rectángulo se representa el primer cuartil y en el tope el tercer cuartil. El 50% de la data se encuentra dentro del rango representado por el rectángulo. La media esta representada por una “x” y la mediana esta representada por una línea horizontal dentro del rectángulo. La distancia (h) es graficada a lo largo del eje horizontal, y la diferencia al cuadrado es representado en el eje vertical. Del lado derecho del gráfico se despliega el número de pares, la dirección, tolerancia angular y máximo de banda, el mínimo, el máximo, la media y la varianza de la data.

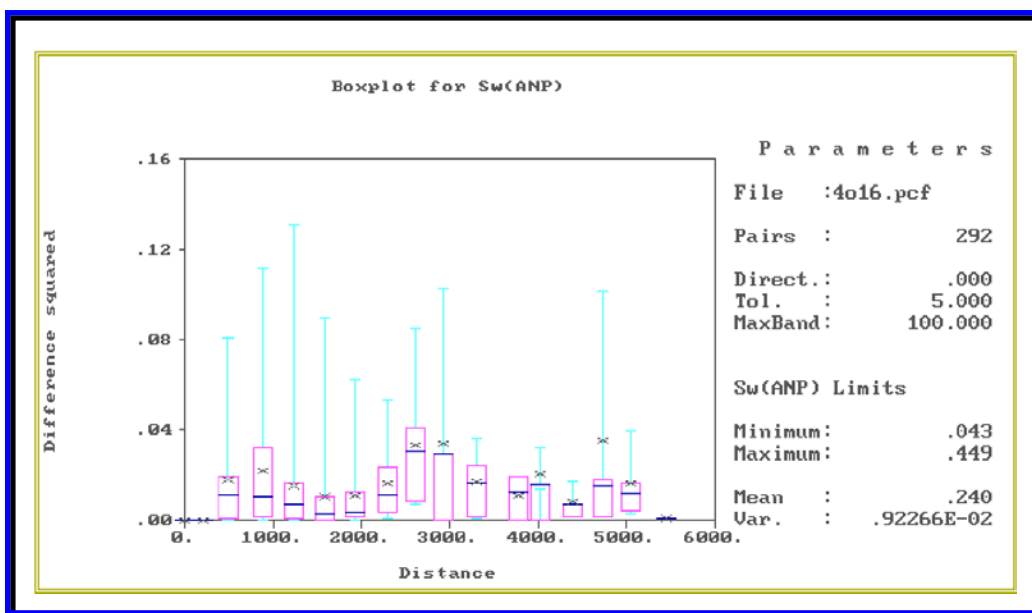


Fig. 4.34. “Box Plot” para la Swi ponderada por ANP de la unidad MO4 en la dirección de cero grados con una tolerancia angular de cinco grados y un máximo ancho de banda de 100 metros.

En la figura 4.35 se presenta un histograma correspondientes al “lag” número tres de la data de Swi (ponderada dentro de la ANP de la unidad MO4) y bajo las condiciones de búsqueda especificadas en el mismo. Las barras del histograma representan el número de las diferencias al cuadrado (incrementos $Z(x) - Z(x+h)$) en cada intervalo de clase. Un “Box plot” aparece en el tope de este gráfico y muestra la frecuencia de la distribución de un conjunto entero de diferencias, este “Box plot” es el mismo que se representa en la figura 4.34 para el “lag” número tres (de derecha a izquierda). A la derecha de este grafico se representa el número de pares utilizados en cada “lag”, además de los límites que definen al mismo y los parámetros de búsqueda impuestos para el análisis variográfico.

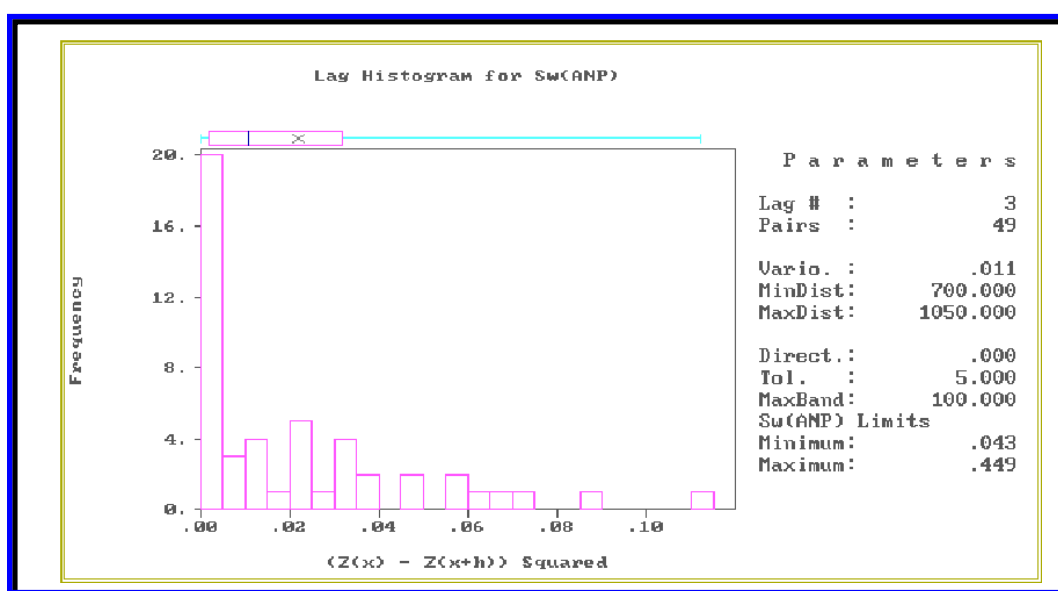


Fig. 4.35. Histograma de frecuencia que reporta la densidad la data de Swi en la unidad MO4, encontrada en el lag número tres y ademas muestra la distribución del error al cuadrado.

4.9.3.3. Diagrama de rosas.

Se utilizó el programa EXCEL en el que se graficó radialmente el rango obtenido del modelaje variografico en diferentes direcciones, lo cual sirvió para determinar la dirección de preferencia de las propiedades petrofísicas y determinar la excentricidad de la elipse de anisotropía. En los diagramas de rosas de la figura 4.36, se muestran a manera de ejemplo

unas de las iteraciones realizadas en este estudio, particularmente para la porosidad y la saturación de agua inicial en la unidad MO8, con su respectivo “Scatter Plot”. De esto se observa la utilidad de estas herramientas pues a través de ellas se puede obtener una idea de su relación estadística y su continuidad areal de modo tal de contribuir al entendimiento de las condiciones del yacimiento.

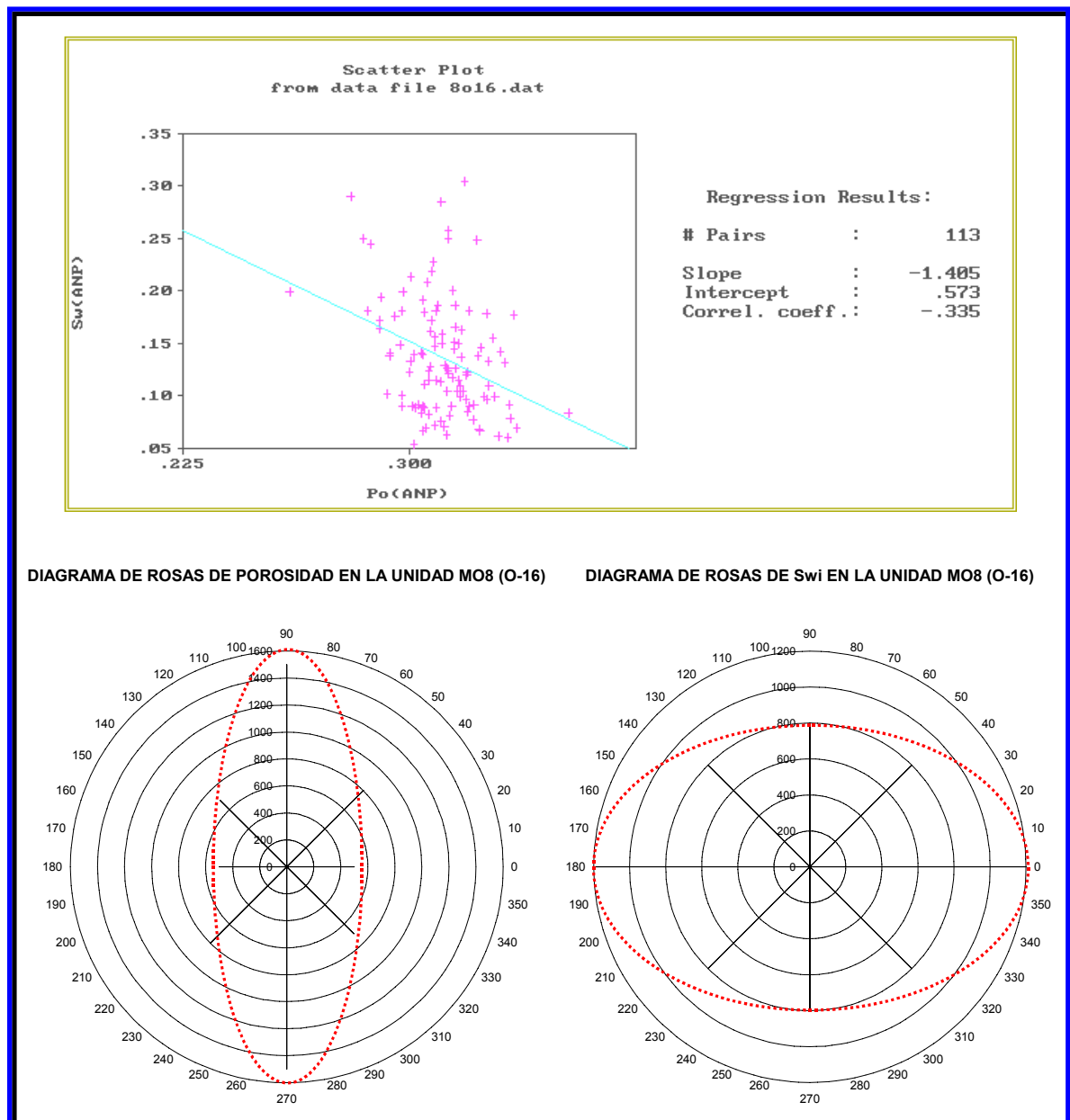


Fig. 4.36. “Scatter Plot” y Diagramas de rosas realizado a la data de porosidad y de Swi de la unidad MO8.

(Fuente propia del autor)

En la figura 4.36 se observa que el “Scatter plot” indica que en un rango pequeño de variabilidad de porosidad es posible encontrar cualquier valor de saturación de agua definido para esta unidad. Sin embargo los diagramas de rosas muestran que existe un desfase en las direcciones de continuidad para dichas propiedades, lo cual posiblemente sea causado por una migración de los fluidos del yacimiento posterior al evento sedimentario.

Como análisis preliminar se realizó un ajuste inicial de los variogramas experimentales y se determinaron los rangos observados en cada dirección, para la construcción de un diagrama de “rosa”, a través del cual se esperaba tener un primer indicio de la anisotropía de la zona. Estos diagramas de rosa mostraron tendencias de isotropía en muchos de los casos, este comportamiento es causado básicamente por dos factores: la promediación de las propiedades petrofísicas dentro de la ANP de una unidad y por la metodología utilizada en la interpretación petrofísica.

Para el estudio de la anisotropía de las arenas se comenzó con la construcción de los variogramas experimentales en todas las direcciones, estos variogramas no mostraron estructuras claras en la mayoría de las direcciones y unidades en estudio.

Para la realización de las estimaciones de las propiedades petrofísicas en cada una de las capas en estudio, es necesario determinar la anisotropía, o grado de continuidad de dicha propiedad en cada uno de los estratos. La anisotropía se caracteriza idealmente, por un modelo de variograma, que exprese unívocamente la dirección de la elipse de anisotropía para el caso de anisotropía geométrica junto con los rangos en las direcciones de mayor y de menor continuidad (semi-ejes de la elipse). Después de determinar los variogramas para cada uno de los lentes de estudio, en diversas direcciones a través del programa GEOEAS. A cada uno de estos variogramas se le determinó el rango de correlación, y luego se realizó un diagrama de “rosa”, el cual ayuda en la determinación de la elipse de continuidad.

4.9.3.4. Validación cruzada del Modelo Seleccionado

Una vez determinado el modelo de variograma, la dirección de preferenciabilidad y la posible anisotropía de cada propiedad petrofísica, se procedió a evaluar/validar el modelo seleccionado para cada propiedad en cada unidad (54 modelos), a través de un

procedimiento cruzado que permite el paquete GEOEAS. Es importante destacar que en algunos casos, este procedimiento sirvió para reformular el modelado de los variogramas logrando así en varias iteraciones determinar un modelo optimizado, siempre y cuando se respetara la tendencia del variograma experimental, con el menor error experimental estandarizado entre los valores estimados y los valores reales de los pozos. Los parámetros sensibilizados fueron el efecto pepita, la meseta relativa, el tipo de variograma, inclusive se consideraron casos isotrópicos y anisotrópicos en diferentes direcciones, dando como resultado menores errores en la dirección de sedimentación.

El procedimiento de la validación cruzada es el siguiente ⁽⁵³⁾

- Un punto Z fue removido, temporalmente del conjunto de datos observados.
- Se realizó la estimación Z^* en el punto removido Z (por el método de Kriging Ordinario con el modelo a evaluar).
- Se comparó el valor estimado Z^* con el valor real Z y la diferencia entre ambos valores es lo que se denomina error experimental.
- Los pasos anteriores fueron repetidos para cada uno de los puntos que contienen valores en cada una de las unidades.
- Los errores experimentales se normalizaron al dividirlos por la desviación estándar S de la estimación Z^* , y fueron utilizados para caracterizar la calidad de la estimación. Los valores de los errores estandarizados que estuvieran fuera del intervalo $[-2,5; 2,5]$ se consideraron atípicos y los que se encontraban dentro fueron denominados robustos.

Con esta metodología se trabajó en función de generar una distribución de los valores estimados similar a los valores reales encontrados en los pozos, es decir, se trató de obtener un histograma o distribución de los valores estimados igual al comportamiento del histograma de la data real.

Se realizó una inspección de las estadísticas del conjunto de valores estimados para comparar su concordancia con los datos de entrada. Como ejemplo, se incluye la figura 4.37 y los resultados de los 54 modelos se encuentran en el apéndice A.

La dispersión en los datos de pozos implicó en la mayoría de los casos, variogramas experimentales distorsionados que dieron opción a distintas propuestas de modelos teóricos para un variograma experimental, lo que se tomó siempre en cuenta presente es el de escoger aquel que no incremente la varianza de estimación y que no proporcione estimados anómalos con respecto a la interpretación geológica.

Las herramientas utilizadas en este caso fueron mapas de error, “Scatter Plot” e histogramas de frecuencia. La opción de mapas de error provee un gráfico de error de Krigging, o diferencias. Las localizaciones de las muestras son marcadas con un símbolo “+” para el caso de una sobre-estimación, y son marcadas con un símbolo “x” para el caso de sub-estimaciones o diferencias negativas. El tamaño del símbolo es proporcional al error, por lo tanto mientras más grande sea la diferencia más fácil será de observar los símbolos.

A través del “Scatter plot” se puede observar el comportamiento entre los valores reales y los valores estimados ó entre el valor estimado y su error asociado.

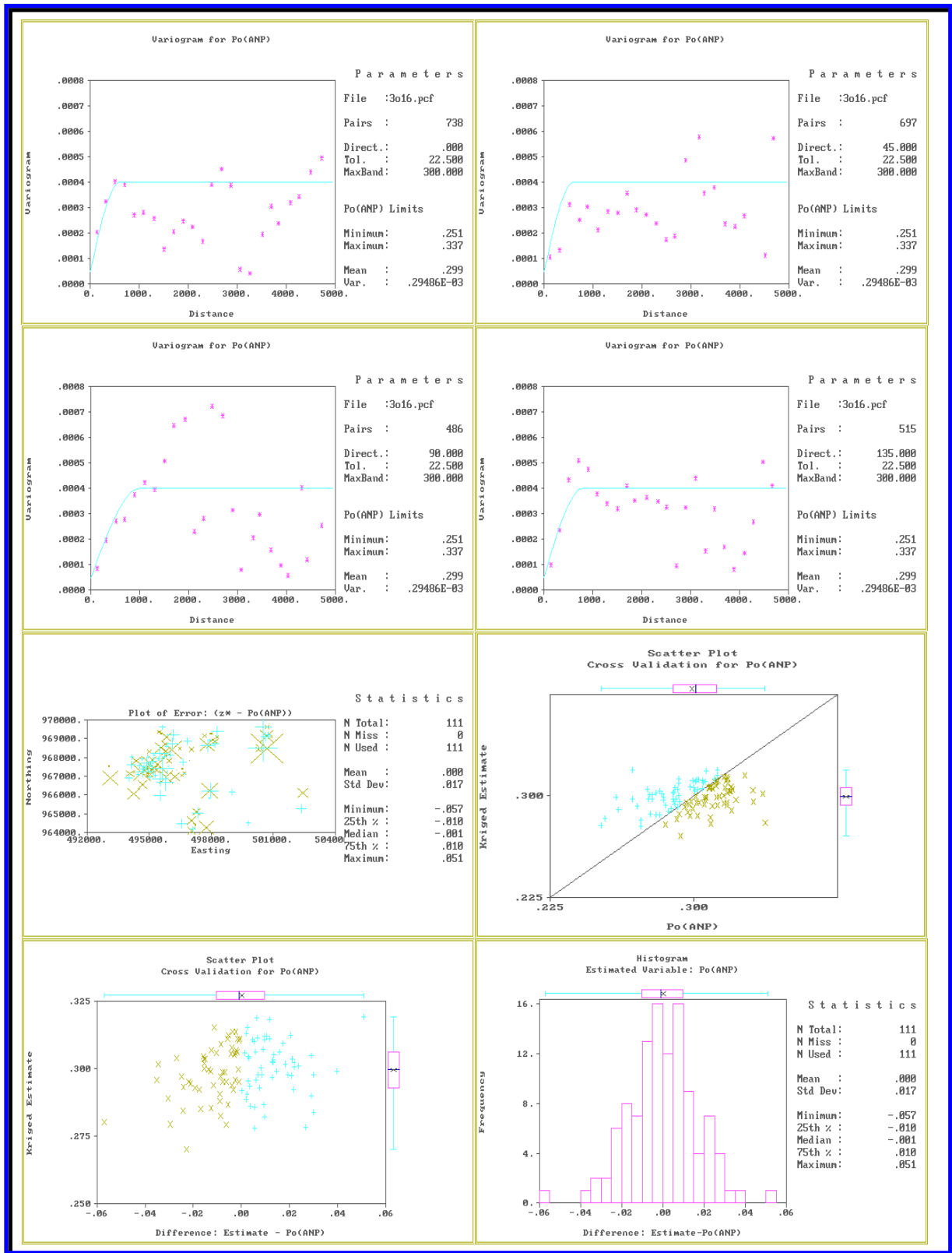


Fig. 4.37. Ajuste del modelo de variograma de la data de porosidad de la unidad MO3, en cuatro direcciones diferentes con su respectiva validación cruzada.

El histograma de distribución del error muestra en el tope del gráfico un “Box Plot” de diferencias y además este despliega un resumen de las estadísticas descriptivas a la derecha del mismo.

4.9.3.5. Análisis de la correlación areal

Algunos atributos geológicos son de interés en la geoestadística, tales como el espesor de la formación y la permeabilidad. Por eso fue necesario una especificación de la forma geométrica, el tamaño y la orientación espacial de los cuerpos utilizando la tendencia que mostraban mapas de electrofacies generados por el geólogo (Anexo).

Es importante indicar que estos análisis variográficos fueron realizados después de verificar que la interpretación petrofísica no presenta problemas de escala de diferentes tipos de datos; sin embargo existen problemas de representatividad del yacimiento.

Obtenido el variograma experimental, el mejor modelo teórico derivado será el que mejor se ajuste a dicho comportamiento experimental. Sin embargo, generalmente en este estudio los variogramas experimentales no mostraban una estructura bien definida, por lo que en realidad el asignar el modelo teórico inicial estuvo sujeto a de consideraciones de tipo geológico y de algo de ensayo y error. Por ejemplo, fue necesario realizar ensayos con distintos “lags” ya que en el área no se tiene una distribución regular de la data. La alta distorsión de los variogramas puede ser causada, entre otras, por la alta heterogeneidad presente en el yacimiento.

Sobre el punto del análisis estructural y la anisotropía al realizar variogramas direccionales se incrementó el ruido en el comportamiento variográfico, a pesar de realizar iteraciones con los intervalos de clase llamados “Lag”, es decir, se presentaron conductas distorsionadas a través de puntos dispersos en el variograma experimental, contrariamente a una conducta coherente esperada para un variograma experimental.

El fenómeno oscilatorio de algunos variogramas evidenció estructuras cíclicas o de canales entrelazados.

Existía la posibilidad de establecer modelos complejos ya que en muchos variogramas aparece una segunda estructura luego de alcanzar mas de 1500 m. Sin embargo esta estructura fue ignorada.

Se comprobó en algunos casos que al presentarse similares variogramas para el mismo tipo de parámetro, indicaban un origen geológico común mientras que variogramas diferentes podrían ser atribuidos a distintos génesis (deltaico o fluvial). En el caso del ambiente fluvial se obtuvieron mayores rangos, lo que puede ser asociado con procesos más continuos que no muestran fluctuaciones que pueden encontrarse en ambientes deltaicos.

En algunos casos existe anisotropía geométrica y zonal de forma simultánea, pero desafortunadamente ninguno de los softwares geoestadísticos disponibles permite la introducción de la anisotropía zonal, por lo tanto no fue posible tomarla en cuenta para su distribución areal, y sus estimados deben ser tomados con cuidado y aproximados con el modelo de anisotropía geométrica.

El posible efecto negativo de la orientación de los datos para el análisis direccional fue minimizado proponiendo un limite máximo para incluir pares de datos de 5000 m. Con esto se obtuvo una distribución equitativa del número de pares en las direcciones estudiadas.

Se realizaron análisis direccionales detallados cada 10 grados con tolerancia angular de 5 grados y también se realizaron cada 45 grados con una tolerancia angular de 22,5 grados. De esto se determinó que en el análisis variográfico más minucioso existían direcciones en la que era imposible distinguir algún tipo de estructura con lo que se decidió realizar tal análisis bajo la ultima condición.

Los variogramas teóricos propuestos siempre están sujetos a modificaciones según lo indique el geólogo o petrofísico sobre otros conocimientos que se adquieran en el área.

Del análisis de los mapas de error obtenidos en la validación cruzada, se observó que los mayores errores se encuentran en las zonas más lejanas al área O-16; Es decir, existen valores de diferencia altos tanto por encima como por debajo del valor real; sin embargo,

esos valores no se encuentran dentro del área O-16, tanto en las unidades superiores como en las inferiores.

Debido a la heterogeneidad existente, en el variograma existe mucha dificultad de asociar anisotropías en la distribución de las propiedades, por lo que inicialmente se propusieron modelos levemente isotropicos. Tomando en cuenta que la continuidad de las propiedades es mayor en las unidades inferiores donde existen canales entrelazados, mientras que en las unidades superiores el ambiente generó poca continuidad de las propiedades por la baja energía asociada.

El comportamiento de la continuidad de la arena neta petrolífera, porosidad y permeabilidad generalmente siguieron tendencias muy parecidas entre sí.

Un aspecto importante es el desfase que existe entre la dirección de preferenciabilidad de la saturación de agua con respecto a la dirección de sedimentación lo que hace inferir que las saturaciones de agua inicial que presentan las unidades MO5 y MO8 no son saturaciones de agua connata sino que son saturaciones de agua meteórica.

4.9.4. Distribución areal de las Propiedades Petrofísicas por Unidad Genética.

El objetivo principal de una descripción de yacimientos es tratar de modelar la geometría del yacimiento y predecir su capacidad de producción de hidrocarburos. Para la geometría se debe considerar la forma, el tamaño y la orientación del yacimiento, por lo tanto, para lograr una descripción de yacimiento es necesario la intervención de un equipo multidisciplinario compuesto por geofísicos, geólogos, geoquímicos, ingenieros de yacimientos y petrofísicos. Tanto los resultados deseados como los métodos empleados dependen de la información disponible, sin embargo, es de suma importancia recopilar toda esa información, analizarla y validar su utilidad.

Este punto es sumamente importante ya que lo que se persigue es aplicar herramientas básicas como la matemática y la estadística en la descripción de la variabilidad de los parámetros petrofísicos del área O-16. Con relación a esto se hace necesario tratar dos puntos álgidos como lo son la disponibilidad de la información y las complejidades

geológicas intrínsecas al área en cuestión, pues el panorama que se presenta en este caso es de mediciones de resolución incierta, la no-existencia de distintas escalas intrínsecas a los datos considerados, que hace compleja la tarea de modelar el yacimiento.

Modelar el yacimiento es representar con la mayor seguridad posible, la distribución espacial de sus propiedades petrofísicas para usarlas en un simulador de flujo: modelando las unidades genéticas y las variaciones litológicas se pueden usar para representar la arquitectura geológica.

Una vez que el marco depositacional litológico fue definido, el uso de la data geológica y petrofísica condicionan el desempeño de las predicciones del yacimiento. El grado de continuidad de las capas del yacimiento y la velocidad relativa a la cual los fluidos fluyen a través de estas, debe ser conocido para lograr predicciones confiables de algún proceso de desplazamiento en el yacimiento. Razón por la cual se hizo necesario conocer los detalles del modelo petrofísico establecido por INTEVEP.

Se utilizaron técnicas de estimación para generar mapas que representan la variabilidad muy suave (falta de textura real). La importancia de estos mapas es que honran los datos y la variabilidad espacial aunque se debe tener presente que estos son solo una propuesta.

Esta etapa sirvió para observar las características existentes en cada una de las nueve unidades definidas en el área. En este sentido se realizó la estimación de las propiedades petrofísicas en diferentes localizaciones con base a los valores conocidos en otras.

Estas estimaciones se realizaron a través de dos métodos que involucran una combinación lineal de los datos conocidos.

- El método de Kriging, es un método geoestadístico, es un estimador de varianza mínima basado en el conocimiento del variograma. Adicionalmente es de carácter insesgado y toma en cuenta la configuración de los datos.
- El método de Nearest Neighbor, es un método clásico en el que cada estimación a realizar es solo función de la información más cercana y no toma en cuenta el resto de la información adyacente.

4.9.4.1. Kriging Ordinario (KO)

Se estimó la distribución areal de las propiedades estudiadas mediante Kriging Ordinario con el cual se obtuvieron los mapas de las propiedades petrofísicas en cada unidad. Es importante indicar que para cada propiedad petrofísica considerada al realizar la sensibilidad con ciertos parámetros del modelo del variograma se generaron distintas estimaciones por KO. Sin embargo, en los apéndices solo se mostrará el resultado del modelo de variograma que haya sido seleccionado a través de la validación cruzada.

El tamaño de la celda utilizada fue de 100 x 100 m. ya que la distancia mínima entre pozos es de 150 m, además con esto se proporciona una resolución adecuada para describir las heterogeneidades y totalizar un límite práctico del número de celdas utilizadas en cada estimación areal (2610 dentro de los límites del área O-16).

Se propusieron parámetros de búsqueda en el algoritmo de KO con el objeto de evitar el aglomeramiento de información hacia una zona específica al momento de realizar la estimación de un valor del atributo estudiado correspondiente a una celda. En este sentido la elipse de búsqueda se dividió en ocho sectores y se fijó que en cada uno de ellos se debería tomar en cuenta un máximo de un dato para efectuar la estimación (el más cercano) y con esto se evita una concentración de los datos que pueda traer como consecuencia un estimado sesgado.

También se fijó que la distancia máxima de búsqueda o de investigación fuese de 2000 m, y que sólo se colocará como estimado un valor nulo (1E31) en la celda cuando no existiera ningún dato contenido en los ocho sectores en los que fue dividida la elipse de búsqueda.

En la figura 4.38 se muestra un ejemplo de cómo se fijaron las condiciones para las estimaciones de las propiedades.

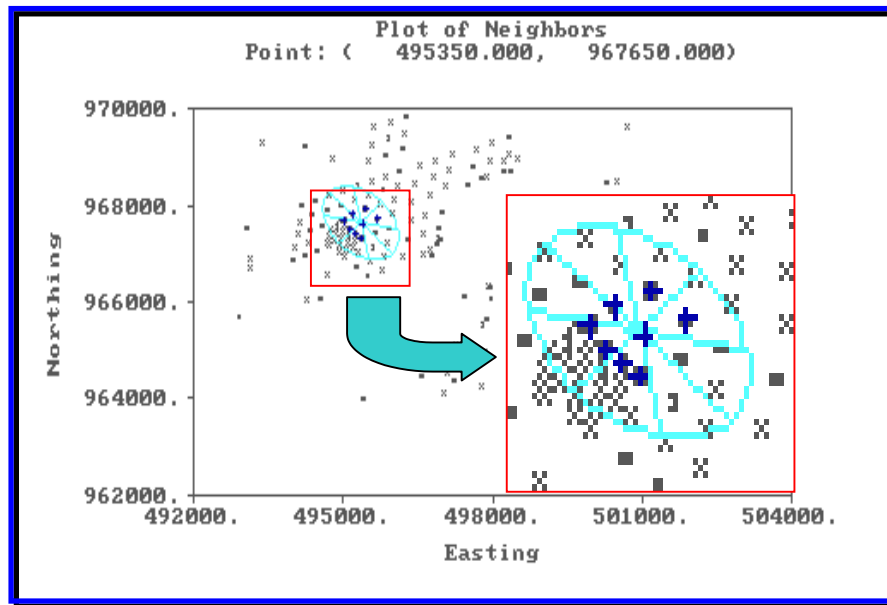


Fig. 4.38. Parámetros de búsqueda propuestos

Adicionalmente, la figura 4.39 muestra uno de los reportes obtenidos de las estimaciones realizadas con el programa GeoEAS.

Kriging estimates produced from data file 6016.grd			
4			
Easting	m	G17.9	
Northing	m	G17.9	
*ANP	pies	G17.9	
KSDANP		G17.9	
492850.000	963550.000	.1000000E+32	.1000000E+32
492850.000	963650.000	.1000000E+32	.1000000E+32
492850.000	963750.000	.1000000E+32	.1000000E+32
494950.000	966950.000	13.7919700	7.72378700
494950.000	967050.000	15.0566500	6.12932300
494950.000	967150.000	18.4685300	6.15771800
494950.000	967250.000	22.5434700	6.02247400
494950.000	967350.000	24.9206500	5.65790400
494950.000	967450.000	27.8561000	5.89560000
494950.000	967550.000	35.1549900	6.21085800
494950.000	967650.000	37.3340800	5.66990200
494950.000	967750.000	41.3962400	6.93709200
494950.000	967850.000	45.9985000	9.11924500
494950.000	967950.000	52.6276900	8.42872300
494950.000	968050.000	57.7292300	7.44049100
494950.000	968150.000	61.3093500	9.36541200
494950.000	968250.000	63.2926700	8.91081800
494950.000	968350.000	63.5066000	8.62087400

Fig. 4.39. Reporte de las estimaciones (Fuente propia del autor)

Debido a que el programa no es buen visualizador se buscaron alternativas para presentar de manera más agradable las estimaciones realizadas. Y como resultado de esta búsqueda se tienen los programas Z-map y Openvision (ver Fig. 40 y 41) pertenecientes a la plataforma LandMark, a los cuales se les logró introducir la información de estimaciones adaptándola a su respectivo formato, donde incluso se pudieran observar las trazas de las fallas (pues estas ya habían sido introducidas en dicha plataforma por el equipo de Estudios Integrados de Intevep) de cada unidad e información grafica como la dirección del norte, cajetines de información escala gráfica y de colores, etc...

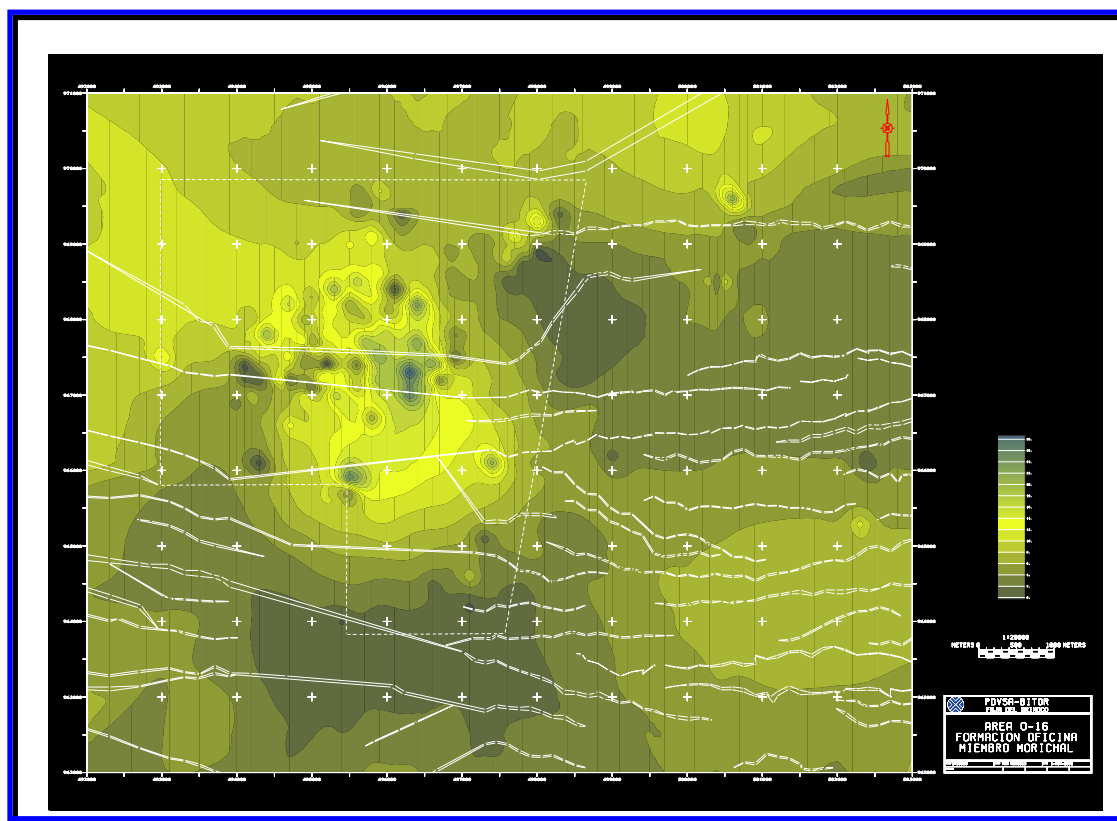


Fig. 4.40. Estimaciones realizadas por el método de Kriging Ordinario a través del programa GeoEAS que fueron migradas al programa Z-map.

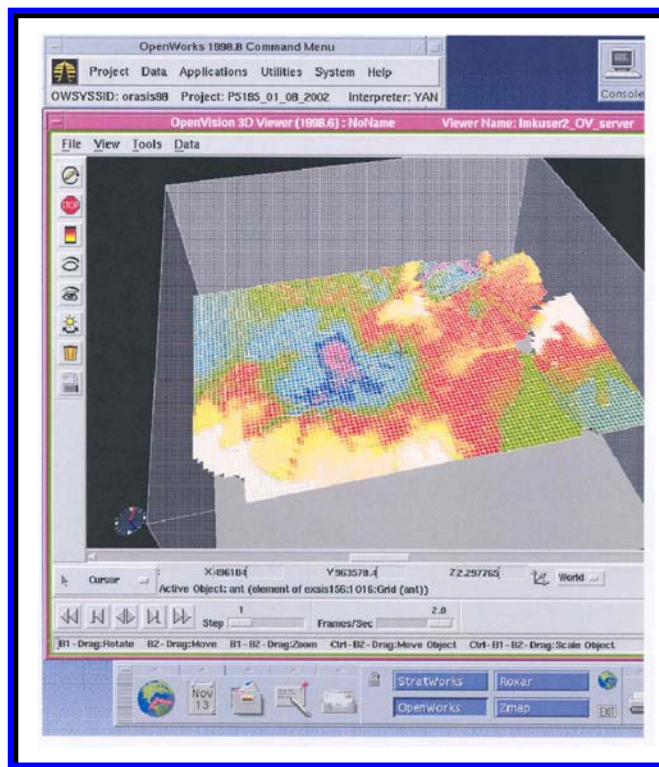


Fig. 4.41. Visualización de los mallados con el programa OpenVision

Sin embargo después de todo este trabajo no se pudo migrar los mallados para poder presentar los mapas de contorno bajo este formato, pues a partir de diciembre 2002, se presentaron inconvenientes con los servidores del edificio PDVSA-Chuao.

4.9.4.2. Nearest Neighbor

Este procedimiento de estimación se utilizó como referencia para obtener los mallados necesarios en el cálculo del BOES.

El proceso empleado para construir los mapas de las propiedades promedio de unidades genéticas, fue el siguiente:

- Para la evaluación de cada una de las Unidades Genéticas, usando la opción “**Filter By/Category**”, se agrupó toda la interpretación petrofísica de los pozos circunvecinos al área O-16.

- Se accionó la opción “**Analysis/Grid Map**”, y se creó el archivo que contendría el mallado con las estimaciones de las propiedades petrofísicas analizadas.
- En “**data type**”, se seleccionó “**Static**” ya que las variables a estimar son estáticas.
- En “**Output List**” se seleccionó la opción “**Proyect Variables**” donde se seleccionaron las propiedades petrofísicas a analizar y se guardaron los archivos en “**Output File**”, siempre teniendo en cuenta que los datos estaban agrupados por pozo (Group By....Pozo).
- Una vez que el programa cargó los datos exitosamente, aparecía en pantalla una ventana con las variables. Se seleccionaba una de ellas, y se generaba así el correspondiente “**Grid Map**”. Podía observarse que el mapa generado excedía el área O-16.
- Para definir el área, se selecciona la opción “**Edit/Grid Area/New**” y una vez delineado se cargaba el proceso a través de la opción “**DONE**” para luego salvar el área en “**Edit/GridArea/Save**” (el archivo se guarda bajo la extensión.”ga”).
- Para asignar las propiedades del mallado, se hacía doble click con el cursor en el mismo; se desplegaba una ventana donde se seleccionaba la técnica de **Nearest Neighbor**, el máximo tamaño de la celda, numero de pozos vecinos y el radio de investigación.
- Guardar el “**Grid Map**”, en “**File/Save as**”, éste se salvará bajo el archivo de extensión “. bmf”.

Para realizar el resto de los mapas de propiedades, en opción “**Edit/Variable**” se seleccionaba la variable y no era necesario repetir los pasos anteriores ya que el paquete automáticamente asignaba al nuevo mapa las mismas propiedades anteriores.

4.9.4.3. Resultados de la Distribución Areal.

Una vez fijadas las condiciones o parámetros de búsqueda conjuntamente con el variograma teórico que mejor se adapte o capture el comportamiento del variograma experimental el producto final es una serie de valores estimados correspondientes a la cantidad de celdas del mallado propuesto.

Dicho mallado puede ser visualizado e interpretado a través de una serie de programas diseñados para tal fin. Sin embargo, la presentación de dichas distribuciones areales pertenecerá al mismo programa geoestadístico utilizado para aplicar estas técnicas. Es importante indicar el fuerte de este programa diseñado para aplicaciones de investigación no es la presentación gráfica de sus estimados por lo tanto se advierte al lector a enfocarse con mayor concentración en la escala de colores ya que la escala numérica, en algunos casos no satisface, por presentar un solo valor en dicha escala.

- MO-1 (Apéndice B, Figura B.1.)

Esta unidad muestra un cuerpo en dirección nor-oeste, el cual se ha resaltado en el mapa de ANT y ANP a través de un ovalo, cuyo mayor espesor de arena neta total se encuentra hacia el centro del área con valores mayores a 13 pies y con valores de arena neta petrolífera mayores a 3 pies degradándose en la misma dirección hasta obtener valores de ANP iguales a cero.

El comportamiento de la porosidad y la permeabilidad coinciden pues donde hay mayores valores de porosidad también los hay de permeabilidad y menores valores de arcillosidad, este comentario se refleja mejor con los óvalos utilizados como referencia en el apéndice B- Figura B.1- Mapas de Porosidad, Permeabilidad y arcillosidad. En cuanto a la distribución de agua inicial existe gran heterogeneidad en la distribución areal pero se puede apreciar que los valores se incrementan en la dirección norte.

Los valores de porosidad y permeabilidad promedios encontrados fueron variados. Entre un rango de 22 % a 32,5 % de porosidad y con un rango amplio de valores de permeabilidad

de 436 mD a 13658 mD. A pesar del uso de una técnica de estimación, esta distribución de porosidad y permeabilidad es muy heterogénea, típico de ambientes costeros.

- MO-2 (Apéndice B, Figura B.2.).

Perteneciente al mismo ambiente sedimentario que la capa anterior (Deltaico). Esta unidad presenta dos cuerpos paralelos en la dirección nor-oeste. En los mapas de ANT y ANP del apéndice B- figura B.2- se resaltaron estos cuerpos arenosos a los que se hacen referencia.

En cuanto a la distribución de la porosidad, ésta varía entre 24,2% y 32,8% y los mayores valores de porosidad coinciden con los mayores valores de permeabilidad en las zonas donde se infiere la presencia de los dos cuerpos arenosos de esta unidad, tal y como se ha indicado en la figura B.2, del apéndice B.

La tendencia de la distribución de la permeabilidad se encuentra entre 124,584 y 13631,340 mD. Es importante tener en cuenta que la alta variabilidad en el caso de la permeabilidad y otras propiedades influencia sobre la eficiencia de barrido de los fluidos.

La variación de la saturación de agua comprendida entre 7,3 y 44,3%, y los mayores valores se encuentran hacia el norte del área con una preferenciabilidad de estos valores en dirección nor-este.

El Mapa de arcillosidad evidencia que los mayores valores se encuentran presentes fuera de los cuerpos arenosos.

- MO3 (Apéndice B, Figura B.3).

De los Mapas de ANT y ANP se observan pequeños cuerpos arenosos que destacan en la distribución areal de estos atributos geológicos, sin embargo pese a la gran variabilidad existente y a la promediación realizada en la distribución areal de las propiedades petrofísicas no es posible realizar la inferencia de estos cuerpos basados en el comportamiento areal de sus propiedades petrofísicas, para esta unidad. También es importante indicar que la misma representa el inicio de un ambiente de sedimentación claramente definido como deltaico, por lo que la variabilidad de las propiedades

petrofísicas de estas zonas deltaicas fueron influenciadas por la actividad de las mareas y las corrientes fluviales que prevalecieron en el período de sedimentación, tal y como se muestran en las distribuciones de la figura B.3 del apéndice B.

El rango de ANP y ANT son similares, también se mantiene levemente en la dirección nor-oeste inferida de los cuerpos en unidades suprayacentes, aunque estos cuerpos parecieran de menor longitud.

La ANT y la ANP varían entre 0 y 59,5 pies, la distribución de porosidad varía entre 25 y 33%. La permeabilidad tiene una variación comprendida entre 245,026 mD y 13716,49 mD. La saturación de agua presenta una variación entre 3,4 y 44,9%.

- MO-4 (Apéndice B, Figura B.4).

En esta unidad es la culminación de una zona de transición enmarcada por gran heterogeneidad en términos de pequeños cuerpos arenosos. Esto ocurre debido a que los sedimentos provienen de ambientes diferentes, es decir, que existe penetración de sedimentación de ambientes deltaicos, que influenciaron en la continuidad de la distribución de los sedimentos fluviales.

Se infiere que esta unidad pertenece a un frente deltaico, pues se presenta un cuerpo paralelo a una posible línea de costa y perpendicular a ella existe otro cuerpo al sur del área que pudiera pertenecer a un cuerpo fluvial, esto es típico en la secuencia de sedimentación de estos ambientes.

La ANT varía entre 0 y 70,972 pies y la ANP posee valores mayores a 37,5 tiene pies en los cuerpos arenosos degradándose hasta valores menores a 18 pies. La porosidad varía entre 24,9 y 34%, la dispersión como puede apreciarse es absolutamente baja. El rango de permeabilidad se encuentra entre 517,959 mD y 13278,5 mD.

La distribución de saturación de agua varía entre 4,3% y 44,9% con un comportamiento muy heterogéneo pero con leve preferencialidad hacia la dirección nor-oeste. La arcillosidad tienen un rango de variación de 0 a 21,6%, también se observa que el cuerpo ubicado al sur del área es más arcilloso que del norte.

- MO5 (Apéndice B, figura B.5).

Continuando con la secuencia sedimentaria, esta unidad fue depositada en un ambiente transicional, presentado un cuerpo arenoso al Norte del área con una orientación nor-este paralelo a una supuesta línea de costa (ver ovalo sobre la figura B.5), el cual posee valores de ANT mayores a 57,5 pies de espesor y disminuyendo rápidamente hacia los alrededores del mismo a valores menores a 45,5 pies de espesor. Los valores de ANP siguen también la misma tendencia con un espesor promedio sobre los 41 pies de espesor, pero disminuyendo a los valores mínimos hacia la parte central del área con valores menores de 24 pies.

La distribución de porosidad y de permeabilidad, indican que para el cuerpo arenoso presente en esta unidad posee los más altos valores de permeabilidades mayores de 8668 mD (varía entre 559,366 y 12383 mD), sin embargo, este no presenta los mayores valores de porosidad pero se considera que sus valores promedios son aceptables pues están ubicados en un promedio del 32 % y esta propiedad varía entre 26% y 33,8%.

Esta unidad presenta una zona altamente saturada de agua con valores mayores a 30% hacia el centro del área, la arcillosidad posee un comportamiento relativamente homogéneo sin embargo se puede observar que para el cuerpo arenoso se presentan algunas de sus áreas internas los valores menores de 6,8% de arcillosidad, aumentando en zonas adyacentes hasta valores mayores a 13,6 %.

- MO-6 (Apéndice B, fig B.6).

En los mapas de ANT y ANP de la figura B.6, se puede observar la presencia de un gran cuerpo con una geometría característica de un ambiente fluvial, sin embargo se debe tener en cuenta que esta unidad representa el inicio de una etapa de transición para pasar de un ambiente fluvial a uno deltaico. Los valores promedio de ANT y ANP para este cuerpo son mayores a 64,4 y 61 pies respectivamente. Y se degradan hacia los extremos y al centro del mismo a valores menores de 50 pies de espesor. También es importante destacar el rango de variabilidad de ANP es aproximadamente similar al de ANT.

La porosidad y la arcillosidad presentan una distribución muy heterogénea a pesar de tener rangos de variabilidad pequeños, esto es causado por la ausencia de correlación areal presentado en los variogramas.

En el caso de la permeabilidad se observa como se adapta a la dirección del cuerpo arenoso y cuales son las zonas del mismo con los mejores valores mayores a 9600 mD y se degrada en la misma forma que se degradan los valores de ANP hasta valores menores a 7300 mD.

La saturación de agua inicial indica una variación entre un valor mínimo de 4% y un valor máximo de 41,9%, en el mapa de Swi se observa claramente una zona con mayor saturación ubicada al Oeste del área.

- MO-7 (Apéndice 7, fig. B.7).

En esta capa se puede observar que los mayores espesores de ANT y ANP se encuentran hacia el Sur del área, con valores mayores de 76 pies de ANT y 70 pies de espesor de ANP, disminuyendo progresivamente hacia el Norte.

La porosidad posee un rango de variabilidad más pequeño en comparación con el rango de variabilidad de la permeabilidad, sin embargo en estas distribuciones se puede observar que en las zonas donde existe mayor porosidad también existe mayor permeabilidad. En relación a lo anterior, la distribución de estas propiedades permite observar la existencia de varias zonas con valores prospectivos. La variación de la porosidad es muy pequeña partiendo de 26,4% y llegando hasta un máximo de 34% y la permeabilidad varía entre 2328,111 mD y 15574,6 mD

La saturación de agua inicial varía entre 4,9% y 44,1%, sin embargo la distribución areal se observa uniforme a excepción de una pequeña zona ubicada en el centro del área. Los valores arcillosidad aumentan hacia las zonas donde existen menores valores de porosidad permeabilidad y mayores valores de saturación de agua, variando desde 0 hasta 17,5%.

- MO8 (Apéndice B, Figura B.8).

En los mapas de ANT y ANP se observa una uniformidad promedia de estos valores a excepción de una zona al nor-este del área en la que se presenta un leve incremento de estos valores y en la zona sur-oeste un leve descenso de los mismos provocando valores promedios de estos atributos geológicos de 69 y 60 pies de espesor, respectivamente. Esto es consecuencia del ambiente sedimentario fluvial presente en esta unidad lo que indica poca presencia arcillas razón por la cual existe coalescencia en esta zona, tal y como se presenta con la ausencia de correlación areal de la propiedad de arcillosidad para esta unidad.

La distribución de la porosidad y la permeabilidad presente en esta unidad, aparenta ser un tanto heterogénea a lo largo del área, sin embargo los valores de porosidad oscilan entre 26 y 35,2%, mientras que la distribución de permeabilidad a pesar de verse más continua, el rango de sus valores es muy amplio desde menores de 6482 mD hasta valores mayores a 9723 mD.

La distribución de la saturación de agua inicial muestra a diferencia de los mapas de saturación de agua inicial para las unidades suprayacentes más de una zona con valores mayores a 18,6%, los cuales son las representaciones de pequeños acuíferos existentes en el área.

- MO-9 (Apéndice B, Fig. B.9).

Esta unidad esta clasificada como una unidad depositada bajo un ambiente fluvial, sin embargo es la unidad más profunda perteneciente al Miembro Morichal de la Formación Oficina razón por la cual marca el comienzo de dicho ciclo de sedimentación. El nivel de energía existente en el momento de la depositación se infiere tan bajo que los mapas de ANT, ANP y los mapas de isopropiedades petrofísicas no reflejan preferencias de depositación, pues se puede observar que los cuerpos presentes en los mapas de ANT y ANP no son alargados. La ANT varía de 0 a 72,5 pies, también es importante destacar que el rango de los valores de ANP se encuentra entre 0 y 68 pies de espesor.

La distribución de porosidad y permeabilidad observada guardan una relación muy estrecha entre si, y también la mantienen con la distribución de ANP.

La distribución de saturación de agua inicial muestra al Norte del área una zona altamente saturada con valores mayores a 26,5%, junto con otras dos zonas al Sur. La arcillosidad muestra una distribución homogénea entre 7 y 11% en toda el área, a excepción de algunas pequeñas zonas, que muestran valores mayores al 11%.

CAPÍTULO V

RESERVAS DEL YACIMIENTO

5.1. RECURSOS DE HIDROCARBUROS.⁽⁵⁵⁾

Cantidad de hidrocarburos líquidos o gaseosos descubiertos o por descubrir, que se estima podrían existir en el subsuelo, bien sea en trampas delineadas en un área, cuenca o país.

5.1.1. Clasificación de las reservas.

Durante la década de los años 30, el American Petroleum Institute (API) propuso una clasificación de las reservas en términos de “razonable certeza o certidumbre” y “condiciones técnicas y económicas existentes”. Actualmente la clasificación es como se muestra en la figura 5.1.

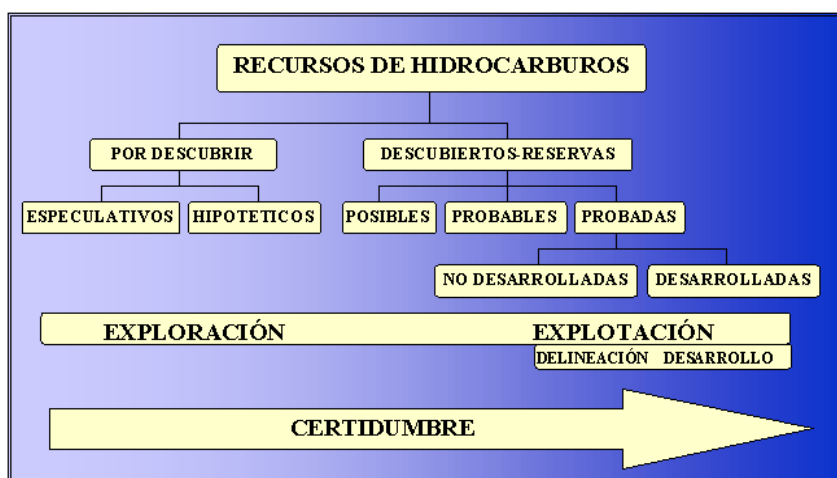


Figura 5.1. Clasificación de las reservas

5.1.1.1. Recursos por descubrir.

Cantidad que se estiman podrían recuperarse del subsuelo, trampas sin perforar o no evaluadas totalmente con taladro, en donde las condiciones geológicas, geofísicas ó geoquímicas permiten inferir la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Estos se dividen en:

- Recursos de Hidrocarburos especulativos.

Cantidad de hidrocarburos por descubrir que pudieran existir en el subsuelo que están en la etapa inicial del proceso exploratorio y donde aún no se han descubierto acumulaciones de ellos. Se diferencian dos tipos de acumulaciones.

Las asociadas a unidades litoestratigráficas (plays) parcialmente exploradas, donde no se ha verificado la existencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Estos recursos se incluyen como “Leads” de acuerdo al grado de madurez de la información que lo soporta.

Las asociadas a unidades litoestratigráficas con insuficiente información geológica, geofísica y/o geoquímica, ubicadas en zonas donde se cree pueda haber condiciones favorables para la presencia de acumulaciones de hidrocarburos aún no identificados. Estas acumulaciones se incluyen como “Plays” y sus parámetros de evaluación provienen por analogía con otras áreas ya exploradas.

- Recursos de Hidrocarburos Hipotéticos.

Cantidad de hidrocarburos por descubrir asociadas a unidades litoestratigráficas no exploradas en zonas supra o infrayacentes a los yacimientos conocidos y a trampas no perforadas, ubicadas en áreas donde existen trampas similares que contienen acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

5.1.1.2. Recursos descubiertos-reservas.

Son aquellas cantidades de hidrocarburos que han sido descubiertas como resultado de la información geológica y de ingeniería obtenida a través de la perforación de pozos o inferida de la información existente, cuya estimación se haya hecho por métodos determinísticos o probabilísticos.

En Venezuela además, se usan unas subclasificaciones para un manejo más detallado en cuanto a los volúmenes de hidrocarburos existentes en el país.

Según el grado de certeza se clasifican en:

- Reservas probadas.

Cantidad de condensado, petróleo, crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas estimadas con razonable certeza, recuperables comercialmente para un momento determinado de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible. La utilización del termino determinístico razonable certeza, indica un alto grado de certidumbre (mayor al 90 %).

- Reservas probables.

Cantidades estimadas de condensado, petróleo, crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas, atribuibles a acumulaciones conocidas en las cuales la información geológica y de ingeniería indica un grado de menor certeza en su recuperación, comparado con el de reservas probadas.

Las reservas probables pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras favorables diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. En este caso se habla de un 50 % de probabilidades de éxito.

- Reservas posibles.

Cantidades estimadas de condensado, petróleo crudo bitumen, gas natural y sustancias asociadas, atribuibles a acumulaciones conocidas en las cuales la información geológica y de ingeniería indican que su recuperación es factible, pero con un grado menor de certeza al de las reservas probables. Estas estimaciones se hacen cuando se suponen condiciones económicas y gubernamentales futuras favorables, si se utilizan métodos probabilísticos para su estimación, éstas deben tener por lo menos un 10% de probabilidades de éxito.

Según la energía del yacimiento se clasifican en:

- Reservas primarias.

Cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

- Reservas secundarias.

Cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación adicional, tales como: inyección de agua, gas, fluidos inmiscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

Según el grado de desarrollo se clasifican en:

- Reservas desarrolladas.

Reservas probadas de condensado, petróleo, crudo, bitumen, gas natural y sustancias asociadas, que se esperan recuperar a través de los pozos e instalaciones existentes. Estas reservas, deben estimarse tomando en cuenta los pozos activos e inactivos que generan potencial, se pueden dividir en productoras y no productoras.

Reservas desarrolladas productoras: cantidades de reservas producibles a través de los pozos con intervalos abiertos a producción en el momento de la evaluación.

Reservas desarrolladas no productoras: Cantidades de reservas producibles a través de los pozos con capacidad de producción que no han estado en producción o que habiendo estado previamente en producción, no se conoce la fecha en que se inició la misma.

- Reservas desarrolladas suplementarias.

Cantidades adicionales de reservas probadas generadas por la implantación exitosa de un proyecto de recuperación suplementaria completo.

- Reservas no desarrolladas.

Las reservas probadas de condensado, petróleo crudo, gas natural y sustancias asociadas, que se pueden recuperar comercialmente a través de pozos adicionales a perforar e instalaciones existentes o futuras. Este caso, se puede ilustrar más claramente con los siguientes ejemplos:

- En áreas de yacimientos que requieren perforación de desarrollo adicional.
- Volúmenes que se incorporaran a producción mediante trabajos de profundización en el mismo yacimiento.
- Reservas probadas de yacimientos cuyos pozos-zonas están aisladas entre empacaduras en completaciones selectivas.
- Reservas detrás de la tubería, cuando la información de registros disponibles sea confiable a juicio del evaluador.

5.2. BOES REPORTADO⁽⁶¹⁾

El BOES reportado en el plan maestro y los valores promedios de las propiedades petrofísicas que intervienen en dicha estimación se presenta a continuación:

Tabla 5.1. Propiedades promedio consideradas en el BOES reportado

Parámetros	Valor
Arena Neta Petrolífera (pies)	258
Porosidad (%)	32
Saturación de agua (%)	18
Boi (BY/BN)	1,0833
BOES (MMBN)	3129,5

5.3. ESTIMACIÓN DEL BITUMEN ORIGINAL EN SITIO (BOES).

El conocimiento lo más aproximado posible de las reservas útiles de un yacimiento, operación de alta responsabilidad, determina en gran medida el valor industrial del mismo. Para poder estimar las reservas recuperables del campo es necesaria la determinación del bitumen original en sitio. Existen varios métodos para el cálculo del BOES siendo los más utilizados la ecuación de balance de materiales y el método volumétrico.

La ecuación de balance de materiales es un modelo matemático que considera el yacimiento como un tanque. Este método usa suposiciones y tanteo para equilibrar los cambios en el volumen del yacimiento como consecuencia de la producción. La confiabilidad de los resultados obtenidos por la ecuación de balance de materiales depende en gran medida de la calidad de la descripción del yacimiento y de la cantidad de información de producción disponible, ya que los valores en los cálculos podrían ser variables y este método sólo da una idea de la cantidad de bitumen accesado.

Para el área en estudio, la ecuación de balance de materiales estaría basada sobre un conjunto de datos de la roca yacimiento, de fluidos, de presiones y de producción llenos de incertidumbre, razón por la cual se hace cuestionable la aplicación de este método.

El método volumétrico, por otra parte, consiste en el uso de una ecuación basada en un modelo geológico que describe geométricamente el volumen de hidrocarburos en el yacimiento. Este método depende igualmente de la calidad de descripción del yacimiento, sin embargo será utilizado para estimar el BOES a través de los grids estimados por las técnicas geoestadísticas.

Se realizó el cálculo volumétrico del BOES (bitumen original en sitio) a través de dos métodos de estimación: el método de Kriging y el método de “nearest neighbor”. Con lo cual se observó primeramente la aplicabilidad de las técnicas geoestadísticas, debido a la gran cantidad de puntos de control con información petrofísica existente en cada una de las unidades corroborando los resultados obtenidos.

Un punto importante que se debe destacar en el cálculo de BOES, es que se realizó por arena, puesto que no se tiene evidencia de que las fallas que dividen al área sean sellantes y puedan existir distintos yacimientos, adicionalmente se conoce que existe coalescencia entre las arenas.

Un aspecto interesante es la migración vertical y horizontal de fluidos hacia el volumen de control que se establece en este caso ya que los límites del área O-16 no son sellantes, pues esto es solo una delimitación establecida para los efectos de la asignación del área por el Ministerio de Energía y Minas y por consiguiente podría ser mayor del que se encuentra en

este volumen de control. Sin embargo, mediante estudios realizados previamente se conoce que debido a la viscosidad del bitumen este aspecto no toma gran relevancia.

Para la multiplicación de los mapas grid de las variables utilizadas en el calculo del BOES para cada una de las capas se utilizó la ecuación 5.1, la cual toma en cuenta las unidades de medición de las variables.

$$BOES = \frac{1.917 * A * ANP * \phi * (1 - Swi)}{B_{oi}}$$

(Ecu. 5.1.)

Donde;

A: Area (acres).

ANP: Arena Neta Petrolífera (pies).

Ø: Porosidad Promedio (fracción).

Swi: Saturación inicial de Petróleo (fracción).

Boi: Factor Volumétrico Inicial del Petróleo (BY/BN).

En donde el Factor Volumétrico utilizado a la presión inicial es Boi= 1.0833, extraído del reporte del análisis PVT del pozo CI-210 recombinado (ensayo no convencional) a la presión inicial del yacimiento estimada de 1126 lpc.

Los grids de las variables h, Ø, Swi, se estimaron a través de dos métodos:

5.3.1. Estimación del BOES con los Mallados Obtenidos por el Método de Kriging

Se utilizó la modelación matemática a través de las técnicas de regresión y correlación de Kriging, mediante la aplicación de la teoría de funciones aleatorias para el reconocimiento y estimación de fenómenos naturales a través del programa GeoEAS. Cuyos grids se intentaron introducir en el programa Zmap para producir los mapas de contorno, sin embargo debido a que la red del edificio chuao fue suspendida en diciembre de 2002, no se pudo realizar la migración de los mismos y efectuar el calculo del BOES volumétrico, a través de dicho programa.

Sin embargo dichos grids se migraron al programa EXCEL, y se realizó el cálculo volumétrico de los mismos, teniendo siempre presente la coordenada de cada uno de los puntos del mallado para realizar la selección de las celdas contenidas dentro de los límites de O-16. Al realizar diversas estimaciones con la técnicas geoestadísticas se pudo constatar que la cantidad de bitumen originalmente en sitio no varía en grandes escalas si se varían los parámetros del modelo de variograma dentro de un intervalo racional, en el caso de las estimaciones de las propiedades petrofísicas que intervienen en dicho cálculo, es decir, al haber estimado un modelo de variograma muy cercano al comportamiento variográfico real de la data del área en la dirección de sedimentación se asegura un cálculo preciso del BOES del yacimiento.

Los resultados obtenidos al aplicar la operación matemática del cálculo del BOES, a los grids de ANP, porosidad y saturación de agua inicial, contenidos dentro de los límites del área de O-16, se presentan en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Resultados de la estimación del BOES volumétrico a través de técnicas Geoestadísticas.

	BOES TOTAL MMBNB
MO1	12,35
MO2	51,60
MO3	132,22
MO4	217,30
MO5	358,45
MO6	522,05
MO7	653,52
MO8	676,27
MO9	208,27
	2832,03

5.3.2. Estimación del BOES con los Mallados Obtenidos por el Método “Vecino más cercano”

Se utilizó también la modelación matemática a través de las técnicas de regresión del “vecino más cercano” que a pesar de estar relacionado con problemas de precisión sirve para efectos de comparación.

- Se seleccionó la opción **Tool/Calculate**, activando la pestaña “Ecuación” se procedió a aplicar la ecuación para el calculo del BOES.
- Se Salvo el Grid en la opción **File**, Finalmente se obtuvo el Grid Map de distribución del Bitumen Original en Sitio “BOES”.
- Para obtener el valor del BOES, en **View/Output Window**, aparece una ventana con los resultados, donde el área representa el área total del yacimiento en metros cuadrados y el volumen el Bitumen Original en Sitio en barriles.

Al realizar las respectivas operaciones matemáticas se obtuvieron las distribuciones del BOES por unidades, y los mapas producidos en OFM, se presentan en el apéndice C.

Los valores del BOES obtenido con la técnica de estimación del vecino más cercano, fueron se encuentran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Resultados de la estimación del BOES volumétrico a través del método de “nearest neighbor”

	BOES TOTAL MMBNB
MO1	18,45
MO2	37,16
MO3	132,54
MO4	226,50
MO5	332,40
MO6	477,44
MO7	679,11
MO8	678,26
MO9	229,20
	2811,05

5.3.3. Comparación de los BOES estimados con el BOES reportado

De los resultados presentados anteriormente se observa que las arenas MO7 y MO8 son las más prospectivas, es decir, es la que poseen mayor BOES.

Tal y como se puede apreciar, de los resultados del cálculo volumétrico del BOES se observa que existe mucha similitud entre los valores obtenidos entre los dos métodos de estimación de las propiedades petrofísicas.

De estas dos estimaciones se seleccionó el valor obtenido de las técnicas geoestadísticas, ya que las mismas reducen la incertidumbre en las estimaciones de las propiedades petrofísicas y permiten tomar un mejor promedio de las propiedades, sin embargo la diferencia de estos dos métodos de estimación con el reportado se presenta en tabla

Tabla 5.4. Comparación de la desviación de ambos métodos de estimación con los valores reportados.

	Error (%) Nearest Neighbor	Error (%) Kriging
ANP	6,20	5,50
Porosidad	3,75	3,13
Sw	0,00	0,00
BOES	10,18	9,51

Al efectuar la comparación de la desviación de los valores promedios obtenidos de ambos métodos de estimación con los valores promedios reportados se concluye que la diferencia existente entre el BOES reportado y el BOES estimado con técnicas geoestadísticas se debe principalmente a que las dos interpretaciones del modelo petrofísico son diferentes en lo que se refiere a los cut-off utilizados, por lo que se descarta de esta manera cualquier inquietud de desconfianza asociada a las técnicas de estimación utilizadas.

También es importante destacar que el modelo petrofísico actual esta asociado a correlaciones empíricas por lo que la determinación del BOES está afectado por la incertidumbre del modelo planteado.

5.4. REVISIÓN TEÓRICA DE LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS⁽⁵⁶⁾

Los primeros parámetros que se estiman o evalúan en una acumulación de hidrocarburos son aquellos que permiten obtener los valores más certeros de su volumen original en sitio de petróleo (POES), gas (GOES) y condensados de gas (LOES).

Si bien es cierto que es fundamental conocer estos volúmenes de hidrocarburos originales en sitio, no es menos cierto que el atractivo o valor económico de la acumulación depende no del volumen en sitio sino de la fracción recuperable del petróleo, gas y líquidos del gas, todos originalmente en sitio.

Aunque pareciera tarea sencilla definir con certeza qué fracción de los volúmenes en sitio son cantidades determinísticas (fijas dentro del rango de precisión de su estimación) y físicamente invariables, las “reservas” llevan atadas un conjunto de condiciones, premisas o suposiciones que deberán cumplirse para que a su vez esas “reservas” sean físicamente extraíbles/obtenibles/producibles.

Algunas de esas “condiciones” que califican las reservas o la factibilidad real de obtenerlas son económicas. Otras condiciones son estrictamente físicas. En conjunto, la sumatoria de condiciones físicas, económicas u otras, condicionan o son pre-requisito para que las reservas se obtengan.

Dicho de otra manera, la definición más genérica de “reservas” de gas, petróleo y líquidos de gas es “aquella fracción del volumen original en sitio que se anticipa producible si se cumplen las condiciones asociadas a su definición”.

Una vez que se tiene disponible el estimado confiable de hidrocarburos originalmente en sitio (POES, GOES y LOES), queda entonces claro que estimar las reservas iniciales totales de cualquier yacimiento que requiere estimar a su vez el “factor de recobro” que se anticipa para la acumulación. Como se ha indicado, el mismo está vinculado a las fuentes de energía disponibles, su aprovechamiento y exige un plan de producción.

5.4.1. Relación de las reservas con los pronósticos de producción.

Conceptualmente se debería pensar que “para cada barril de reservas probada debe existir un plan o pronóstico de producción. Aunque esta es la situación ideal, generalmente eso no es cierto en la práctica.

En muchos casos, se conoce con certeza el volumen de hidrocarburos en sitio, y se procede a “estimar” un factor de recobro coherente con las fuentes de energía para luego “calcular” reservas probadas sin postular un plan concreto de producción.

Cada día más las empresas están cuestionando los niveles de reservas probadas mostradas en los libros de reservas cuando no se tiene un pronóstico confiable de producción.

La tendencia ahora es evaluar sistemáticamente cada yacimiento, y generar un pronóstico, aunque sea con herramientas simplificadas, para que en cada caso la reserva en libros lleve atado un programa de producción (tasa/tiempo), el cual una vez integrado genere el volumen de reservas en libros.

Este procedimiento que generalmente se identifica como “Base de Recursos” tiene la bondad que obliga a revisar los estimados de hidrocarburos originalmente en sitio, los mecanismos de producción, la disponibilidad actual y eventual de pozos e inclusive las instalaciones del campo. Este proceso agrega gran certidumbre a los libros de reservas.

Los pronósticos de producción generalmente son análisis mecánicos del fenómeno físico de producción. Sin embargo, a continuación se trata un procedimiento no-mecánico de cumplir con el mismo objetivo de obtener y/o verificar cada estimado de reservas probadas con “un pronóstico de producción”.

5.4.1.1. Análisis de Declinación.

Cuando un yacimiento tiene cierta historia (este es un requisito), se le puede aplicar un procedimiento estadístico a manera de analizar/utilizar dicha historia para pronosticar el comportamiento futuro a nivel de pozos o de la acumulación completa).

Con las limitaciones, este es un procedimiento estadístico válido de preparar pronósticos de comportamiento futuro de producción. Una vez disponibles, la integración de esas curvas “estadísticas” tasa/tiempo es un procedimiento válido de certificación de reservas. Ciertamente que es mucho más deseable disponer de pronósticos “mecánicos” de comportamiento para cada acumulación, pero siempre es mejor un estimado de reservas apoyado en pronósticos (aunque sean de origen estadístico como es el caso de los análisis

de declinación) que reservas estimadas de análisis también estadísticos pero de factores de recobro.

De igual manera, si no se tiene otro procedimiento más confiable, hay trabajos estadísticos (específicos para cuencas) de factores anticipados de recobro que representan un mayor grado de certidumbre que los simples estimados genéricos de factor de recobro.

5.4.2. Factores de recobro y relación pozo/yacimiento

Se define como factor de recobro aquella fracción de los volúmenes de hidrocarburos en sitio que se espera haber producido para el momento en que se abandone la explotación de la acumulación.

Si el factor de recobro se expresa como fracción (aunque también es común expresarlo como porcentaje), la reserva inicial es simplemente el volumen obtenido al multiplicar el volumen original en sitio por factor de recobro final anticipado. Esta definición es sumamente genérica y conduce al estimado, en cualquier momento de la explotación, de las reservas remanentes.

Debe quedar claro que las definiciones de volumen original en sitio, factor de recobro y reservas aplican a las acumulaciones o yacimientos completos (no a pozos individuales). Sin embargo, no es menos cierto que aunque se pueden “estimar” las reservas de una acumulación sin que se tengan disponibles los pozos para producirlas, es condición indispensable para obtener/producir esos niveles de reservas, disponer oportunamente de los pozos activos que permitan “producir las reservas”. Dicho de otra manera, las cifras o estimados de reservas pueden obtenerse sin que las mismas sean producibles y simplemente serán volúmenes “estimados” que aparecerán en un libro de Reservas. Sin embargo, para asignarle el calificativo de “reservas producibles” es requisito indispensable disponer de un plan de producción que identifique de manera certera y confiable en el tiempo, los pozos que se utilizaran en el mismo y su respectivo pronóstico tasa tiempo.

Es un error común calificar reservas como producibles sin que existan disponibles los pozos respectivos ni se tenga un Plan de Producción confiable.

Se concluye entonces que aunque las “reservas” aplican a acumulaciones complejas (y no a pozos), esas reservas sólo serán producibles a través de los pozos completados en la acumulación. La relación entre las reservas y los pozos como “elementos de su producibilidad” es entonces obvia.

5.4.2.1. Factores de recobro y mecanismos de producción.

El nivel de recobro a obtenerse de cualquier acumulación está directamente relacionado con sus fuentes de energía de producción. La denominación de Mecanismos de Producción es simplemente una manera de discriminar las fuentes de energía de cualquier acumulación.

Las fuentes naturales de energía son generalmente:

- ✓ Salidas del gas en solución.
- ✓ Expansión de la roca y de los fluidos.
- ✓ Expansión de capa de gas.
- ✓ Compactación de la roca e influjo de agua.
- ✓ Combinación de varios elementos.

También es usual considerar otras fuentes (no naturales) de energía como son la inyección de fluidos (gas, agua, polímeros y/u otros aditivos), adición de calor vía inyección de vapor, combustión in-situ y otros.

Cada proceso lleva asociado un factor de recobro distinto ya que representa niveles distintos de energía de producción.

Por eso no se debe sorprender que se hagan para cada acumulación estudios completos de “pronósticos futuros de comportamiento” bajo diferentes planes de producción que utilicen las posibles fuentes naturales y no naturales de energía.

5.5. MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO DEL ÁREA O-16.⁽⁶¹⁾

Uno de los mecanismos de producción que intervienen en los yacimientos del área O-16, es “Gas en Solución”. Pero el bitumen que se encuentra en el área de Bitor posee una característica de un tipo de petróleo pesado llamado de tipo “espumante” o “burbujeante”.

5.5.1. Mecanismo de Petróleo Espumante.

Al considerar la explotación de yacimientos de crudos realmente viscosos e inicialmente saturados con gas, queda claro que, en ausencia del mecanismo de compactación, el empuje por gas disuelto debe ser el mecanismo convencional principal. Esto se afirma porque la alta viscosidad impide que otros posibles mecanismos convencionales actúen en forma efectiva.

Pasando el tiempo, sin embargo, se ha ido observando que el comportamiento real y la recuperación de estos yacimiento ha resultado apreciablemente mejor que lo que se pronostica por el método clásico de empuje por gas disuelto y esto ha llevado a reexaminar el método y a postular el mecanismo no convencional de petróleo espumante.

El método clásico de empuje por gas disuelto involucra tres supuestos fundamentales que no se justifican en el caso de crudo viscoso. El primero de estos requiere que se establezca instantáneamente equilibrio termodinámico entre las fases (crudo y gas) a través de todo el proceso de agotamiento de presión. El segundo impone que existe una región entre saturación de gas igual a cero y saturación crítica de gas en la cual no hay permeabilidad a gas y que dentro de esta región el gas que se libera como burbujas queda atrapado en forma inmóvil en el medio poroso. El tercer supuesto requiere que la saturación crítica de gas sea propiedad fija del sistema roca-fluido y que no depende del gradiente de presión.

Bajo estos supuestos ocurre que, cuando se calcula el comportamiento bajo empuje por gas disuelto de un yacimiento de crudo viscoso se obtiene productividad aceptable y RGP similar al gas disuelto inicialmente hasta que la saturación de gas llega a la saturación crítica de gas. Al pasar ese punto y debido a que la movilidad a gas se hace muchísimo mayor que la del petróleo, la RGP se dispara lo cual ocasiona rápido agotamiento de la presión del yacimiento y esto último colapsa el crecimiento de la RGP y reduce la productividad de petróleo a cero. El resultado final de este proceso es que la recuperación de petróleo que se obtiene es la que se calcula utilizando una saturación final de gas esencialmente igual a la saturación crítica de gas.

Evidencia de laboratorio y de campo indica o sugiere que con crudos viscosos no se logra equilibrio termodinámico. Una sugerencia en esta dirección se obtiene de la realización de análisis PVT en el laboratorio: los de crudo viscosos requieren mucho más agitación y mucho más tiempo para llegar a equilibrio de los crudos de baja viscosidad. Otra sugerencia de mayor peso es que en experimentos de agotamiento en el laboratorio, se nota una etapa de represurización que se interpreta debido a liberación adicional de gas de crudo supersaturado. Por lo tanto, es permisible inferir que se puede dar el fenómeno de supersaturación, que si el crudo supersaturado se produce por pozos, esto reduce el volumen de gas que puede acumularse dentro del medio poroso y demora la formación de una fase continua de gas. En este caso de crudo viscoso, el demorar la formación de una fase continua de gas en el medio poroso se puede considerar como una mejora en la recuperación final comparado con lo que se obtiene bajo puro empuje por gas disuelto.

El tercer supuesto requiere que la saturación crítica de gas sea propiedad fija del sistema roca-fluido y que no depende del gradiente de presión. En el cálculo de puro empuje por gas disuelto, la saturación crítica de gas se introduce como el punto invariante donde la curva de permeabilidad relativa a gas parte del valor cero y comienza a crecer.

Aunque los datos experimentales que se usaron en el pasado para medir y seleccionar valores de la saturación crítica de gas se obtuvieron aplicando gradientes de presión bajos, debe quedar intuitivamente claro que la saturación crítica de gas a gradientes altos debiera ser distinto. Con base a consideraciones físicas, es evidente que las burbujas de gas que se liberaron y que quedaron atrapadas en gargantas de poros a gradientes bajos se forzarían fuera de dichas gargantas si el gradiente de presión se hace suficientemente alto. Pareciera entonces que la saturación crítica de gas debiera disminuir según el gradiente de presión aumenta.

En resumen, el mecanismo de petróleo espumante ocasiona mayor recuperación de petróleo que lo que se calcula bajo puro empuje de gas disuelto e involucra tres fenómenos: supersaturación. Formación de burbujas de gas que no se adhieren al medio poroso sino que viajan con el petróleo y finalmente, saturación crítica de gas que varía con el gradiente de

presión. Como estos tres fenómenos deben ser distintamente sensibles a tasa de agotamiento. Se está ante un mecanismo de alta complejidad.

5.5.2. Efecto de la temperatura sobre el mecanismo de gas en solución espumante.⁽⁵⁷⁾

La viscosidad del crudo pesado es tan alta que el mecanismo de gas en solución aportaría solo una pequeña producción de petróleo en el campo, sin embargo, el mecanismo de crudo espumante puede ser la causa del incremento de la producción y por consiguiente del factor de recobro.

En pruebas de depleción se conoció que los factores de recobro más altos no se obtienen cuando se incrementa la temperatura, por el contrario mientras más baja sea la temperatura mayor será el recobro. La razón de esto es que mientras más alta sea la temperatura se disminuye la solubilidad del gas y se reduce el mecanismo espumante al disminuir la viscosidad del crudo la estabilidad de la espuma decrece por lo que la fase de gas pasaría a ser una fase continua comenzando con un flujo de gas a una saturación menor que la que tendría dicha fase si la temperatura fuese mas baja.

Sin embargo, otros experimentos indican que un aumento de la temperatura no influye sobre el recobro total del bitumen. Con lo cual se concluye que pudiera existir un rango de temperatura en el que se obtendría un mayor recobro del mismo.

5.6. ESTIMACIÓN DE LAS RESERVAS REMANENTES DESARROLLADAS Y DEL FACTOR DE RECOBRO.

Se finaliza con el cálculo de reservas a través de las curvas de declinación (ver figura 5.2) permitiendo estimar las reservas que pudieran extraerse en un pozo para cuando este alcance su tasa o límite económico, siempre y cuando se mantenga las mismas condiciones de operatividad del pozo.

Debido a la comunicación vertical por la coalescencia existente entre las arenas, no fue necesario realizar la distribución de producción de un pozo para cada una de las capas productoras en el mismo.

La finalidad del cálculo de reservas en este estudio, fue verificar cuánto petróleo producible queda y cuanto se puede recuperar de todo el bitumen disponible del área O-16, para luego decidir la factibilidad de alguna localización o de un proyecto de recuperación secundaria.

- Las reservas recuperables del yacimiento se obtuvieron utilizando la ecuación 5.2.

$$Reservas\ Recuperables = BOES * fr_{oficial}$$

(Ecu. 5.2)

Donde:

BOES: Bitumen Original En Sitio (MMBN)

Fr_{oficial}: factor de recobro oficial (fracción)

- Las reservas remanentes recuperables del yacimiento su calculó con la ecuación 5.3.

$$Reservas\ Remanentes = Reservas\ Recuperables - Bitumen\ Pr\ oducido\ Acumulado$$

(Ecu. 5.3)

- El factor de recobro del yacimiento su calculó con la ecuación 5.4.

$$Fr = (Reservas\ Remanentes\ Desarrolladas + Bitumen\ Pruducido\ Acumulado) / BOES$$

(Ecu. 5.4)

La estimación de las reservas remanentes desarrolladas se obtuvieron mediante las siguientes curvas de declinación:

- Log del corte de agua vs Petróleo Acumulado (por pozo).
- Tasa real de petróleo vs tiempo (por pozo).
- Tasa real de petróleo vs tiempo (por grupo de pozo y macollas).

Para ello se utilizaron como parámetros de límite de producción por una parte, una tasa de petróleo de 50 BND y/o 20 años de producción a partir de la fecha de estudio. Y por otra parte como parámetros de límite de producción un corte de agua de 95%.

El análisis de declinación fue realizado en 140 pozos, para los cuales se observó el comportamiento de producción de petróleo y corte de agua verificando así el estado del pozo.

Es importante indicar que los pozos que no se tomaron en cuenta para la estimación de las reservas remanentes fueron los siguientes:

- ✓ Cerrados por alta producción de agua (HW)
- ✓ Tasas menores de 50 a 70 BNBD
- ✓ Cerrados por el Ministerio de Energía y Minas
- ✓ Poca o ninguna historia de producción por problemas mecánicos.

5.6.1. Curvas de Declinación

El programa OFM suministra la herramienta de análisis de curvas de declinación que permite analizar, predecir y planificar el rendimiento del pozo. Esta tarea se realiza, por lo general, sobre los datos obtenidos en una completación o en un grupo de pozos. Así mismo, se puede efectuar una predicción de declinación de grupos de pozos o categorías de clasificación. La predicción de la declinación es el resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas sobre los datos de producción histórica.

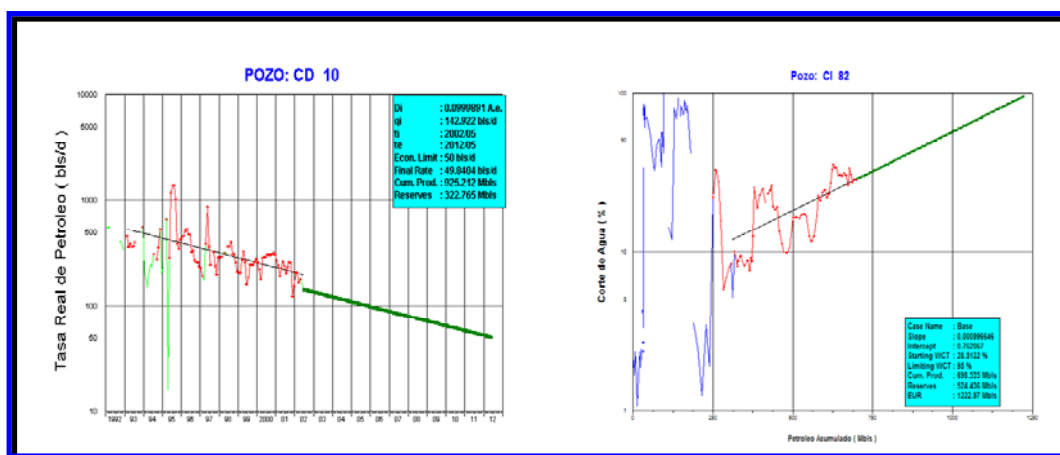


Figura 5.2. Curvas de declinación realizadas a los pozos.

Al efectuar la declinación se tomó en cuenta los puntos más representativos de la última declinación de producción en cada uno de los pozos. Es importante indicar que dicha declinación se realizó linealmente debido al comportamiento correspondiente a cada uno y suponiendo que en los mismos no se realizarán trabajos de estimulación, que solo serán cerrados en su límite económico y que el mecanismo de crudo espumante actuará durante todo el período productivo del campo.

El reporte en cada una de las declinaciones mostró los siguientes parámetros:

✓ En el caso de declinación de la tasa de petróleo:

- Di: Pendiente de la declinación (fracción).
- Qi: Tasa inicial de petróleo (BNBD).
- ti: Fecha de inicio de la declinación (año/mes).
- te: Fecha en el cual el pozo produce a la tasa límite económica (BNBD).
- Final Rate: Tasa final (BNBD).
- Cum. Prod: Producción acumulada (MBNB).
- Reserves: Reservas remanentes (MBNB).

✓ En el caso de declinación del corte de agua:

- Starting WCT: Corte de agua inicial (%).
- Limiting WCT: Límite del corte de agua (%).

Cum. Prod:	Producción acumulada (MBNB).
Reserves:	Reservas remanentes (MBNB).
CWR:	Reservas remanentes de agua (MBNB).

Con estos resultados se pudieron contabilizar las reservas remanentes desarrolladas del área y estos se presentan en el Apéndice D.

A través de esta técnica se verificó que la tasa de declinación es alta, debido al incremento del corte de agua y a la alta viscosidad del bitumen que ocasiona un escenario desfavorable frente a otros fluidos que se producen en el medio poroso. Del apéndice D se puede apreciar que los pozos verticales poseen mayor declinación en comparación a los desviados y reentries y estos a su vez a los horizontales.

Además es importante indicar que en los pozos horizontales, se tiene alta incertidumbre en la estimación de las reservas remanentes desarrolladas en comparación al resto de los pozos, debido a la corta historia de producción que se tiene de los mismos.

Sabiendo que el factor de recobro oficial del área O-16 es de 12,2 %, las reservas recuperables basadas en el BOES calculado mediante técnicas geoestadísticas son de 345,5 MMBN.

Y además conociendo que la producción de bitumen acumulado es de 67,45 MMBN, se determinó que las reservas remanentes del yacimiento son de 278,06 MMBN.

De la estimación de las reservas remanentes desarrolladas por pozo mediante la declinación del corte de agua vs Petróleo Acumulado para todos los pozos posibles del área, se contabilizaron en 67,2 MMBNB, produciendo un factor de recobro de 4,75%.

De la estimación de las reservas remanentes desarrolladas por pozo mediante la declinación de la tasa real de petróleo vs tiempo para todos los pozos posibles del área, se contabilizaron en 64,1 MMBNB, produciendo un factor de recobro de 4.63%.

De la estimación de las reservas remanentes desarrolladas de pozos por grupo mediante la declinación de la tasa real de petróleo vs tiempo, se contabilizaron en 57,5 MMBNB, produciendo un factor de recobro de 4.4%.

Los métodos anteriores presentan una diferencia en el valor de las reservas remanentes recuperables, esto es consecuencia directa de la sensibilidad existente en la selección de los puntos más representativos del ultimo comportamiento de producción por pozo para efectuar dicha declinación.

Basándose en el BOES determinado geoestadísticamente se determinó un factor de recobro de 4,75%, sin cambios en el plan de explotación, por lo cual deben tomarse acciones para frenar la declinación de producción de bitumen, frente a la problemática actual de producción de agua y poder drenar todas las reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas que se tienen en el yacimiento.

El desconocimiento del yacimiento ha causado una eficiencia de recuperación de los fluidos muy baja. Para aumentar el factor de recobro es necesario la adquisición de datos para caracterizar el yacimiento, aplicar tecnologías para generar conocimientos que agreguen valor a la corporación. Además es indispensable el compromiso de la alta gerencia.

Se recomienda un plan de perforación y/o rehabilitación de pozos estratégicos que permitan drenar el remanente de bitumen producible y así optimizar la producción.

Se debe buscar la forma de mantener la presión del yacimiento ya que el mecanismo de crudo espumante desaparecerá cuando el gas halla alcanzado una fase continua y cuando eso ocurra la producción de gas será excesiva producto de la movilidad entre las fases. Para ese momento podría pensarse un período de inyección de vapor con el objeto de disminuir la viscosidad del crudo y aumentar la viscosidad del gas.

Otro aspecto por el que se debe mantener la presión es para asegurar las estimaciones de las reservas remanentes recuperables que se han realizado a través de las curvas de declinación.

CONCLUSIONES

- La Geoestadística como herramienta de integración en la descripción de yacimientos, permite reducir la incertidumbre en la estimación de distribución de las propiedades petrofísicas en el yacimiento en estudio, obteniéndose así un modelo de la continuidad espacial de las mismas, el cual puede representar la secuencia de deposición de los sedimentos presentes en los ambientes sedimentarios que dieron origen a las nueve Unidades Genéticas en el modelo geológico (definidas por INTEVEP).
- Para la identificación de Unidades de Flujo y la determinación de la permeabilidad no se pudo utilizar la metodología de Amaefule and Althunbay, debido a la escasa información proveniente del núcleo disponible (un solo núcleo e incompleto).
- De la distribución areal generada por la Técnica Geoestadística Kriging, se pudo concluir que las unidades con mayores espesores de arena neta y arena neta petrolífera y de mejores desarrollos a nivel areal, fueron las unidades MO7 y MO8
- Mediante los mapas generados por la técnica geoestadística se calculo el BOES de los yacimientos del área O-16, dando 2832,03 MMBNB. El factor de recobro se estimó en 4,75 % (mediante curvas de declinación), por lo tanto sus reservas recuperables (utilizando el factor de recobro oficial de 12,2 %) son de 345,5 MMBNB produciendo para 2002 el petróleo acumulado de 67,45 MMBNB, quedando un petróleo remanente de 278,06 MMBNB, pudiéndose recuperar solo unas reservas “estimadas” desarrolladas de 67,2 MMBNB bajo la estrategia actual de explotación.
- El modelo estático actual no está validado con núcleos, ni sísmica 3D del área. Y hasta los momentos son solo una interpretación en función de la extrapolación de información de las áreas vecinas. Por tanto el modelo tiene una alta incertidumbre.
- Los núcleos no poseen información abundante de microorganismos, pero a pesar de la situación el geólogo ha logrado interpretar cuatro tipos de FACIES.

- La interpretación petrofísica aunque es satisfactoria “adecuada” es susceptible a mejorarse para permitir mejor idoneidad del yacimiento.
- Los semi-variogramas son muy importantes en estudios geoestadísticos, puesto que permiten combinar la geología mediante técnicas interpretativas y la estadística mediante técnicas numéricas para generar posibles patrones de conducta de los atributos de yacimientos los cuales sirven para identificar posibles anisotropías.
- La metodología utilizada coincide con los resultados obtenidos por estudios previos mediante metodologías convencionales.
- Las arenas inferiores tienen características de ambiente de gran energía a excepción de la unidad MO9 que aparentemente está afectada por el inicio del ciclo Transgresivo.
- La complejidad de la acumulación hace primordial la utilización de programas de estudio intensivos y muy bien programados que requieren del recurso humano con adiestramiento altamente especializado, con el propósito de determinar los factores que controlan las acumulaciones y precisar la geología del mismo.

RECOMENDACIONES

- Debido a que la geoestadística es una herramienta de importancia vital en la gerencia integrada de yacimientos, se recomienda ampliar las fuentes de datos básicos de los yacimientos tales como sísmica 3D, núcleos, pruebas de presiones, registros especiales, etc. para así mejorar la resolución del presente modelo estático de tal modo que se pueda integrar estas fuentes de información para asegurar el cumplimiento de los compromisos comerciales y disminuir la declinación actual.
- Tomar núcleos con las nuevas técnicas de recuperación, transporte y preservación de los mismos, correspondientes a las formaciones no consolidadas para practicarles análisis convencionales y especiales. Esto con el objeto de validar y afinar la interpretación geológica y petrofísica, ya que están hechos sobre la base de correlaciones (m, n, Qv) por la gran incertidumbre que los núcleos tienen asociada.
- Desarrollar un modelo geomecánico para determinar el campo de esfuerzos (dirección y magnitud de los esfuerzos principales) y las propiedades geomecánicas de las rocas, ya que existen zonas donde no se han podido realizar Reentrys con éxito. Esto permitiría ir tomando precauciones frente a la evidente producción de arena que se tendrá en un futuro cuando la presión del yacimiento haya disminuido, cuyo problema esta asociado a la propiedad mecánica de la roca y a la alta viscosidad del bitumen, por lo que se debe realizar un análisis granulométrico en cada una de las unidades definidas actualmente y de esta forma evaluar/validar el ancho de las ranuras del liner, que actualmente se esta utilizando. En otras palabras la construcción de un modelo geomecánico serviría para cuantificar el mecanismo de producción por compactación, gerenciar la producción de arena (a través de su predicción) y determinar la anisotropía. Esto es tomando en cuenta la alteración de las condiciones en las que se encuentren las rejillas del liner producidas por las dificultades que se presentan para bajar herramientas de guaya fina y revisar el taponamiento o arenamiento como herramienta de diagnóstico en la producción de arena.

- Aplicar un control efectivo sobre el movimiento de arena que puede causar la falla del casing o liner provocando la pérdida del pozo, abrasión de equipos de subsuelo y de superficie, pérdida de producción, manejo y disposición de sólidos de la formación.
- Tomando en cuenta la producción de arena en el área O-16, se recomienda evaluar la factibilidad de una técnica para la prevención de dicha producción denominada consolidación artificial in-situ de la arena de formación, esta tecnología fue introducida alrededor de 1946, generalmente esta técnica consiste en la inyección de soluciones plásticas a la formación, que cubre los granos de arena y se endurece para formar un segundo agente de aglutinamiento. La permeabilidad se retiene por medio de la contracción del plástico, la inyección del fluido y por la separación de la resina y el fluido conductor.
- Otro aspecto por el cual es importante la toma de núcleos es que en los estudios de simulación que se han realizado en el área indican que pequeños incrementos en la saturación de agua colocan un alto corte de agua en el pozo, por eso es importante realizar la medición de este parámetro en los núcleos no consolidados, al igual que en el caso de las permeabilidades relativas para cada una de las Facies encontradas.
- Sabiendo que el comportamiento de producción revela una radiografía del yacimiento se recomienda su monitoreo detallado para así determinar la anisotropía del mismo teniendo en cuenta la dirección de los esfuerzos, y de esta forma identificar las zonas potenciales en términos de recuperación. Para dicho monitoreo de producción es importante tener en cuenta una comparación a nivel estructural en el tipo de perforación de los pozos con sus respectivos tiempos operacionales y longitud de la sección horizontal. Esto también pudiera tenerse en cuenta para el cañoneo o perforación direccional de las arenas superiores tomando en cuenta la dirección de los esfuerzos y de este modo poner en producción esas unidades y aumentar el factor de recobro.
- Realizar un modelo sedimentológico detallado que permita solucionar los problemas existentes en la perforación con relación a la litología, y permita dejar claro los problemas que se han tenido en la perforación de los mismos hasta el momento. En

este sentido también se debe destacar que existe una gran variedad de tecnología disponible en el mercado tales como registros especiales: acústicos, de imágenes y sísmica entre pozos (entre otros), que permiten delinear los cuerpos de arena, detectan los cambios litológicos, la inclinación de las fallas y la red de fracturas y además poseen buena resolución vertical. Como ejemplo de estas alternativas: se debe evaluar en este tipo de campo donde la incertidumbre juega un papel importante las alternativas tecnológicas para el mejoramiento de la perforación direccional de los pozos tales como “El Navegador” (BAKER), que detecta los límites de las capas en pozos horizontales debido al Gamma Ray y resistividad enfocable, lo que permite navegar y predecir zonas de agua y lutita, que se encuentran paralelos a la sección que se este construyendo.

- Realizar sísmica 3D para poder determinar la conformación estructural de las capas del subsuelo y tener mejor resolución, es decir, esto permitirá refinar las geometrías, la estructura del yacimiento y las Facies sísmicas (con resolución de hasta 30 pies) para así construir mapas de continuidad lateral de los cuerpos presentes (arenas y lutitas) de poco espesor. Esto también permitiría evaluar la existencia de compartimentalización del yacimiento y diferentes contactos de agua petróleo. En este sentido al consultar sobre este tema con expertos en la materia se tuvo lo siguiente: *es recomendable adquirir la data sísmica con Vibración en lugar de Explosivos, para ello se requiere un permiso ambiental para poder abrir trochas de aproximadamente 3 a 6 metros de ancho, lo que implica talar una cantidad considerable de pinos. Sin embargo esto permitiría reducir los costos en comparación a otros métodos y para reponer el daño causado al ambiente se sembrarían las cantidades de pinos indicadas en las leyes y disposiciones legales.*
- Procesar la información proveniente de núcleos, sísmica, pruebas de presiones de restauración de fondo, muestras de fluidos, medición de la mojabilidad, con la ayuda de paquetes especializados, existentes en el mercado para yacimientos no consolidados y con fluidos extrapesados (Foamy Oil) en las áreas de geomecánica, geoquímica, presiones y simulación.

- Desarrollar un modelo Geoquímico para analizar la existencia de diferentes tipos de crudos dentro del área O-16; y realizar una caracterización de las aguas de formación a través de la información de los registros SP y compararlos con los resultados de los análisis de agua.
- Realizar una correlación de las unidades establecidas en el modelo geológico con petrofacies presentes dentro de cada unidad genética, de igual manera se recomienda en este caso determinar y comparar las unidades de flujo a través de la técnica de Amaefule y Alhunbay. Ya que esto contribuiría a caracterización más consona con la realidad sobre todo en las unidades más someras que son de ambientes deltaicos y existen mayor discontinuidad en las Facies.
- Realizar correcciones al perfil de densidad de neutrón con el objeto de incorporarlos en la evaluación de yacimientos y obtener un conocimiento más preciso del mismo.
- Aunque se sabe que las pruebas de presiones en crudos pesados son poco comunes ya que en estas se debe cerrar el pozo en el fondo, también se debe implementar en el área una tecnología que permita una mayor confiabilidad de las mediciones de presión estáticas para crudos pesados ya que cuando estas se realizan, la circulación tienden a perturbar las condiciones del pozo lo cual provoca un incertidumbre en estas mediciones.
- A pesar de la incertidumbre existente en el modelo geológico-petrofísico se recomienda validar el presente modelo estático a través de un modelo dinámico y de tener éxito, evaluar la incertidumbre en la toma de decisiones concernientes al yacimiento, como por ejemplo estudios de eficiencia areal de barrido, análisis de la migración de los fluidos, variaciones en la distribución areal de las presiones y selección óptima de esquemas operacionales para la explotación del yacimiento.
- Es importante aplicar técnicas que hagan aumentar el factor de recobro actual del yacimiento o en otras palabras frenar el avance de agua y drenar eficientemente el bitumen. En este sentido en el mundo no se ha hecho control de agua en crudos pesados, sin embargo esta tecnología. A través de un simulador se puede evaluar de

manera más factible la aplicación de métodos mecánicos o químicos utilizando los modelos producidos por la geoestadística.

- Se recomienda aprovechar algún período de cierre de los pozos, a modo tal de interpretar las repuestas de los mismos al momento de su reactivación y se pueda caracterizar mejor el yacimiento.
- Se recomienda tomar pruebas de presiones dinámicas para caracterizar mejor el yacimiento y verificar los niveles actuales de presión, adicionalmente realizar una evaluación del DATUM de tal forma que se garantice su ubicación en la mitad del volumen poroso que contiene hidrocarburos en el yacimiento, tomando en cuenta los diferentes CABO's existentes en el yacimiento.
- Considerar los pozos inactivos para realizarles trabajos de reparación o reacondicionamiento a partir de una justificada prueba de producción pues los conos de agua pueden haberse disipado y se pudieran abrir a producción en las unidades donde se observe buen desarrollo de las mismas, según la distribución areal obtenida de las técnicas geoestadísticas junto con los mapas de electrofacies, teniendo en cuenta otras variables como la saturación de agua inicial y la inversión requerida, esto sería beneficioso para el aumento del recobro.
- Realizar un mapa de presiones recientemente medidas, mediante técnicas geoestadísticas ya que esto es importante para los diseñadores de lodo. Además también se recomienda realizar mapas de isopotenciales que permitan observar la dirección de flujo de los fluidos y compararlos con mapas de capacidad (Kh).
- Se recomienda la utilización de correlaciones modernas para la determinación de la permeabilidad con el objeto de incluir yacimientos de arenas no consolidadas y obtener mejores distribuciones areales de las propiedades petrofísicas características del yacimiento.
- Con los resultados de una simulación estocástica evaluar el horizonte económico de cada proyecto (perforación, inyección de geles, inyección de vapor, métodos de

levantamiento, etc.) es decir los tiempos óptimos para los cuales se realiza cada evaluación.

REFERENCIAS

1. HERNÁNDEZ, Tamara. “Simulación de yacimientos mediante técnicas geoestadísticas, yacimiento Eoceno “B-inferior”, VLG-3659, área 7, Campo Ceuta”. Trabajo espacial de grado presentado ante la ilustre Universidad Central de Venezuela para optar al Título de Ingeniero de Petróleo”, volumen I, Caracas, 1995. pp 140
2. RODRIGUES, Patricia. “Caracterización Geoestadística de los yacimientos U1/MFA-33 y U3/MFA-2, a través de registros en pozos horizontales y verticales”, Trabajo especial de grado presentado ante la Ilustre Universidad Simón Bolívar como requisito parcial para optar al título de especialista en Ingeniería de Yacimientos”. Sartenejas, 1999, pp 81.
3. UZCÁTEGUI, Leudys y LINARES, Rafael. “Descripción de los Yacimientos Bachaquero VLG-3548 y laguna VLG-3533, Regiones 42/43, área 4, Alto de Ceuta, Mediante Técnicas Geoestadísticas”. Trabajo espacial de grado presentado ante la ilustre Universidad Central de Venezuela para optar al Título de Ingeniero de Petróleo”, Caracas, 1997. pp 203.
4. ALVARADO, Eliana. “Descripción del Yacimiento B-Inferior VLG-3503, Campo Ceuta, Mediante Técnicas Geoestadísticas”. Trabajo espacial de grado presentado ante la ilustre Universidad Central de Venezuela para optar al Título de Ingeniero de Petróleo”, Caracas, 1996. pp 154.
5. TRUJILLO, M. “ Descripción de yacimientos del Campo Guafita Sur mediante técnicas Geoestadísticas”. Trabajo Especial de grado presentado a la UCV para optar al Título de Ingeniero de Petróleo, Caracas, 1999.
6. SANTOS, Antonio y GONZALEZ, Mario., “Evaluación Geológica del Área Bitor, Faja del Orinoco, sector Cerro Negro. Bitúmenes del Orinoco, S.A. GEOEXPLORACIÓN, S.A Informe Interno, 1996. 306 p.

7. SANCHEZ, María. “Evaluación Petrofísica del Módulo de Producción J-20, Mediante el Uso del Ambiente Integrado FINDER”. Instituto Universitario Agroindustrial-Región los Andes extensión Norte. Morichal, 1998.
8. Tomado en la intranet de PDVSA: <http://www.intranet.ey.pdvsa.com/ey/pdvsabitor/explotacionbitumen/index.htm>, el día 18/07/02.
9. PDVSA-BITOR y TECNOSINERGÍA, “Proyecto Área O-16 de BITOR”, Notas Técnicas, 1998.
10. INTEVEP, S. A., “Modelo Estático Integrado de Cerro Negro, Área Bitor (Faja Petrolífera del Orinoco)”, Informe Interno (INT-8380,2001), Los Teques
11. GONZÁLEZ DE JUANA, C; J. M. Iturralde y X. Picard. “Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas”. Caracas. Foninves, T. II. 1030 p.
12. DUBRULE, Olivier. “Geostatistics in Petroleum Geology”, Continuing Education Course Note Series # 38, The American Association of Petroleum Geologists, 1998, pp 52.
13. GONZALEZ, Reina. “Área O-16, Cerro Negro Bitor”, Metodología Integral de Productividad (MIP), 2002.
14. PIRSON, Sylvain. “Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”, Ediciones OMEGA, S.A., Barcelona, 1965.
15. JONES-PARRA, Juan. “Elementos de Ingeniería de Yacimientos”, Editorial Innovación Tecnológica, 1994.
16. CORE LABORATORIES VENEZUELA, S.A., “Propiedades de las Rocas, Propuesta Técnica de Servicios para Núcleos no Consolidados”. 2000.

17. AMAEFULE, J.O; ALHUNBAY, M; TIAB, D and KEELAR, D.K. "Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells". SPE 26436, 1993.
18. INTEVEP. Experiencias en la extracción de núcleos en la Faja Petrolífera del Orinoco.2000.
19. INSTITUTO DE INVESTIGACIONES PETROLERAS, Fundación Laboratorio de SERVICIOS TECNICOS PETROLEROS. "Resultados del Reporte final. Pozo CH-2. Campo Cerro Negro, para LAGOGEN, S.A". Tomo I, 1986.
20. CORE LABORATORIES INTERNATIONAL, S.A. "Estudio de Análisis de Núcleos, LAGOVEN, S.A. Pozo CI-37", 1987
21. INSTITUTO DE INVESTIGACIONES PETROLERAS, Fundación Laboratorio de SERVICIOS TECNICOS PETROLEROS. "Resultados del Reporte final. Pozo CH-37. Campo Cerro Negro, para LAGOVEN, S.A"., 1987.
22. CORE LABORATORIES INTERNATIONAL S.A., "Análisis de Núcleos para Lagoven, S.A., Pozo CI-74", 1983.
23. CORE LABORATORIES INTERNATIONAL S.A. "Análisis Especiales de Núcleos para Lagoven, S.A., Pozo CI-74, Faja del Orinoco Venezuela", 1984.
24. CORE LABORATORIES INTERNATIONAL S.A., "Análisis convencionales de Núcleos para Lagoven, S.A., Pozo CI-74", 1986.
25. FARIAS, L. y BENZAQUEN, I. "Nota Técnica N° 5. Validación de pruebas PVT". Caracas, Tecnosinergia, 1998.
26. CORE LAB. "Estudios de fluidos de yacimiento para Lagoven, S.A. Pozo CO-4. Campo Cerro Negro. Monagas, Venezuela, 1986.
27. CORE LAB. "Estudios de fluidos de yacimiento para Lagoven, S.A. Pozo CI-74. Campo Cerro Negro. Monagas Venezuela, 1986.

28. CORE LAB. “Estudios de fluidos de yacimiento para Lagoven, S.A. Pozo CD-6. Campo Cerro Negro. Monagas Venezuela, 1987.
29. HUERTA, M y C, Heny. “Determinación del Carácter espumante en cerro negro, Campo Moricahal”. Caracas, Venezuela, INTEVEP, 1997.
30. ALMARZA, Ramón. “Comparación de los métodos de análisis de núcleos de análisis de núcleos utilizados en la Faja Petrolífera del Orinoco”, Monografía inédita presentada al consejo de Facultad de Ingeniería de la Universidad del Zulia con fines de ascenso en el escalafón de profesores. Maracaibo, 1976.
31. CHOPRA, A.K, Stein, M.H. and Ader, I.C. “Development Reservoir Description to Aidin Design of EOR Project”. SPE 16370, 1987.
32. STILES, J.H. Jr. And HUTFILZ, J.M. “The Use of Routine Special Core Analysis in Characterizing Brent Reservoir U.K. North Sea”. SPE 18386, 1988.
33. POQUIOMA, Walter (INTEVEP, S.A.) & KELKAR, M (University of Tulsa). “Application of geostatistics to forecast performance for water flooding and oil field”. SPE 26992. U.S.A., 1994.
34. Apuntes de las Clases dictadas por los Profesores: Ricardo Padrón y Walter Poquioma. Documento no publicado. 2003.
35. CIED. “Caracterización Física del Yacimiento”. 1997
36. SCHULUMBERGER, “Interpretation Log”, 1985.
37. PITTMAN, Edward D. “Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone”. AAPG. 1992.
38. ROXAR Inc. “Introduction to 3D Geological Modeling Course Manual”. Houston, Texas.

39. ENGLUND, Evan. "Geostatistical Environmental Assessment Software 1.2.1. (GEO-EAS)". Las Vegas, Nevada.
40. BARBOSA, P. y CALDEIRA R. "Introdução ao GSLIB". UNESP, Rio Claro, 2000.
41. KOLODZIE, Stanley. "Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado". SPE 9382, 1980
42. SICHEL, H.S. "Mine valuation and maximum likeliwood" _ Tesis de master, Univ. Of the Witwatersrand, Jonhannesburg, 1949.
43. KRIGE, D.G. "A Statistical approach to some mine valuation and allied problems on the Witwatersrand." M.Sc. Eng. Thesis, Univ. Of the Witwatersrand, Johannesburg, 1951.
44. MATHERON, G "The theory of Regionalizad Variables and its Applications". París School of Mines, Cah. Cen. Morphologie Math., V5 Fontainnebleau, 1961.
45. SAMPER C., Javier F y CARRERA R., Jesús. Geoestadística. "Aplicaciones a la Hidrogeología Subterránea". Primera Edición. Edición del Centro Internacional de Métodos Numéricos en Ingeniería dela Universidad Politécnica de Catalunya. Barcelona – España, 1990. Pags. (1 – 83).
46. PAZMIÑO U., Jorge. "Geoestadística (aplicación del semivariograma)". Primera Edición. Editado por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana. Ecuador, 1984. Págs. (1- 68)
47. CLARK, Isobel. "Practical Geostatistics". Primera Edición. Elsevier Science Publishers LTD. London – England, 1979. Págs. (6 – 10).
48. DIXSON, Wilfrid J. & MASSEY, Frank J. "Introducción al análisis estadístico". Segunda Edición. Editorial Mac-Graw Hill. México, 1965. (4 -29).
49. SPIEGEL, Murray R. "Theory and Problems of Statistics 2^{ed} Schaum's Outline Series. Segunda Edición. Editorial Mac-Graw Hill. New York, 1988. Pags. (87 – 109)

50. OLEA, Ricardo. "Geostatistics for Engineers and Earth scientists". Kluwer Academic Publishers, Boston, 1999.
51. PEINADO, Adrián. "Geoestadística Básica", CIED.
52. GONZÁLEZ, Reinaldo. "Geoestadística Aplicada", UCV, 2002.
53. VILORIA, Reinaldo J. "Taller: Visión de la Tecnología Geoestadística, Herramientas y Aplicación". Puerto la Cruz, 2002.
54. YARUS, J y CHAMBERS, R "Stochastic Modeling and Geostatistics: Principles, methods and Case Studies", AAPG Computer Applications in Geology, N° 3, Oklahoma, 1994.
55. MORENO, Miguel. "Informe de Pasantía", PDVSA-UCV, 1999.
56. ESSENFELD, M. y BENZAQUEN, I. "SISTEMA POZOS/YACIMIENTO". UCV- Esc. de Ing. de Petróleo. 1995.
57. ZHANG, Y. (University of Calgary) , MAINI, B. (Petroleum Recovery Institute) "Effects of Temperature on Foamy Solution Gas-Drive", CSPG y Petroleum Society Joint Convention, 1999.
58. Schlumberger. "Principios de la interpretación de perfiles", HOUSTON, 1991.
59. ASQUITH, George. "Log Evaluation of Shaly Sandstones: a Practical Guide", Oklahoma, the American Association of Petroleum Geologists, 1983.
60. BAKER HUGHES INTEQ, "Nota Técnica: Recuperación de 93% de Núcleos Cortados en las Arenas Inconsolidadas y Friables de la Formación Oficina, Campo Uracoa, Sur de Monagas-Venezuela".
61. ESSENFELD, M. "Plan Maestro: Bitúmenes Orinoco S.A.", Egep Consultores S.A. 1997-2000.

62. REYNOLDS, Henry. "Rocks Mechanics", Crosby Lockwood & Son LTD. Great Britain. 1961.
63. FARMER, Ian. "Engineering Properties of Rocks", E & F N Spon LTD. Great Britain. 1968.
64. NASH, William. "Resistencia de Materiales", McGRAW-HILL INC., Mexico, 1970.
65. VÁSQUEZ, Andrés. "Introducción a la Geomecánica Petrolera", V.V.A. Consultores, C.A., Caracas, 2000.

NOMENCLATURA

FBO:	Faja Bituminosa del Orinoco.
BITOR:	Bitúmenes Orinoco.
GeoEAS:	“Geostatistical Environmental Assessment Software”.
GSLIB:	“Geostatistical Software Library”.
RMS:	“Reservoir Modelling Systems”.
OFM:	“Oil Field Manager”.
M-BAL:	“Material Balance”.
PVT:	Presión Volumen Temperatura.
Np:	Producción de petróleo acumulada.
BOES:	Bitumen Original en Sitio.
Qo:	Tasa de petróleo.
MPE-1:	Modulo de Producción y Explotación 1.
°C:	Grados Celsius.
mm:	Milímetros.
Fig.:	Figura.
b.m.r.:	Bajo mesa rotaria.
GR:	“Gamma Ray”
SP:	“Sponteneus Potential”

OCN: Operadora Cerro Negro

MFS: Máxima Superficie de inundación.

Rs: Relación Gas en Solución o disuelto en el petróleo

β_o : Factor Volumétrico de Formación del Petróleo

β_g : Factor Volumétrico de Formación del Gas.

PCN: Pies cúbicos Normales o Standard

By: Barriles a condiciones de yacimientos

BN: Barriles a Condiciones Normales

Sg: Saturación de gas

Sgc: Saturación de gas Crítica

K: Permeabilidad

Kr: Permeabilidad relativa

ϕ : Porosidad.

GLOSARIO

- Abanico Aluvial:** Cuando un río pasa bruscamente de una topografía con gradiente a una mucho mas plana suelta violentamente su carga en forma de abanico con la punta señalando aguas arriba. El abanico aluvial se forma en el continente (no en el agua como el delta) y el sedimento es mas grueso que el del delta y su superficie más pendiente.
- Agua Connata:** Agua salada que probablemente se depósito y quedo atrapada con depósitos sedimentarios; esto la diferencia de las agua migratorias que han entrado en los depósitos después que ellos se formaron.
- Agua Dura:** Es la que contiene muchos minerales disueltos sobre todo Mg, Fe, Ca; es mala para la digestión, para ser usada en calderas y artefactos eléctricos que usen agua y no deja que el jabon forme espuma.
- Agua Intersticial:** Agua contenida en los intersticios o espacios vacios de una formación.
- Aleatoriedad:** Se asocia a todo proceso cuyo resultado no sea previsible más que en razón de la intervención del azar. La consecuencia de todo proceso aleatorio, llamado también estocástico, no puede determinarse en ningún caso antes de que éste se produzca.
- Ambiente
Deposicional:** Es el total de todas las fuerzas y condiciones que influncian o afectan la deposición de una secuencia sedimentaria dada. Esta definición incluye efectos físicos químicos en el momento de la deposición, y cualquier influencia orgánica que pudiera estar activa.

Anisotropía:	En geoestadística es la situación donde un variograma exhibe un rango mayor en una dirección que en otra.
Arena:	Material granular suelto, resultante de la desintegración de las rocas. Está formado fundamentalmente por sílice.
Arcilla:	Dicese de aquella materia plástica, blanda, de varios colores, generalmente compuesta por silicato de aluminio, formada por la descomposición del feldespato y otros silicatos de aluminio.
Bitumen:	Es una mezcla de hidrocarburos que existe en la naturaleza en fase sólida o semisólida; usualmente contiene sulfuros, metales y otras sustancias no hidrocarburíferas. Tiene una viscosidad superior a los 10.000 milipascuales por segundo (centipoises), medida a condiciones originales de presión atmosférica, temperatura del yacimiento y libre de gas. Además, tiene una gravedad API menor de 8,3° y un punto de fluidez superior a 60 °C
Buzamiento:	Es el ángulo máximo que puede medirse entre un plano horizontal y la superficie de una capa o formación no horizontal. El ángulo de buzamiento es perpendicular al rumbo.
Cemento:	Mezcla de aluminatos y silicatos de calcio que se produce combinando cal y arcilla, con calor. Contiene aproximadamente 62,5 % de hidróxido de calcio. Son calcáreos, silíceos o férricos.
Coalescencia:	La mayoría de las veces el adelgazamiento y/o desaparición de la lutita ha sido por erosión local, como consecuencia del transporte de arena en corrientes de alta densidad y velocidad, que antes de ser sedimentadas remueven o erosionan las arcillas que están en el lecho del curso del agua. Generalmente, esto ocurre en ambientes fluviales, donde la velocidad de la corriente y la carga de

sedimentos transportada puede tener estos efectos erosivos.

Coefficiente de Sesgadura	A través de su signo indica la dirección de la cola de la distribución, si es positivo la cola es hacia la derecha y si es negativo la cola es hacia la izquierda.
Coefficiente de Variación	Puede proveer indicaciones “tempranas” de las posibles dificultades para determinar estimaciones locales. Si es menor a uno el trabajo de estimación es relativamente directo y si es mayor a uno indica la presencia de valores grandes erráticos que pueden tener impacto sobre los estimados finales.
Ciclo Regresivo:	Cuando el mar se acerca e inunda tierra firme.
Ciclo Transgresivo:	Cuando el mar se aleja de tierra firme a causa de la depositación de los sedimentos.
Covarianza:	Es una medida estadística de la correlación entre dos variables. En la geoestadística, la covarianza es usualmente tratada como el inverso del variograma, calculado como la varianza menos el valor del variograma.
Deltas:	La mayoría de la carga de un río se deposita cuando el río choca con cuerpo (lago o mar) y forman acumulaciones de sedimentos en forma de abanico cuya punta señala aguas arriba. La forma y el tamaño del delta depende de las olas, mareas corrientes marinas y las cantidades del sedimento o aporte fluvial en el lugar de la desembocadura.
Desviación Estándar	Es la raíz de la media de las desviaciones al cuadrado.
Discordancias:	Representan brechas o "hiatos" en la sucesión geológica. El tiempo entre depósitos sucesivos puede variar desde períodos de

	tiempo relativamente cortos hasta cientos de millones de años. Hay varios tipos de discordancias cuya clasificación depende de los tipos de roca de que se trate (ígneas, sedimentarias o metamórficas) y de la relación angular entre las rocas por encima y por debajo de ese hiato depositacional.
Efecto Pepita:	Cuando existe una pérdida de discontinuidad del semivariograma en el origen. Cuando la propiedad o variable en estudio presenta cualquier ausencia de correlación.
Erosión:	Proceso que tiende a arrasar la superficie terrestre, eliminando zonas elevadas hasta acercarse a una superficie de igual potencial gravitatorio.
Estadística:	Es la ciencia cuyo objeto 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 resultados de las leyes de probabilidad. Estos se caracterizan por la complejidad y aleatoriedad de los fenómenos que en ella intervienen.
Estructuras:	Se refiere a las características mayores de la roca que generalmente se ven a nivel de afloramientos.
Estructuras Sedimentarias:	Son aquellas generadas en el sitio. Son importantes indicadores del ambiente depositacional.
Facies Sedimentarias:	Secuencia de rocas sedimentarias que se caracteriza por su geometría, litología, estructuras sedimentarias, fósiles. Es un producto de un ambiente sedimentario.
Factor Volumétrico de	Es el volumen en Barriles ocupado en el yacimiento (a las

Volumétrico de Formación del Petróleo (β_o):	condiciones de Presión y Temperatura en el yacimiento) por 1 Barril Normal de Petróleo más su gas en solución.
Factor Volumétrico de Formación del Gas (β_g):	Es el volumen en barriles (a condiciones de yacimiento) que 1 PCN de gas ocupará en el yacimiento a la presión y temperatura prevaleciente en el mismo.
Fallas:	Son rupturas del terreno en los cuales las rocas de un lado de la ruptura se han desplazado con relación a las del otro lado.
Frecuencia Absoluta:	Es el número de veces que se presenta un valor a lo largo de una experiencia repetitiva, siendo la frecuencia relativa el cociente entre la frecuencia absoluta y el número de pruebas realizadas.
Función “Y”:	Es una función empírica para corregir o ajustar datos del factor Volumétrico Total ó Volumen Relativo, de tal manera que puedan ser utilizados en los cálculos de Balance de Materiales con la precisión adecuada.
Geoestadística:	Es una metodología para el análisis de la correlación espacial de los datos. Se caracteriza por el uso de variogramas o técnicas relacionadas a cuantificar y modelar, como es el caso del Kriging.
Geología Estructural:	Es la rama de la geología que estudia las relaciones de las distintas rocas y formaciones en la corteza terrestre.
Geoquímica:	Rama de la geología que se encarga del estudio de la química de la tierra considerada en su conjunto y de sus partes componentes; en otras palabras, se encarga de la distribución y migración de los elementos químicos en el interior de la corteza terrestre en el espacio y tiempo. Hoy en día es utilizada para la explotación de

hidrocarburos, pues es posible hacer predicciones razonablemente buenas sobre la probabilidad de que la roca haya generado o contenga hidrocarburos. También puede ser utilizada para reconocer rocas madres y para correlacionar crudos entre si o estos a su vez con la roca madre.

Icnofósiles	Son huellas o rastros de pequeños animales que vivieron en los diferentes ambientes sedimentarios.
Ingeniería de Yacimientos:	Es el arte de desarrollar y producir campos de petróleo y gas, de tal manera de obtener un alto recobro económico.
Kurtosis	Es el grado de agudeza del pico de una distribución, usualmente esta referido a una distribución normal.
Kriging:	Es un método de interpolación donde el set de peso asignada a las muestras minimiza la varianza de la estimación, el cual es calculado como una función del modelo del variograma, las localizaciones de las muestras relativas a cada una y el bloque al cual se hace la estimación.
Lag:	Es una distancia de los intervalos de clase usados para los cálculos de variograma.
Litificación:	Es un conjunto de procesos que convierten un sdimento en roca endurecida o consolidada los cuales son: cementación, compactación, desecación y cristalización. La consolidación puede ocurrir a través de diferentes vías: por desecación o introducción de un cemento: Óxidos de hierro, calcita y/o sílice.
Lutitas:	Arcillas de origen rocoso, fundamentalmente granular, con clivaje tipo pizarra, se rompen en fragmentos paralelos a los lanos de estratificación que es una sustancia orgánica parecida al petróleo.

Media:	Es la medida más importante de tendencia central y se le concibe como el valor promedio de una distribución.
Mediana:	Representa exactamente el valor intermedio o central del grupo previamente ordenado por distintos criterios.
Meseta:	Es el limite superior de un modelo de variograma el cual tiene asignado un limite.
Meteorización:	Engloba los procesos que rompen y disgregan las rocas, en la superficie, originando partículas de sedimento o sustancias en solución.
Minerales:	Son sustancias sólidas de origen natural, con una composición química definida, algo variable pero diagnóstica.
Moda	Es 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.
Planicie de inundación:	Cuando el río sobrepasa sus bancos y se derrama sobre el área vecina deposita su carga más pesada a lo largo de los flancos del canal formando dique naturales que en ríos grandes pueden tener alturas importantes. El material más fino pasa sobre los diques y se sedimenta cuando el agua de inundación se tranquiliza. En estos lugares hay la tendencia de formarse pantanos.
Plegamientos:	Son dobleces en las capas de las rocas que forman la corteza terrestre. Las más importantes clasificaciones de los plegamientos son anticlinales y sinclinales.
Probabilidad:	Puede definirse de una manera general como una rama de la matemática que trata de explicar fenómenos o sucesos que no pueden ser explicados de una manera determinista. Sin embargo,

	adoptaremos el concepto de probabilidad como la frecuencia relativa de determinado valor, en un conjunto de valores conocidos de una misma variable.
Procesos Sedimentarios:	Son todos aquellos procesos geológicos que contribuyen a la formación de un sedimento. Estos son: Meteorización, erosión, transporte, sedimentación, litificación.
Propiedades Básicas de un Lodo de Perforación:	Estas propiedades son: transportar los ripios de perforación y los derrumbes hasta la superficie. Mantener en suspensión a los recortes y derrumbes, en el espacio anular cuando se detiene la circulación. Controlar la presión en las diferentes formaciones. Enfriar y lubricar la mecha y la sarta. Soportar las paredes del pozo. Ayudar a suspender el peso de la sarta y del revestimiento. Transmitir la potencia hidráulica sobre la formación por debajo de la mecha. Suministrar un medio adecuado para llevar a cabo los perfilajes eléctricos.
Rango:	Es la distancia a la cual el modelo alcanza el máximo valor o meseta.
Relación gas en Solución (Rs):	Es el número de pies cúbicos Standard o normales de gas que pueden disolverse en 1 Barril Standard, o Fiscal de Petróleo, cuando ambos se hayan en las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.
Reología:	Ciencia que se ocupa de la deformación y el flujo de los fluidos.
Rumbo:	Es la orientación de las líneas horizontales de un estrato con respecto al norte geográfico.
Textura Depositacional:	Se refiere al tamaño, morfología y arreglo de los elementos que constituyen una roca. El tamaño se expresa en función del

diámetro. La morfología se relaciona a la forma característica de la geometría y a la redondez de la curvatura de la superficie. El arreglo se relaciona a la orientación de los granos y al espaciamiento de los elementos (Fabrica y empaque respectivamente).

Tixotropía: Capacidad de un fluido para desarrollar resistencia al gel con el tiempo, cualidad de una suspensión coloidal de desarrollar una fuerza gelificante cuando se encuentra en reposo, pero que se convierte nuevamente en fluido por agitación mecánica.

Transporte: Varía según la característica del medio sedimentario. En las corrientes de agua es en carga de fondo, saltación y suspensión de los sedimentos. En acumulaciones de agua es por convección, mareas y oleaje. También se caracteriza en corrientes de aire, hielo, en masas y corriente de densidad. El transporte depende del perfil topográfico al igual que o hacen los patrones de canales de los ríos, cuando los ríos son rectos existe mayor tracción que suspensión de los sedimentos, cuando los cauces son entrelazados se presentan barras dentro del cauce y la presencia de cauces meandricos indican pequeñas pendientes del perfil topográfico existiendo mayor suspensión que tracción de los sedimentos. Toda ola tiende a mover los sedimentos mientras mayor tamaño tenga la ola mayor será la longitud que esta transportará el sedimento.

Variable Regionalizable: Es aquella variable que se distribuye en el espacio, por presentar una estructura de correlación.

Varianza: Es una medida de dispersión. Es el cuadrado de la desviación standard.

Viscosidad: Resistencia interna al flujo ofrecido por un fluido debido a

atracciones entre moléculas.

- Yacimiento de Petróleo o Bitumen:** Es el resultado de un equilibrio, a menudo precario, entre diversos elementos (litología, estructura, físico-química de los fluidos, temperaturas, presiones, etc.). que se han modificado diversas veces a lo largo del tiempo. Es la proporción de la trampa la cual contiene petróleo y/o gas como un solo sistema hidráulicamente conectado.
- Zona Productora:** Parte de la formación penetrada que contiene petróleo o gas en cantidades aprovechables comercialmente.

APÉNDICE A

**RESULTADOS DEL MODELAJE DE
VARIOGRAMAS**

Tabla A.1. Resultados del Modelaje de Variogramas para Arena Neta Total

Unidad	Parámetros asociados al Modelo de Variograma	Dirección de Investigación				Estadísticas del error obtenido en la validación cruzada						
		0°	45°	90°	135°	Media	σ	Min.	Q ₁	Mediana	Q ₃	Máx.
MO1	N° de pares	1224	1172	974	950	-0,186	4,815	-16,085	-3,539	0,144	2,62	10,868
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	30										
	Rango	600										
	Tipo	Esférico										
MO2	N° de pares	1220	1179	965	957	0,016	9,019	-48,228	-4,418	0,86	4	21,7
	Efecto Pepita	80										
	Meseta Relativa	90										
	Rango	1300										
	Tipo	Esférico										
MO3	N° de pares	1231	1174	973	955	0,197	11,782	-43,781	-8,276	0,835	7,998	32,667
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	220										
	Rango	800										
	Tipo	Esférico										
MO4	N° de pares	1196	1138	969	948	-0,151	13,534	-41,005	-10,714	1,614	7,992	32,759
	Efecto Pepita	100										
	Meseta Relativa	150										
	Rango	800										
	Tipo	Esférico										
MO5	N° de pares	1071	1029	900	894	-0,36	10,955	-25,257	-7,833	-0,597	7,23	30,922
	Efecto Pepita	100										
	Meseta Relativa	120										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO6	N° de pares	975	978	820	811	-0,081	13,657	-33,13	-10,16	-1,083	10,475	32,38
	Efecto Pepita	100										
	Meseta Relativa	180										
	Rango	800										
	Tipo	Esférico										
MO7	N° de pares	891	889	691	684	1,232	14,951	-46,761	-9,43	-1,093	10,999	34,975
	Efecto Pepita	200										
	Meseta Relativa	----										
	Rango	----										
	Tipo	----										
MO8	N° de pares	834	892	682	662	-0,356	19,293	-46,87	-15,266	-2,434	9,613	75,755
	Efecto Pepita	200										
	Meseta Relativa	200										
	Rango	1500										
	Tipo	Esférico										
MO9	N° de pares	763	841	620	608	-0,757	16,446	-70,396	-9,976	-0,097	6,5	48,049
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	310										
	Rango	1200										
	Tipo	Esférico										

Tabla A.2. Resultados del Modelaje de Variogramas para la Arena Neta Petrolífera

Unidad	Parámetros asociados al Modelo de Variograma	Dirección de Investigación				Estadísticas del error obtenido en la validación cruzada						
		0°	45°	90°	135°	Media	σ	Min.	Q ₁	Mediana	Q ₃	Máx.
MO1	N° de pares	1224	1172	974	950	0,041	2,256	-0,252	-1,008	0,45	1,378	6,964
	Efecto Pepita	2										
	Meseta Relativa	3										
	Rango	1500										
	Tipo	Esférico										
MO2	N° de pares	1226	1180	971	957	0,213	8,467	-41,612	-2,073	1,041	5,096	20,289
	Efecto Pepita	50										
	Meseta Relativa	70										
	Rango	500										
	Tipo	Esférico										
MO3	N° de pares	1231	1174	973	955	0,118	11,977	-44,923	-6,649	0,931	7,369	37
	Efecto Pepita	50										
	Meseta Relativa	170										
	Rango	800										
	Tipo	Esférico										
MO4	N° de pares	1065	984	860	874	-0,433	14,563	-49,906	-11,698	0,947	8,689	35,498
	Efecto Pepita	90										
	Meseta Relativa	260										
	Rango	1200	800	500	600							
	Tipo	Esférico										
MO5	N° de pares	1071	1029	900	894	0,333	13,023	-35,39	-8,251	0,746	9,045	31,417
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	300										
	Rango	800										
	Tipo	Esférico										
MO6	N° de pares	975	970	820	811	0,034	14,349	-39,656	-9,02	-0,769	9,686	33,247
	Efecto Pepita	70										
	Meseta Relativa	400										
	Rango	900										
	Tipo	Esférico										
MO7	N° de pares	891	889	691	684	0,205	14,664	-33,521	-9,5	-2,25	-9,072	41,092
	Efecto Pepita	100										
	Meseta Relativa	150										
	Rango	500										
	Tipo	Esférico										
MO8	N° de pares	834	892	682	662	0,551	22,447	-41,969	-17	-2,095	14	78,935
	Efecto Pepita	200										
	Meseta Relativa	260										
	Rango	2000										
	Tipo	Esférico										
MO9	N° de pares	763	841	620	680	-0,75	15,268	-67,464	-6,842	0,096	8,014	45,162
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	310										
	Rango	1800										
	Tipo	Esférico										

Tabla A.3. Resultados del Modelaje de Variogramas para la Porosidad

Unidad	Parámetros asociados al Modelo de Variograma	Dirección de Investigación				Estadísticas del error obtenido en la validación cruzada						
		0°	45°	90°	135°	Media	σ	Min.	Q ₁	Mediana	Q ₃	Máx.
MO1	N° de pares	355	297	285	269	-0,081	0,023	0,059	-0,019	0	0,017	0,063
	Efecto Pepita	0,00025										
	Meseta Relativa	0,00025										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO2	N° de pares	444	373	260	259	0	0,02	-0,034	-0,016	0	0,014	0,046
	Efecto Pepita	0,00018										
	Meseta Relativa	0,00038										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO3	N° de pares	738	697	486	515	0	0,017	-0,057	-0,01	-0,001	0,01	0,051
	Efecto Pepita	0,00005										
	Meseta Relativa	0,00035										
	Rango	600	600	1000	800							
	Tipo	Esférico										
MO4	N° de pares	1065	984	860	874	0	0,017	-0,036	-0,011	-0,003	0,009	0,048
	Efecto Pepita	0,00019										
	Meseta Relativa	0,0001										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO5	N° de pares	1000	970	816	814	0	0,013	-0,033	-0,01	0,003	0,01	0,031
	Efecto Pepita	0,0001										
	Meseta Relativa	0,00013										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO6	N° de pares	895	893	747	730	0	0,014	-0,044	-0,009	-0,001	0,008	0,052
	Efecto Pepita	0,0002										
	Meseta Relativa	----										
	Rango	----										
	Tipo	----										
MO7	N° de pares	873	869	677	664	0	0,013	-0,035	-0,009	-0,001	0,009	0,035
	Efecto Pepita	0,00004										
	Meseta Relativa	0,00019										
	Rango	500										
	Tipo	Esférico										
MO8	N° de pares	807	840	667	646	0	0,015	-0,05	-0,009	-0,001	0,007	0,05
	Efecto Pepita	0,00006										
	Meseta Relativa	0,00011										
	Rango	500	800	1500	700							
	Tipo	Esférico										
MO9	N° de pares	574	546	387	405	0,001	0,01	-0,052	-0,011	-0,001	0,009	0,081
	Efecto Pepita	0,00005										
	Meseta Relativa	0,0002										
	Rango	600										
	Tipo	Esférico										

Tabla A.4. Resultados del Modelaje de Variogramas para la saturación de agua inicial

Unidad	Parámetros asociados al Modelo de Variograma	Dirección de Investigación				Estadísticas del error obtenido en la validación cruzada						
		0°	45°	90°	135°	Media	σ	Min.	Q ₁	Mediana	Q ₃	Máx.
MO1	N° de pares	355	297	285	269	-0,003	0,076	-0,136	-0,064	-0,012	0,045	0,191
	Efecto Pepita	0,004										
	Meseta Relativa	----										
	Rango	----										
	Tipo	----										
MO2	N° de pares	444	373	260	259	0,002	0,095	-0,262	-0,071	-0,004	0,067	0,21
	Efecto Pepita	0,004										
	Meseta Relativa	0,003										
	Rango	800										
	Tipo	Esférico										
MO3	N° de pares	738	697	406	515	0,001	0,098	-0,298	-0,054	-0,006	0,063	0,298
	Efecto Pepita	0,002										
	Meseta Relativa	0,006										
	Rango	500										
	Tipo	Esférico										
MO4	N° de pares	1065	984	860	874	-0,082	0,092	-0,282	-0,053	-0,001	0,051	0,3
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	0,01										
	Rango	400										
	Tipo	Esférico										
MO5	N° de pares	1008	970	816	814	-0,002	0,064	0,101	0,035	-0,001	0,037	0,132
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	0,006										
	Rango	800	800	500	500							
	Tipo	Exponencial										
MO6	N° de pares	894	896	740	690	0	0,067	-0,276	-0,035	0,004	0,04	0,215
	Efecto Pepita	0,001										
	Meseta Relativa	0,0075										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO7	N° de pares	873	869	677	664	-0,001	0,062	-0,15	-0,037	0,004	0,043	0,17
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	0,0095										
	Rango	600										
	Tipo	Esférico										
MO8	N° de pares	807	840	667	646	0	0,05	-0,174	0,025	0	0,029	0,105
	Efecto Pepita	0,0005										
	Meseta Relativa	0,002										
	Rango	1200	800	800	800							
	Tipo	Esférico										
MO9	N° de pares	547	536	304	402	0	0,085	-0,321	-0,054	0	0,038	0,205
	Efecto Pepita	0,002										
	Meseta Relativa	0,0075										
	Rango	1400										
	Tipo	Esférico										

Tabla A.5. Resultados del Modelaje de Variogramas para la Permeabilidad

Unidad	Parámetros asociados al Modelo de Variograma	Dirección de Investigación				Estadísticas del error obtenido en la validación cruzada						
		0°	45°	90°	135°	Media	σ	Min.	Q ₁	Mediana	Q ₃	Máx.
MO1	N° de pares	355	297	285	269	-130,936	2878,7	-10859,6	-1293,815	452,375	1532,558	5257,507
	Efecto Pepita	2500000										
	Meseta Relativa	5500000										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO2	N° de pares	444	373	260	259	97,61	3142,469	-9108,85	-1363,334	603,487	1933,717	6712,58
	Efecto Pepita	3500000										
	Meseta Relativa	4000000										
	Rango	1500										
	Tipo	Esférico										
MO3	N° de pares	738	697	486	515	8,716	2418,255	-7297,43	-1553,093	27,022	1717,243	5276,108
	Efecto Pepita	2500000										
	Meseta Relativa	6000000										
	Rango	1500										
	Tipo	Esférico										
MO4	N° de pares	1055	978	856	874	-97,305	2667,122	-8305,65	-1792,639	103,523	1772,084	5976,486
	Efecto Pepita	4000000										
	Meseta Relativa	4000000										
	Rango	1300										
	Tipo	Esférico										
MO5	N° de pares	1008	970	816	814	-93	2397,168	-6061,97	-2007,67	127,298	1664,571	4693,71
	Efecto Pepita	2000000										
	Meseta Relativa	4600000										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO6	N° de pares	895	899	747	730	-20,997	2583,253	-6112,26	-1915,48	87,59	2007,835	5879,276
	Efecto Pepita	3000000										
	Meseta Relativa	4000000										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO7	N° de pares	873	869	677	664	-46,216	2506,302	-9017,47	-1813,09	286,258	1557,361	5461,409
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	7500000										
	Rango	700										
	Tipo	Esférico										
MO8	N° de pares	807	840	667	646	66,073	2259,779	-8982,18	-1473,416	68,694	1709,151	5307,934
	Efecto Pepita	2000000										
	Meseta Relativa	2000000										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO9	N° de pares	574	546	387	405	53,513	3592,354	-15481,3	-1727,229	0,817	1836,508	8130,343
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	10000000										
	Rango	800										
	Tipo	Esférico										

Tabla A.6. Resultados del Modelaje de Variogramas para la Arcillosidad

Unidad	Parámetros asociados al Modelo de Variograma	Dirección de Investigación				Estadísticas del error obtenido en la validación cruzada						
		0°	45°	90°	135°	Media	σ	Min.	Q ₁	Mediana	Q ₃	Máx.
MO1	N° de pares	355	297	285	269	0	0,069	-0,195	-0,053	0,003	0,052	0,134
	Efecto Pepita	0,002										
	Meseta Relativa	0,0025										
	Rango	1200										
	Tipo	Esférico										
MO2	N° de pares	444	373	250	259	-0,002	0,058	-0,122	-0,043	-0,004	0,039	0,115
	Efecto Pepita	0,001										
	Meseta Relativa	0,003										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO3	N° de pares	738	697	486	515	0	0,047	-0,121	-0,038	0,007	0,033	0,09
	Efecto Pepita	0										
	Meseta Relativa	0,0024										
	Rango	600										
	Tipo	Exponencial										
MO4	N° de pares	1065	984	860	874	0	0,039	-0,11	-0,029	-0,002	0,026	0,092
	Efecto Pepita	0,0007										
	Meseta Relativa	0,0012										
	Rango	900										
	Tipo	Esférico										
MO5	N° de pares	1008	970	816	814	0	0,032	-0,103	-0,017	0,004	0,019	0,058
	Efecto Pepita	0,0005										
	Meseta Relativa	0,0007										
	Rango	1000										
	Tipo	Esférico										
MO6	N° de pares	895	899	747	730	-0,003	0,033	-0,13	-0,022	0,001	0,019	0,069
	Efecto Pepita	0,001										
	Meseta Relativa	----										
	Rango	----										
	Tipo	----										
MO7	N° de pares	873	869	677	664	-0,001	0,031	-0,103	-0,019	0,001	0,019	0,075
	Efecto Pepita	0,0005										
	Meseta Relativa	0,00045										
	Rango	600										
	Tipo	Esférico										
MO8	N° de pares	807	840	667	646	-0,005	0,024	-0,083	-0,02	-0,005	0,011	0,052
	Efecto Pepita	0,0004										
	Meseta Relativa	----										
	Rango	----										
	Tipo	----										
MO9	N° de pares	574	546	387	405	0	0,045	-0,169	-0,032	0,004	0,03	0,069
	Efecto Pepita	0,0009										
	Meseta Relativa	0,0013										
	Rango	900										
	Tipo	Esférico										

APÉNDICE B

MAPAS DE DISTRIBUCIÓN AREAL DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MEDIANTE KRIGING ORDINARIO

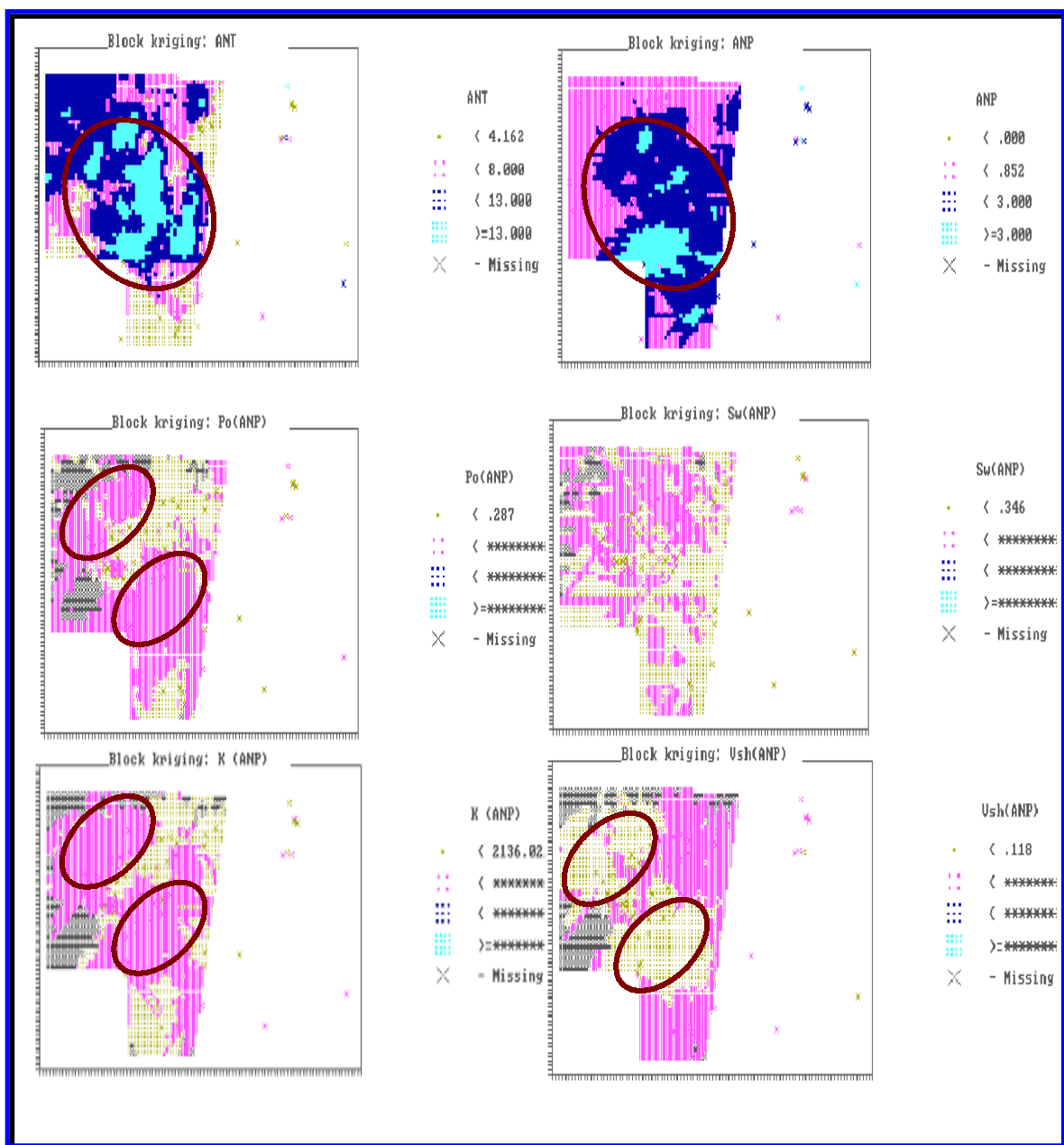


Fig. B.1. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO1

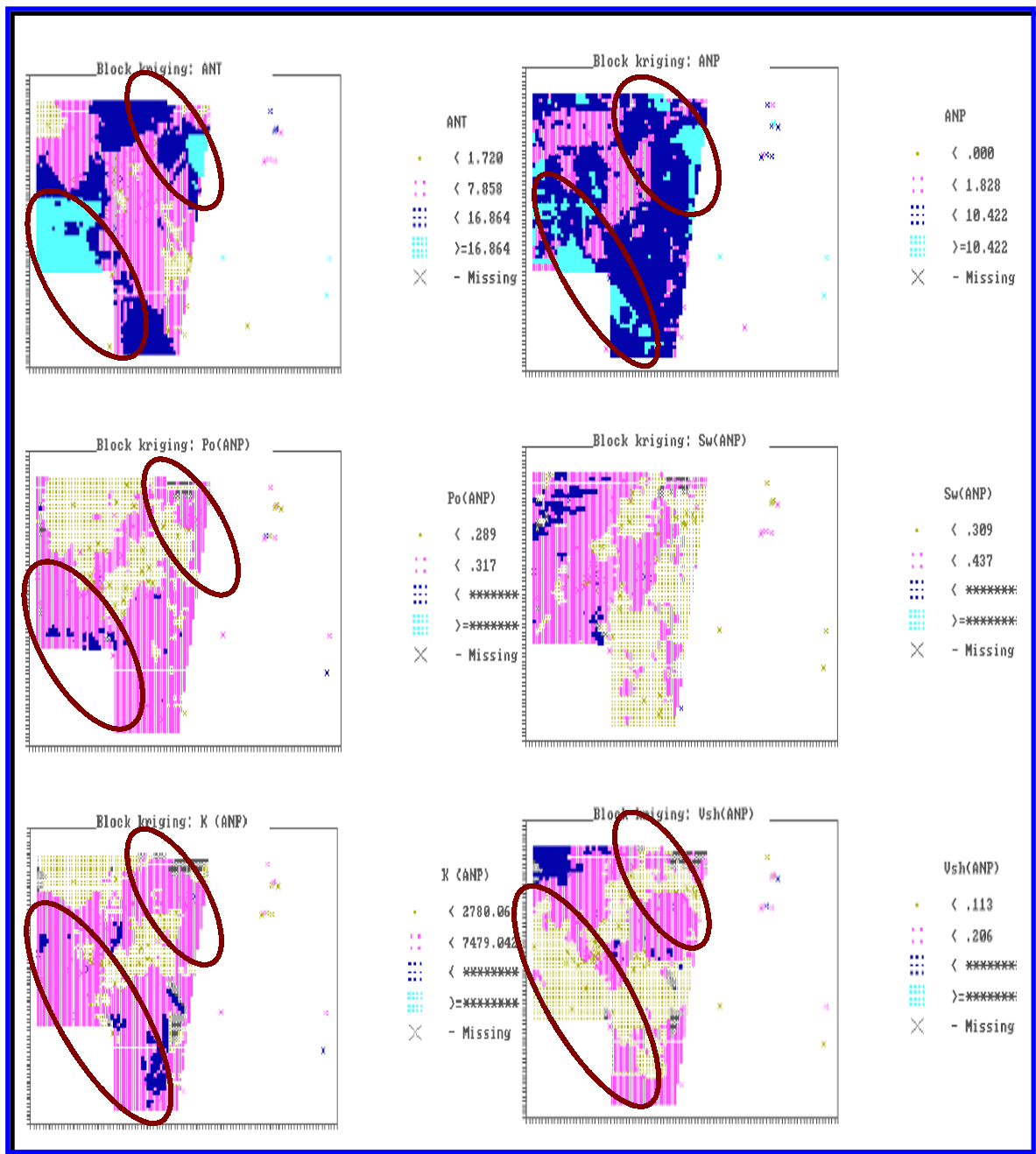


Fig. B.2. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO2

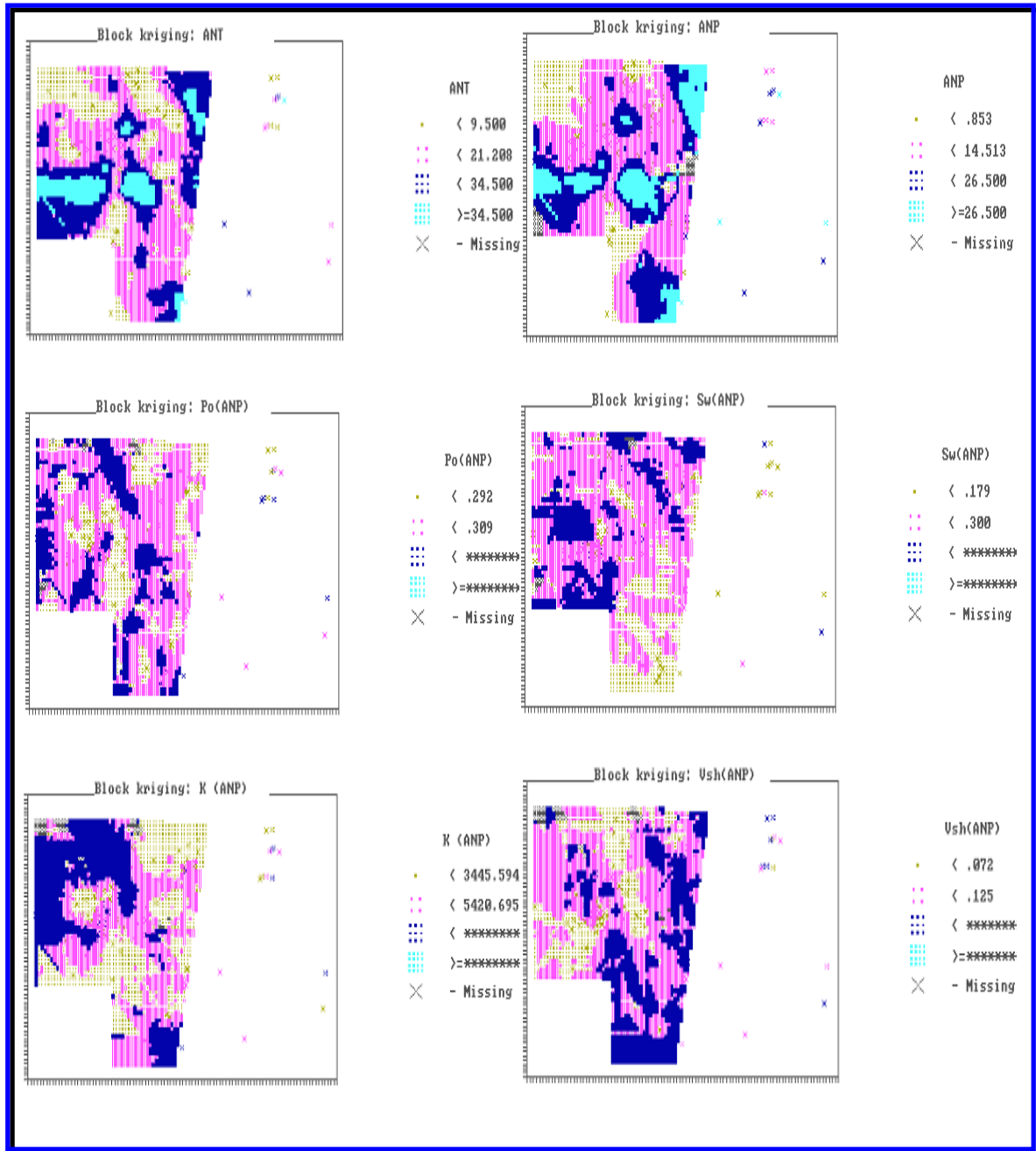


Fig. B.3. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO3

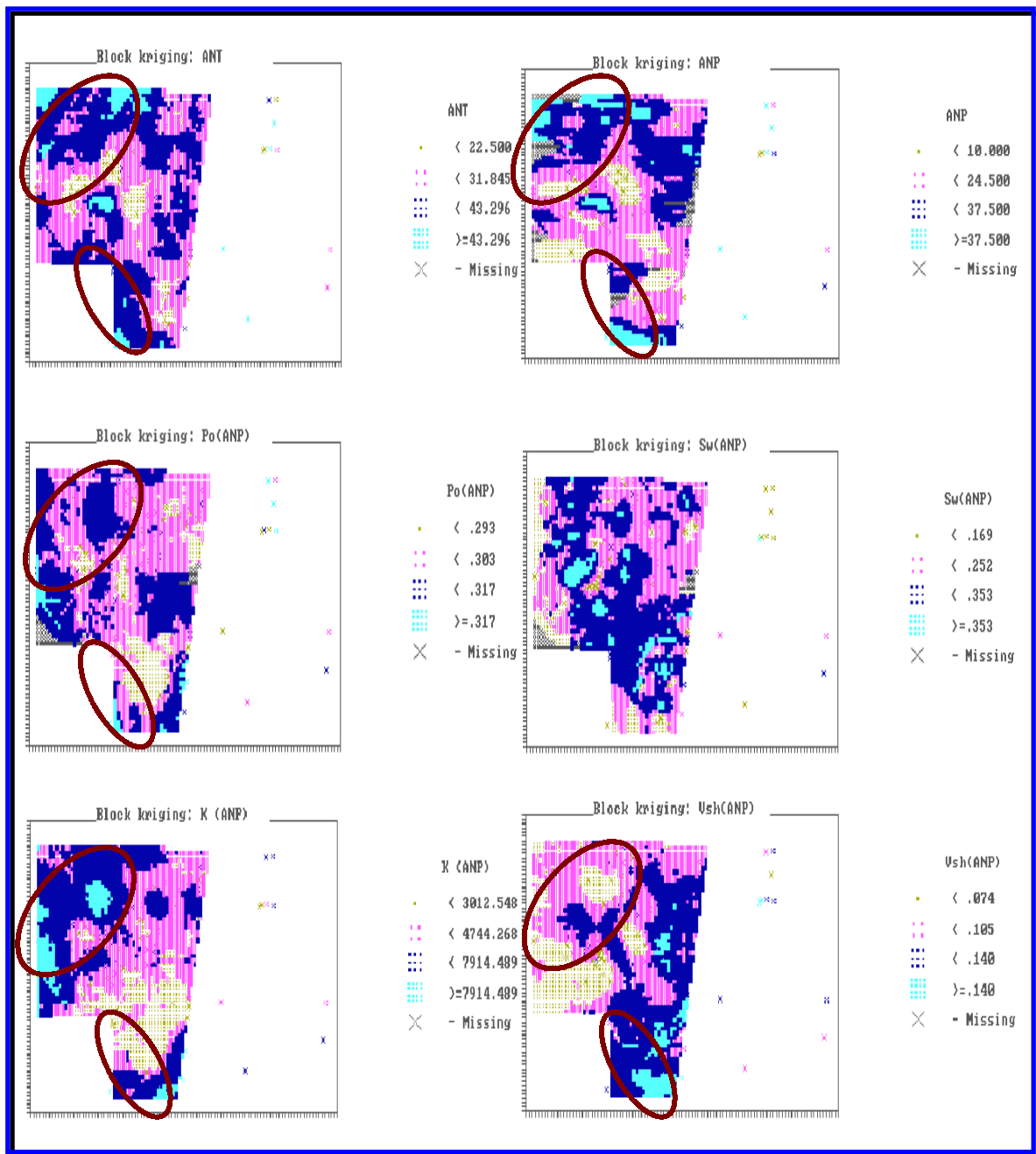


Fig. B.4. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO4

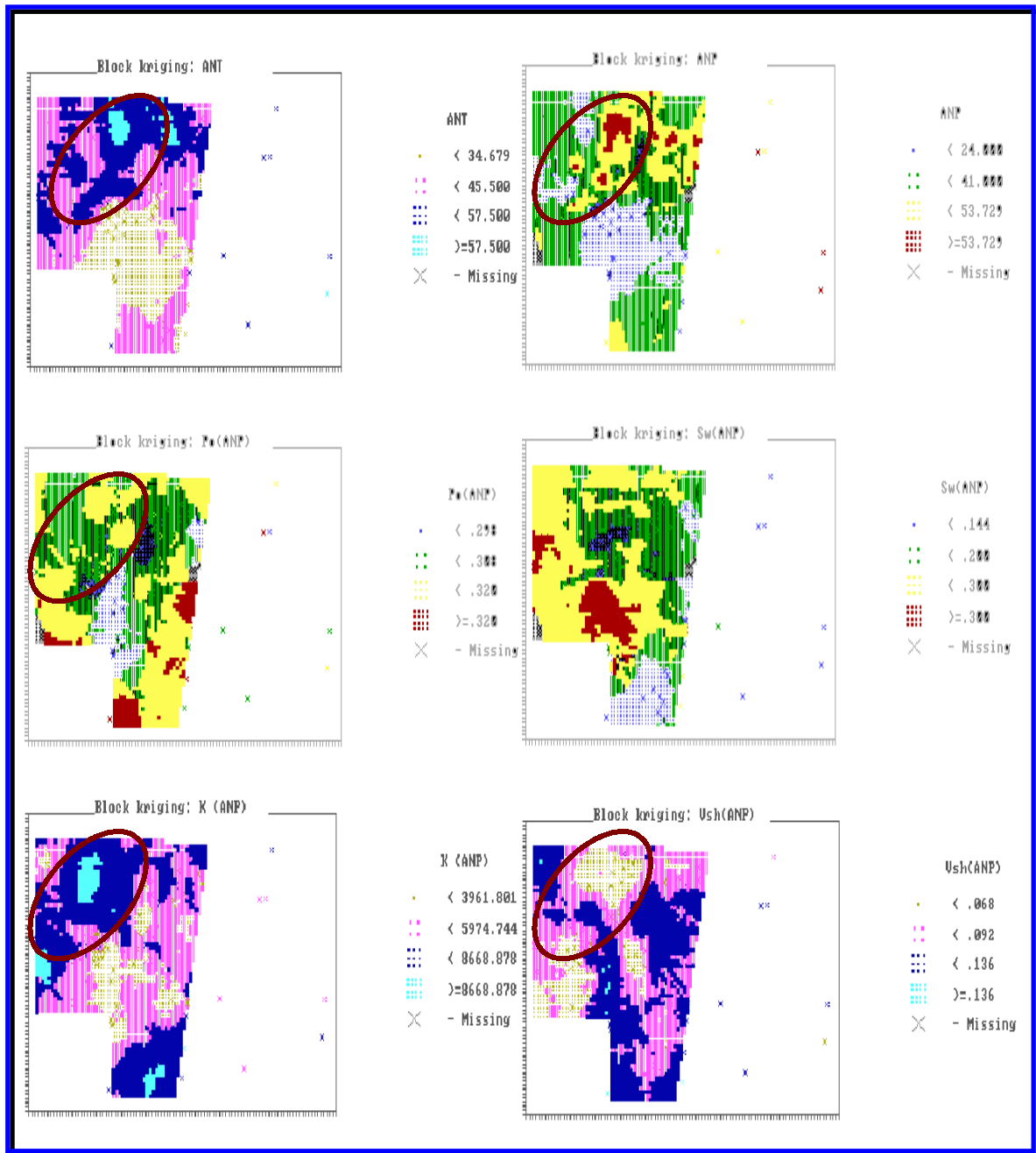


Fig. B.5. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO5

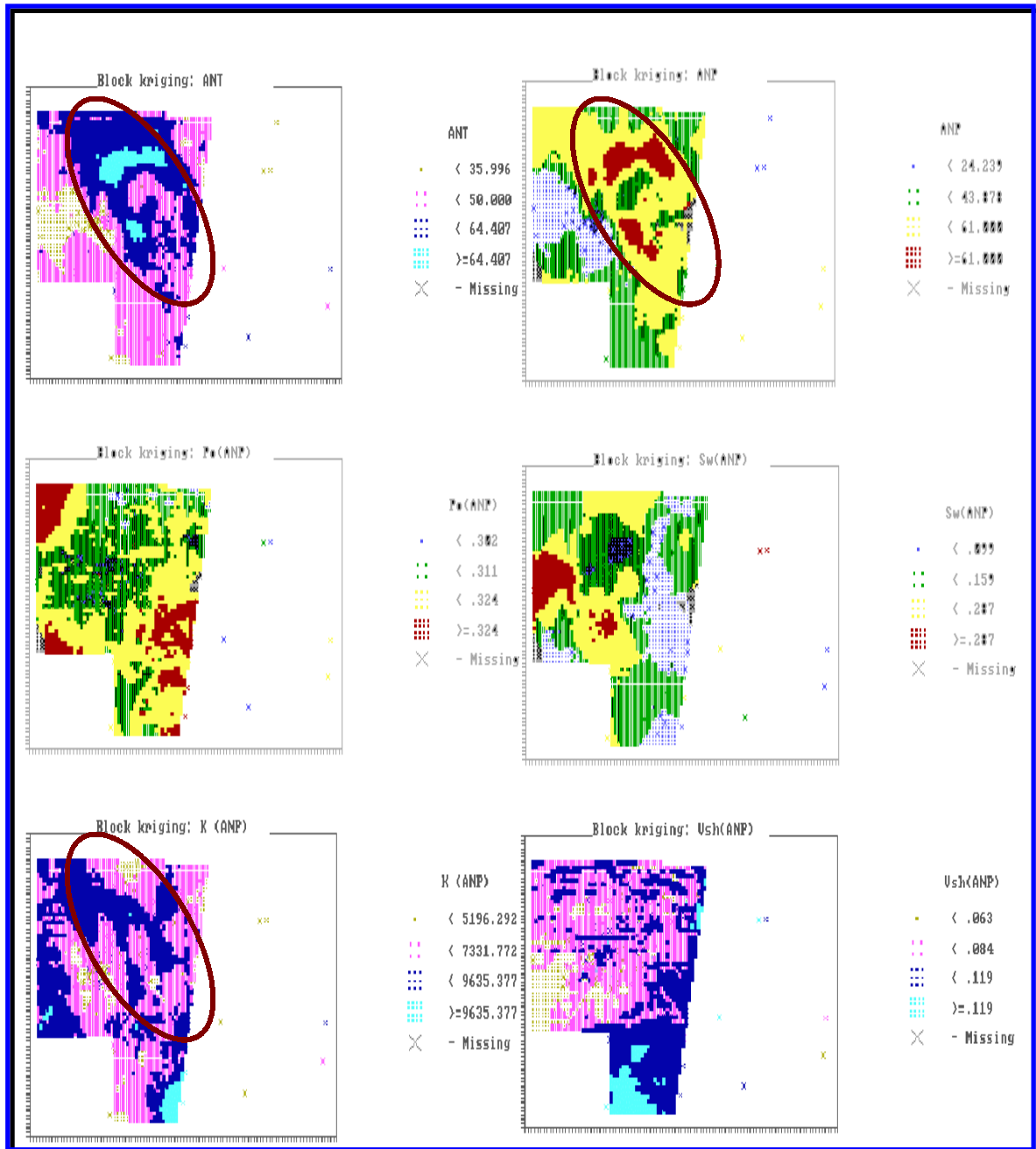


Fig. B.6. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO6

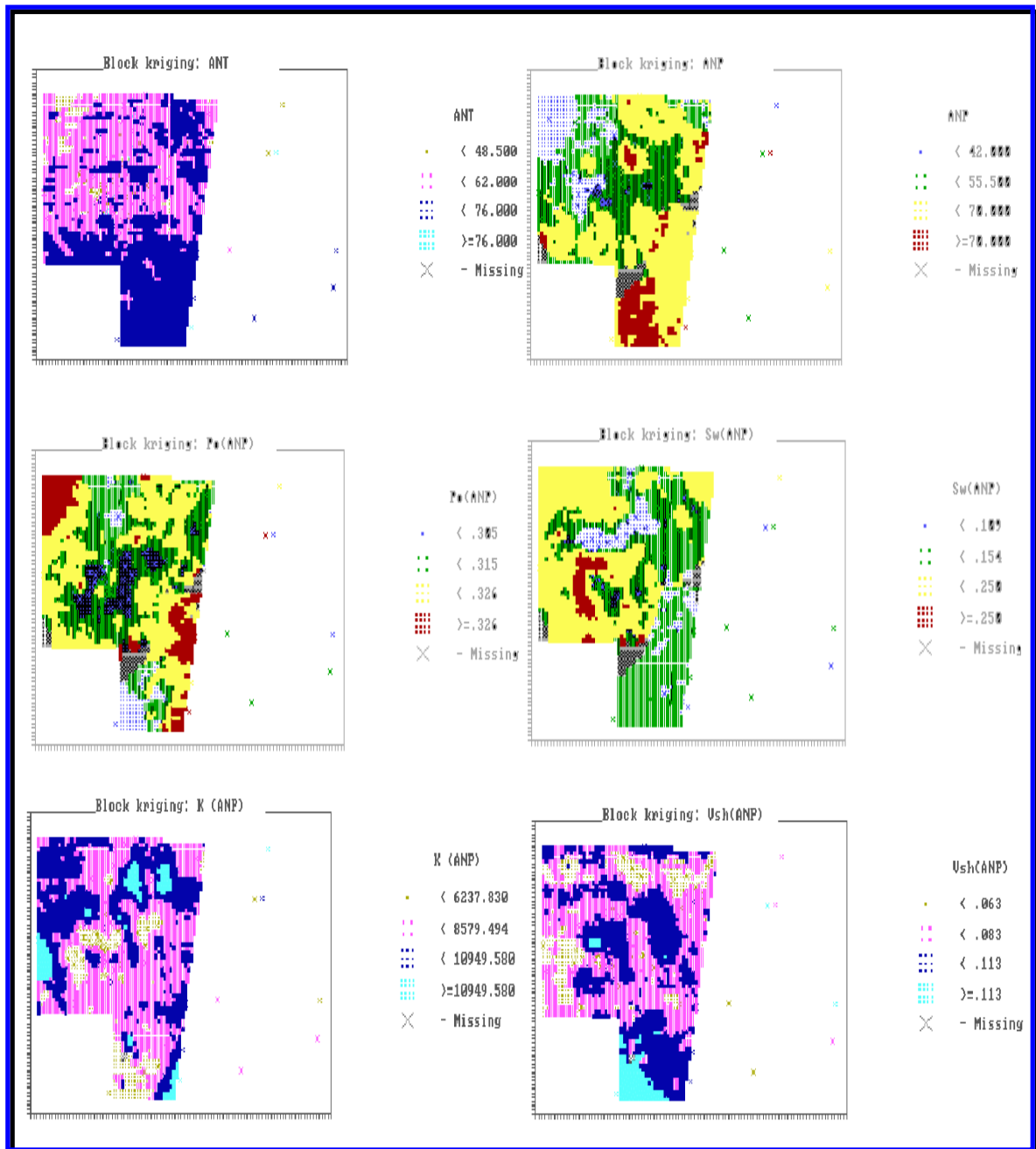


Fig. B.7. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO7

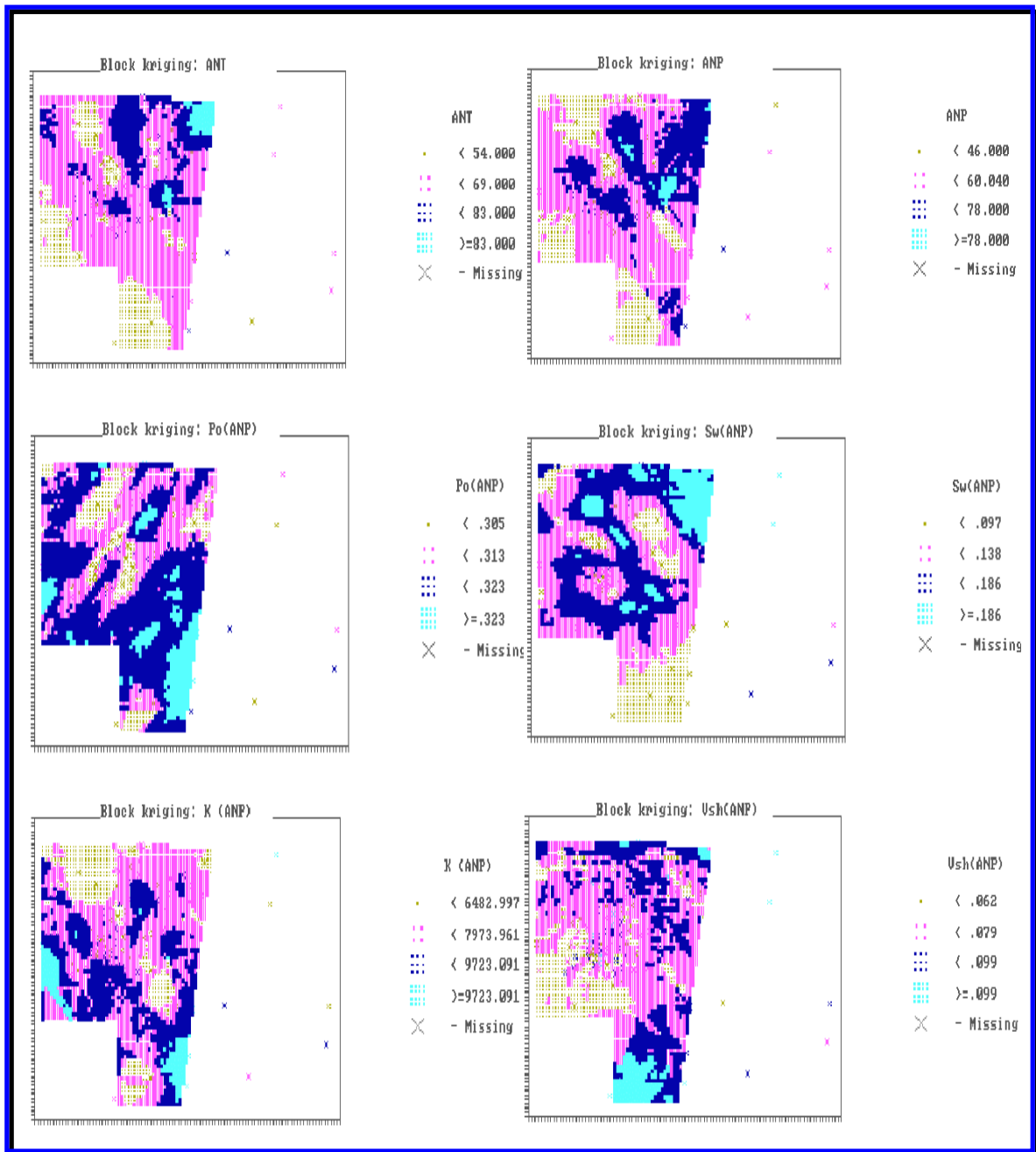


Fig. B.8. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO8

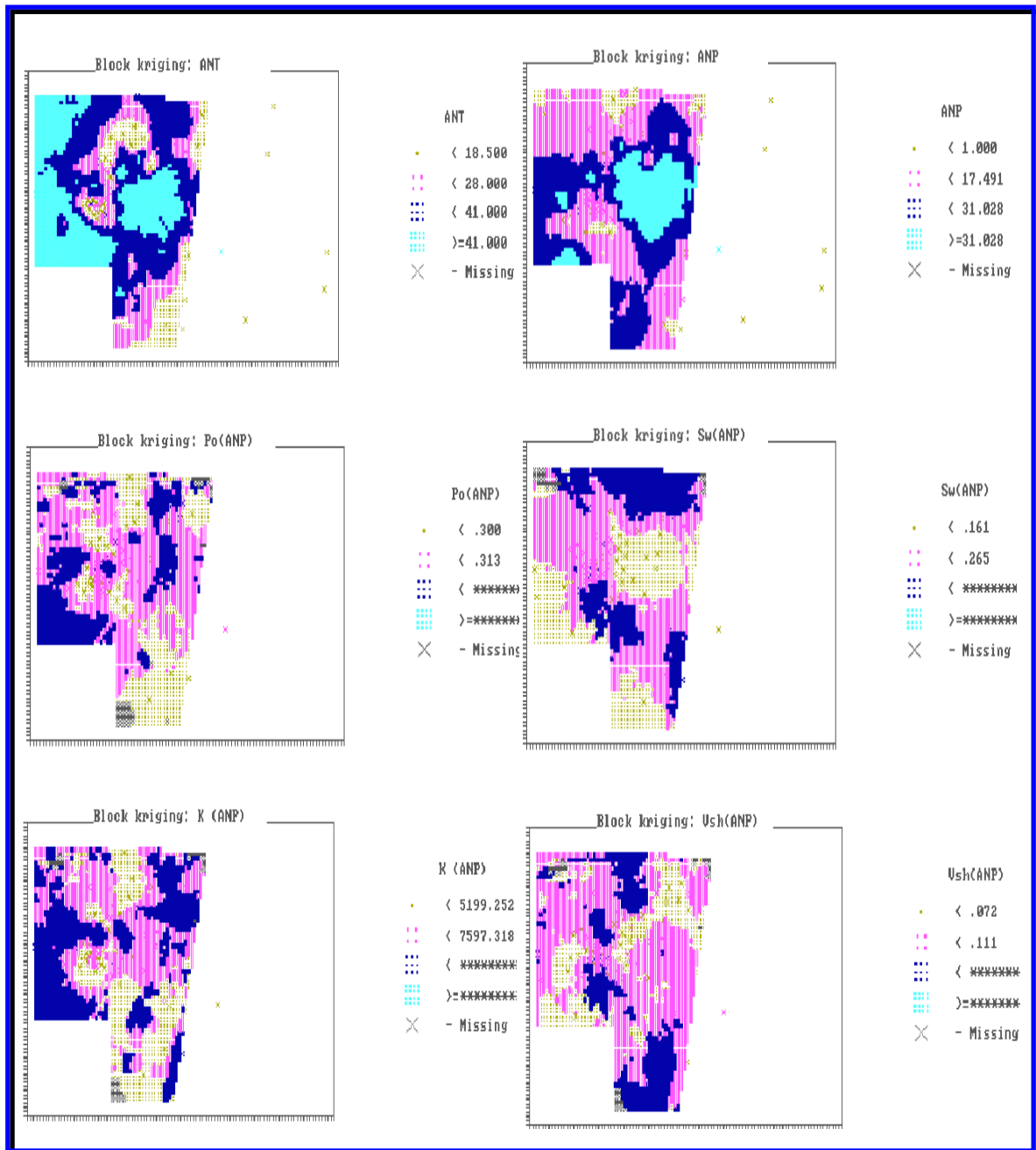
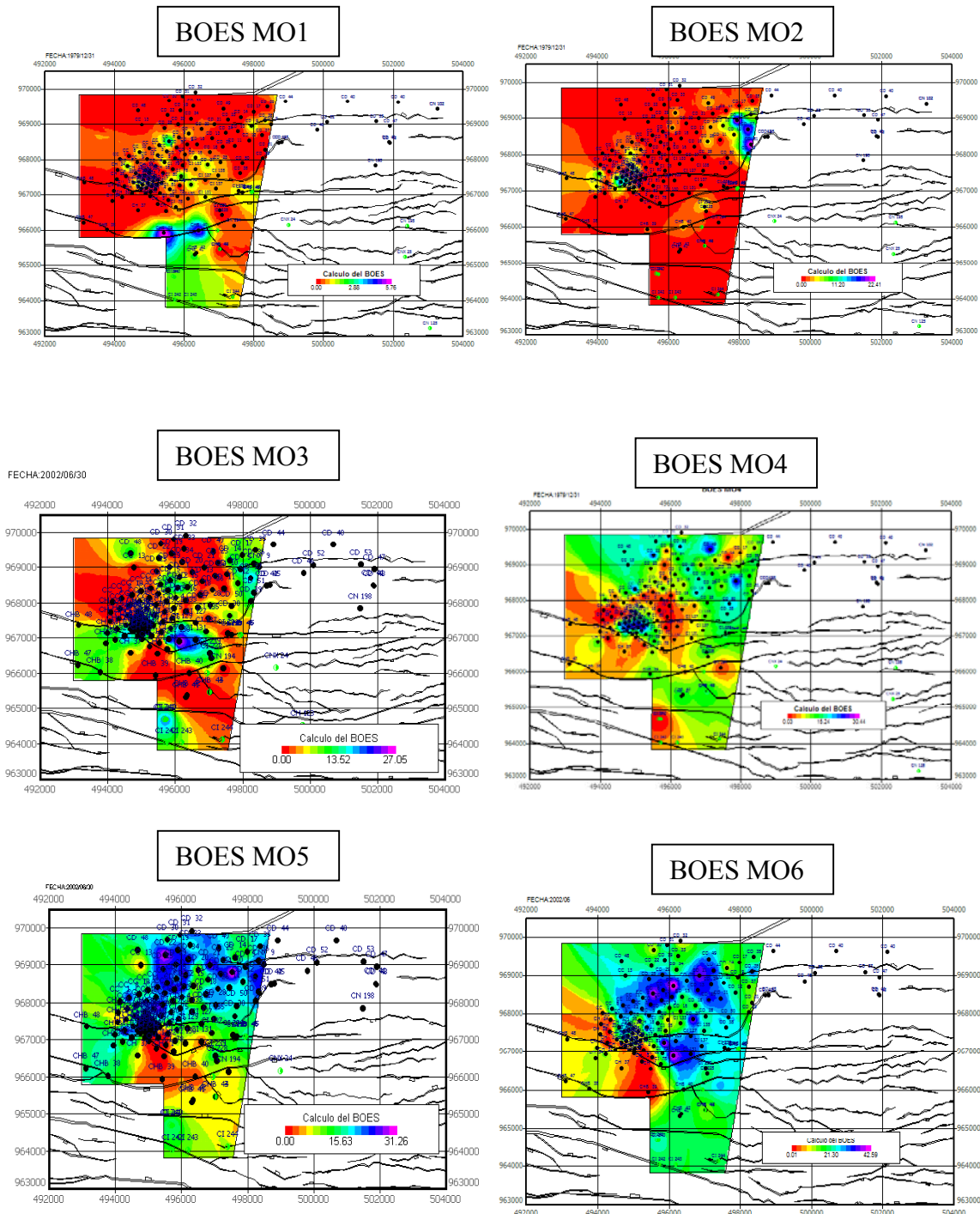
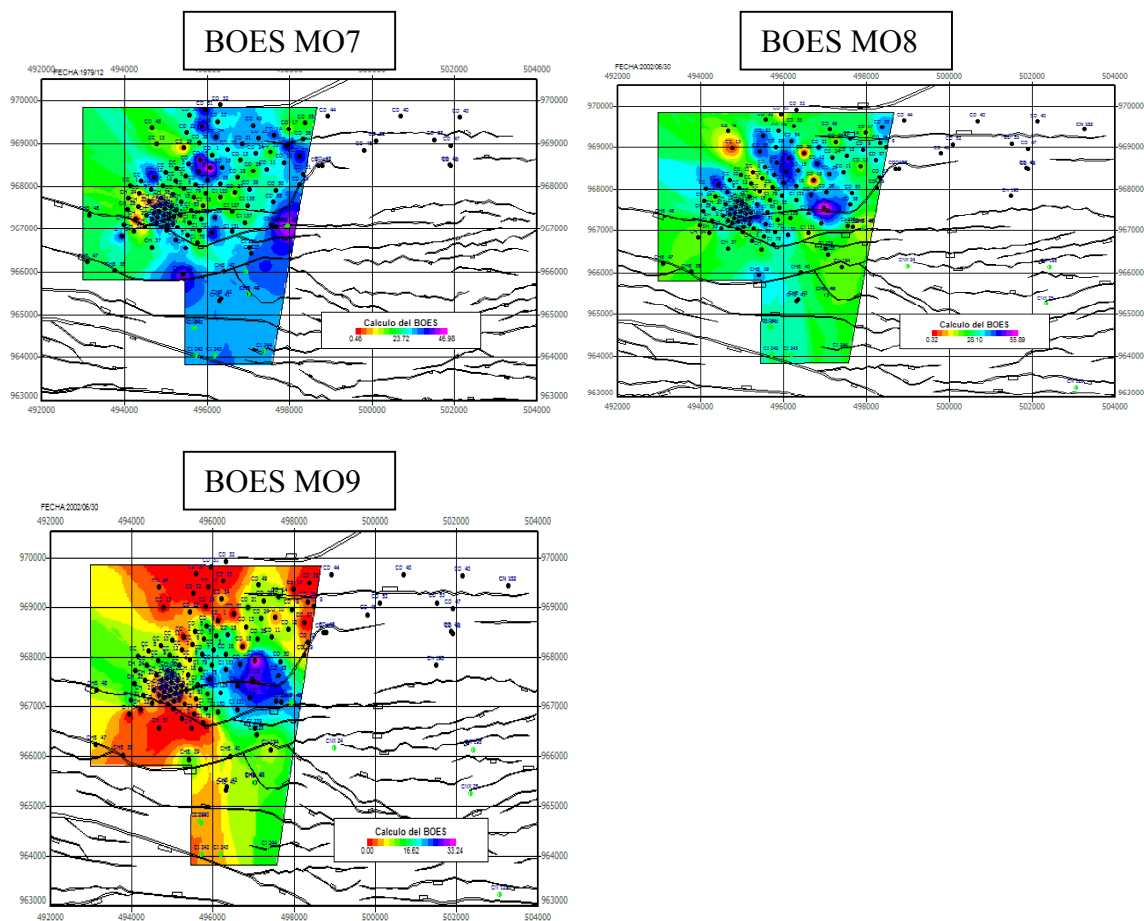


Fig. B.9. Distribución Areal de las Propiedades Petrofísicas para la unidad MO9

APÉNDICE C

MAPAS DE DISTRIBUCIÓN AREAL DEL BOES MEDIANTE NEAREST NEIGHBOR





APÉNDICE D

RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS DESARROLLADAS MEDIANTE CURVAS DE DECLINACIÓN.

Tabla D.1. Resultados obtenidos de las curvas de declinación por pozo del corte de agua vs petróleo acumulado.

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Última Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Último Estado del pozo	Último Subestado del pozo	Corte de agua inic. declinación	Corte de agua fin. declinación	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CC 1	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	5.25	95	842.79	617.3
CC 2	VERTICAL	19841130	20020531	HW	HW				
CC 3	VERTICAL	19841130	20000930	AR	AN	64.74	95	562.7	159.7
CC 4	VERTICAL	19841130	20010331	HW	HW				
CC 5	VERTICAL	19841231	20000831	HW	HW	59.3	101	592.8	176.3
CC 6	VERTICAL	19841231	20010331	HW	HW	46.6	95	431.87	73.75
CC 7	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	45.43	95	946.09	230.07
CC 8	VERTICAL	19840731	19961231	HW	HW				
CC 9	VERTICAL	19840731	19970430	HW	HW				
CC 10	REENTRY	19841231	20010630	AR	AN	88.9	95	1061.85	43.78
CC 11	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	40.74	95	1404.62	148.6
CC 12	VERTICAL	19841130	19980731	HW	HW	77.1	95	749.37	96.4
CC 13	REENTRY	19940630	20020630	PD	PD	1.47	95	779.01	1256.3
CD 1	REENTRY	19841130	20000731	AR	AN	75.76	95	1264.43	167.1
CD 2	VERTICAL	19840731	20000430	HW	HW	78.58	95	626.45	50.3
CD 3	VERTICAL	19850131	20000531	HW	HW				
CD 4	VERTICAL	19850430	20010930	HW	HW				
CD 5	REENTRY	19840731	20010430	AR	AN	55.88	95	766.78	225.4
CD 6	VERTICAL	19841231	20001231	HW	HW	22.72	95	855.56	591.8
CD 7	VERTICAL	19841231	20010331	HW	HW	57.95	95	526.64	26.7
CD 8	VERTICAL	19850131	20020531	AS	TR	59.36	95	633	69.01
CD 9	VERTICAL	19920229	20001031	AR	AN	78.64	95	720.97	80.54
CD 10	DESVIADO	19920229	20020630	PD	PD	27.7	95	925.21	985.3
CD 11	DESVIADO	19940131	20020630	PD	PD	31.35	95	568.82	596.01
CD 12	DESVIADO	19930331	20020131	HW	HW	77.3	95	614.18	20.3
CD 13	VERTICAL	19930430	20011231	HW	HW	75.32	95	692.56	59.2
CD 14	DESVIADO	19920229	20010430	HW	HW	40.42	95	628.6	271.88
CD 15	DESVIADO	19921130	20011231	HW	HW	48.41	95	591	124.48
CD 16	DESVIADO	19921231	20020630	AS	TR	14.48	95	513.26	768.3
CD 17	DESVIADO	19930430	19991031	HW	HW	49.73	95	411.67	109.9
CD 18	DESVIADO	19921130	20020630	AS	TR	59.91	95	729.63	23.94
CD 19	VERTICAL	19940731	19971031	HW	HW	53.45	95	171.63	35.83
CD 20	DESVIADO	19921130	19990228	HW	HW	*	*	*	*
CD 21	DESVIADO	19941130	20011231	HW	HW	*	*	*	*
CD 22	DESVIADO	19940930	20000131	AR	AN	35.3	95	338.07	279.64
CD 23	DESVIADO	*	*			Sin data en OFM			
CD 24	DESVIADO	*	*						
CD 25	DESVIADO	19940731	19940731						
CD 26	DESVIADO	19940630	20020430	AS	TR	73	95	594.06	39.9
CD 27	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	4.44	95	403.37	340.63
CD 28	DESVIADO	19940731	20020630	PD	WO	25.52	95	614.39	417.25
CD 29	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	26.28	95	424.99	484.25
CD 30	DESVIADO	19941031	20020630	PD	PD	0.63	95	403.4	756.96
CD 31	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	24.54	95	410.72	388.5
CD 32	DESVIADO	19940930	20020630	PD	WO	24.8	95	537.97	249.1
CD 33	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	45.57	95	527.43	121.84
CD 34	DESVIADO	19940630	19991231	HW	HW	59.05	95	310.98	43.54
CD 35	DESVIADO	19930331	20020630	PD	PD	2.16	271	95	1280.12
CD 36	DESVIADO	19921130	20020630	PD	PD	5.15	95	836.67	1306.86
CD 37	DESVIADO	19921130	20020630	PD	WO	40.76	95	732.83	913.31
CD 38	HORIZONTAL	19951231	20020630	PD	PD	*	*	*	*
CD 39	HORIZONTAL	20000131	20020630	PD	PD	24.37	669	95	1590.77
CD 40	HORIZONTAL	20010228	20020630	TD	TD	1.56	95	207.32	909.33
CD 41	HORIZONTAL	20010228	20020630	PD	PD	5.79	95	386.46	917.2
CD 42	HORIZONTAL	20010430	20020630	PD	PD	5.62	95	192.44	676.8
CD 43	HORIZONTAL	20010630	20020630	PD	PD	3.35	95	322.22	1240.5
CH 1	VERTICAL	19830131	19890831	HW	HW	*	*	*	*
CH 2	VERTICAL	19841231	20020630	PD	PD	66.4	95	506.32	50.2
CH 3	REENTRY	19850131	19950731	HW	HW	*	*	*	*
CH 4	VERTICAL	19850131	19900630	CH	CH	*	*	*	*
CH 5	VERTICAL	19841130	20020630	PD	PD	59.2	95	332.59	119.2
CH 6	DESVIADO	19841231	20020630	HW	HW	*	*	*	*
CH 7	VERTICAL	19841130	19971231	RE	RE	2002/05	50	312.91	0
CH 8	VERTICAL	19841231	19970131	HW	HW	*	*	*	*
CH 9	DESVIADO	19841231	20020630	PD	PD	23.5	95	487.66	112.1
CH 10	VERTICAL	19850131	19970831	TD	TD	17.76	95	251.12	264.34
CH 11	VERTICAL	19841130	19990430	HW	HW	23.14	95	193.99	92.4

Tabla D.1. Resultados obtenidos de las curvas de declinación por pozo del corte de agua vs petróleo acumulado.(Continuación)

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Ultima Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Último Estado del pozo	Último Subestado del pozo	Corte de agua inic. declinación	Corte de agua fin. declinación	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CH 12	VERTICAL	19850228	20020630	PD	WO	2.13	95	417.24	201.3
CH 13	VERTICAL	19841130	19950731	RE	RE	*	*	265.44	*
CH 14	REENTRY	19850131	20020131	HW	HW	*	*	*	*
CH 15	DESVIADO	19841130	20020630	PD	PD	50.41	95	374.35	209.34
CH 16	REENTRY	19850228	19990930	AR	AN	67.9	95	415.44	41.2
CH 17	VERTICAL	19850228	19961130	HW	HW	52.13	95	249.52	88.87
CH 18	VERTICAL	19841130	19990430	HW	HW	61.1	95	590.19	113.4
CH 19	DESVIADO	19850131	20000331	HW	HW	36.14	95	315.11	90.01
CH 20	DESVIADO	19850131	19960930	HW	HW	*	*	*	*
CH 21	VERTICAL	19850131	19960331	RE	RE	17.66	95	223.12	360.48
CH 22	VERTICAL	19841130	20011231	RE	RE	40	95	579.44	272.26
CH 23	VERTICAL	19841130	19950228	HW	HW	*	*	*	*
CH 24	DESVIADO	19850228	19951031	TD	TD	1.22	95	146.49	347.84
CH 25	VERTICAL	19841231	19950331	AA	AA	*	*	*	*
CH 26	VERTICAL	19841130	19990228	HW	HW	*	*	*	*
CH 27	VERTICAL	19841130	19990531	HW	HW	*	*	*	*
CH 28	DESVIADO	19841231	19990331	HW	HW	13.18	95	187.26	497.77
CH 29	VERTICAL	19841130	19941130	AR	AN				
CH 30	VERTICAL	19841130	19990131	AR	AN	1.79	95	351.45	1094.06
CH 31	DESVIADO	19841231	20000731	HW	HW	*	*	*	*
CH 32	DESVIADO	19841231	20000831	HW	HW	*	*	*	*
CH 33	VERTICAL	19841130	20011231	RE	RE	41.58	95	594.27	289.14
CH 34	DESVIADO	19841130	20020630	PD	PD	22.58	95	494.79	137.32
CH 35	VERTICAL	19841130	19971231	HW	HW	60.18	95	324.34	165.58
CH 36	VERTICAL	19841130	19980630	HW	HW	*	*	*	*
CH 37	REENTRY	19891031	20020630	PD	PD	11	95	911.54	1293.07
CHB 38	HORIZONTAL	20000131	20020630	PD	PD	20.35	95	595.18	496.65
CHB 39	HORIZONTAL	20000430	20020430	AS	TR			325	
CHB 40	HORIZONTAL	20000430	20020630	PD	BI	6.38	95	618.23	1278.65
CHB 41	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	WO	3	95	707.96	2260.04
CHB 42	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	PD	5.23	95	578.71	3017
CHB 43	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD	Pozos Nuevos			
CHB 44	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CHB 45	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CHB 46	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CHB 47	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	1.11	95	452.6	9224.55
CHB 48	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	0.88	95	278.88	4700.7
CI 75	VERTICAL	19850430	20011231	HW	HW	*	*	*	*
CI 76	VERTICAL	19850430	20001031	HW	HW	*	*	*	*
CI 77	VERTICAL	19841130	19950228	AR	RP	3.25	95	485.34	1359.48
CI 78	VERTICAL	19841130	19970731	RE	RE	6.94	95	228.67	137.8
CI 79	VERTICAL	19841231	20011231	HW	HW				
CI 80	VERTICAL	19850430	20000331	HW	HW				
CI 81	VERTICAL	19841231	19980630	HW	HW				
CI 82	REENTRY	19850228	20020630	PD	PD	28.5	95	698.54	524.44
CI 127	VERTICAL	19930531	20020630	PD	PD	4.47	95	738.88	407.6
CI 129	DESVIADO	19940131	20020630	PD	WO	19.52	95	833.45	539.5
CI 130	DESVIADO	19921130	20020430	HW	HW				
CI 131	DESVIADO	19921130	19990630	TD	TD	41.64	95	437.37	437.37
CI 133	DESVIADO	19921130	20020630	PD	PD	50.62	95	859.17	535.85
CI 135	DESVIADO	19940630	20020630	PD	PD	3.86	95	839.04	2143.43
CI 137	DESVIADO	19950630	20020630	PD	PD	21.17	95	891.93	1521.43
CI 228	HORIZONTAL	19980531	20020630	PD	PD	7.02	95	1065.75	1538.99
CI 229	HORIZONTAL	19980430	20020630	PD	PD	1.54	95	1925.75	5760.98
CI 238	HORIZONTAL	20000930	20020630	PD	PD	1.37	95	639.57	5710.37
CI 239	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	PD	1.42	95	110.93	791.55
CI 240	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD	POZOS NUEVOS			
CI 241	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CI 242	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CI 243	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD				
CI 244	HORIZONTAL	20020630	20020630	WO	WO				
Reservas Remanentes (MBNB)									67190.95

Tabla D.2. Resultados obtenidos de las curvas de declinación por pozo de la tasa real de petróleo vs tiempo.

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Última Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Último Estado del pozo	Último Subestado del pozo	Fecha inicial de declinación	Tasa inicial de declinación (BNB/día)	Fecha final de declinación	Tasa final de declinación (BNB/día)	Declinación Anual (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
CC 1	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	379	202205	50.35	9.6	842.79	1189.43
CC 2	VERTICAL	19841130	20020531	HW	HW							
CC 3	VERTICAL	19841130	20000930	AR	AN	2002/05	165	200810	50.17	16.9	562.7	226.12
CC 4	VERTICAL	19841130	20010331	HW	HW							
CC 5	VERTICAL	19841231	20000831	HW	HW	2002/05	101	200603	50.29	16.6	592.8	101.93
CC 6	VERTICAL	19841231	20010331	HW	HW	2002/05	68	200408	50.1	12.9	431.87	48.38
CC 7	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	390	201108	50.07	19.9	946.09	559.82
CC 8	VERTICAL	19840731	19961231	HW	HW							
CC 9	VERTICAL	19840731	19970430	HW	HW							
CC 10	REENTRY	19841231	20010630	AR	AN	2002/05	77	200408	49.63	17.5	1061.85	51.14
CC 11	REENTRY	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	454	203911	50.22	5.7	1404.62	2511.53
CC 12	VERTICAL	19841130	19980731	HW	HW	2002/05	116	200611	49.86	17	749.37	128.7
CC 13	REENTRY	19940630	20020630	PD	PD	200505	536	201011	49.67	24	779.01	635
CD 1	REENTRY	19841130	20000731	AR	AN	2002/05	332	200901	49.87	24.7	1264.43	362.52
CD 2	VERTICAL	19840731	20000430	HW	HW	2002/05	129	200901	49.97	13.2	626.45	203.2
CD 3	VERTICAL	19850131	20000531	HW	HW							
CD 4	VERTICAL	19850430	20010930	HW	HW							
CD 5	REENTRY	19840731	20010430	AR	AN	2002/05	221	200601	49.2	34.2	766.78	149.8
CD 6	VERTICAL	19841231	20001231	HW	HW	2002/05	146	201610	49.96	7.1	855.56	472.19
CD 7	VERTICAL	19841231	20010331	HW	HW	2002/05	76	200411	49.84	15.4	526.64	56.6
CD 8	VERTICAL	19850131	20020531	AS	TR	2002/05	122	200701	49.97	17.7	633	135.41
CD 9	VERTICAL	19920229	20001031	AR	AN	2002/05	114	200501	50.17	26.5	720.97	76
CD 10	DESVIADO	19920229	20020630	PD	PD	2002/05	143	201205	49.84	10	925.21	322.76
CD 11	DESVIADO	19940131	20020630	PD	PD	2002/05	252	201409	50.12	12.2	568.82	562.95
CD 12	DESVIADO	19930331	20020131	HW	HW	2002/05	140	200501	49.22	32.4	614.18	84.72
CD 13	VERTICAL	19930430	20011231	HW	HW	2002/05	66	200303	50.19	28.2	692.56	17.58
CD 14	DESVIADO	19920229	20010430	HW	HW	2002/05	237	201311	50.11	12.6	628.6	505.52
CD 15	DESVIADO	19921130	20011231	HW	HW	2002/05	96	200602	49.68	16	591	96.25
CD 16	DESVIADO	19921231	20020630	AS	TR	2002/05	118	200811	50.03	12.4	513.26	188.54
CD 17	DESVIADO	19930430	19991031	HW	HW	2002/05	128	2004/10	50.49	32.02	411.67	73.74
CD 18	DESVIADO	19921130	20020630	AS	TR	2002/05	136	2007/02	49.71	19.07	729.63	148.62
CD 19	VERTICAL	19940731	19971031	HW	HW	2002/05	82	2004/05	49.53	22.32	171.63	47.11
CD 20	DESVIADO	19921130	19990228	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CD 21	DESVIADO	19941130	20011231	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CD 22	DESVIADO	19940930	20000131	AR	AN	2002/05	153	2008/07	49.83	16.62	338.07	207.07
CD 23	DESVIADO	*	*			Sin data en OFM						
CD 24	DESVIADO	*	*									
CD 25	DESVIADO	19940731	19940731									
CD 26	DESVIADO	19940630	20020430	AS	TR	2002/05	92	2007/01	49.85	12.45	594.06	115
CD 27	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	2002/05	139	2009/02	49.83	14.09	403.37	214.24
CD 28	DESVIADO	19940731	20020630	PD	WO	2002/05	179	2011/02	49.98	13.58	614.39	323.53
CD 29	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	2002/05	67	2004/06	49.92	13.35	424.99	44.28
CD 30	DESVIADO	19941031	20020630	PD	PD	2002/05	158	2010/01	50.04	14.08	403.4	260.44
CD 31	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	2002/05	111	2008/02	50.15	12.89	410.72	160.75
CD 32	DESVIADO	19940930	20020630	PD	WO	2002/05	231	2017/02	50.01	9.84	537.97	636.59
CD 33	DESVIADO	19940930	20020630	PD	PD	2002/05	170	2010/01	49.87	14.91	527.43	271.01
CD 34	DESVIADO	19940630	19991231	HW	HW	2002/05	139	2006/08	49.71	21.45	310.98	134.67
CD 35	DESVIADO	19930331	20020630	PD	PD	2002/05	271	2016/01	49.79	11.65	667.27	651.15
CD 36	DESVIADO	19921130	20020630	PD	PD	2002/05	309	2040/11	50.11	4.61	836.67	1999.34
CD 37	DESVIADO	19921130	20020630	PD	WO	2002/05	214	2020/06	49.83	7.75	732.83	744.89
CD 38	HORIZONTAL	19951231	20020630	PD	PD	*	*	*	*	*	*	*
CD 39	HORIZONTAL	20000131	20020630	PD	PD	2002/05	669	2022/05	50.45	12.12	1013.28	1747.87
CD 48	HORIZONTAL	20010228	20020630	TD	TD	2002/06	499	2022/06	53.04	10.6	207.32	1453.02
CD 49	HORIZONTAL	20010228	20020630	PD	PD	2002/06	845	2029/02	53.22	9.85	366.46	3176.9
CD 50	HORIZONTAL	20010430	20020630	PD	PD	2002/05	572	2016/06	50.35	15.85	192.44	1104.41
CD 51	HORIZONTAL	20010630	20020630	PD	PD	2002/06	261	2019/07	49.96	9.21	322.22	795.73
CH 1	VERTICAL	19830131	19890831	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 2	VERTICAL	19841231	20020630	PD	PD	2002/05	62.35	2004/02	49.82	12.04	506.32	35.69

Apéndice D. Resultados de la Estimación de Reservas Desarrolladas Mediante Curvas de Declinación

Tabla D.2. Resultados obtenidos de las curvas de declinación por pozo de la tasa real de petróleo vs tiempo
(Continuación)

Pozo	Tipo de Completación	Fecha de inicio de Producción	Última Fecha de Producción	Último Estado del	Último Subestado del pozo	Fecha inicial de declinación	Tasa inicial de declinación	Fecha final de declinación	Tasa final de declinación	Declinación Anual (%)	Bitumen producido acumulado	Reservas Remanentes (MBNB)
CH 3	REENTRY	19850131	19950731	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 4	VERTICAL	19850131	19900630	CH	CH	*	*	*	*	*	*	*
CH 5	VERTICAL	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	79.78	2005/11	50	12.45	332.59	81.58
CH 6	DESVIADO	19841231	20020630	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 7	VERTICAL	19841130	19971231	RE	RE	2002/05	50	2002/05	50	18.42	312.91	0
CH 8	VERTICAL	19841231	19970131	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 9	DESVIADO	19841231	20020630	PD	PD	2002/05	75	2006/04	50	9.84	487.66	87.89
CH 10	VERTICAL	19850131	19970831	TD	TD	2002/06	88	2004/09	50	11.2	251.12	117.126
CH 11	VERTICAL	19841130	19990430	HW	HW	2002/06	96	2004/06	50	28.32	193.99	51.5
CH 12	VERTICAL	19850228	20020630	PD	WO	2002/05	44	2005/02	30	13.1	417.24	35.473
CH 13	VERTICAL	19841130	19950731	RE	RE	*	*	*	*	*	265.44	*
CH 14	REENTRY	19850131	20020131	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 15	DESVIADO	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	70	2005/06	50	10.28	374.35	66.81
CH 16	REENTRY	19850228	19990930	AR	AN	2002/05	106.4	2005/04	50	23.08	415.44	79.21
CH 17	VERTICAL	19850228	19961130	HW	HW	2002/06	94	2005/01	50	21.81	249.52	65.89
CH 18	VERTICAL	19841130	19990430	HW	HW	2002/06	158	2005/11	50	28.58	590.19	117.83
CH 19	DESVIADO	19850131	20000331	HW	HW	2002/05	101	2008/05	50	10.97	315.11	158.96
CH 20	DESVIADO	19850131	19960930	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 21	VERTICAL	19850131	19960331	RE	RE	2002/05	76.78	2004/02	50	21.3	223.12	40.09
CH 22	VERTICAL	19841130	20011231	RE	RE	2002/05	35	2007/03	20	10.71	579.44	46.97
CH 23	VERTICAL	19841130	19950228	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 24	DESVIADO	19850228	19951031	TD	TD	2002/05	243	2014/04	50	12.48	146.49	530.8
CH 25	VERTICAL	19841231	19950331	AA	AA	*	*	*	*	*	*	*
CH 26	VERTICAL	19841130	19990228	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 27	VERTICAL	19841130	19990531	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 28	DESVIADO	19841231	19990331	HW	HW	2002/06	347	200802228	50	29.14	187.26	315.98
CH 29	VERTICAL	19841130	19941130	AR	AN							
CH 30	VERTICAL	19841130	19990131	AR	AN	2002/05	110	2009/08	50	10.3	351.45	201.413
CH 31	DESVIADO	19841231	20000731	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 32	DESVIADO	19841231	20000831	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 33	VERTICAL	19841130	20011231	RE	RE	2002/05	39	2010/02	20	8.41	594.27	80.66
CH 34	DESVIADO	19841130	20020630	PD	PD	2002/05	123	2009/11	50	11.4	494.79	222.3
CH 35	VERTICAL	19841130	19971231	HW	HW	2002/06	217	2005/04	50	40.11	324.34	118.55
CH 36	VERTICAL	19841130	19980630	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CH 37	REENTRY	19891031	20020630	PD	PD	2002/05	401	2019/09	49.73	11.35	911.54	1066.2
CHB 38	HORIZONTAL	20000131	20020630	PD	PD	2002/05	262	2017/03	49.94	11.01	595.18	726
CHB 39	HORIZONTAL	20000430	20020430	AS	TR	2002/06	34	2003/05	19.61	45.2	325	8.77
CHB 40	HORIZONTAL	20000430	20020630	PD	BI	2002/06	624	2021/07	49.92	12.4	618.23	1585.59
CHB 41	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	WO	2002/05	989	2028/06	49.93	10.85	707.96	2987.43
CHB 42	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	PD	2002/05	617	2015/09	49.71	17.21	578.71	1096.76
CHB 43	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CHB 44	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CHB 45	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CHB 46	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CHB 47	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	2002/05	1687	2031/09	49.73	11.32	452.6	4977.77
CHB 48	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	2002/05	1006	2027/01	50.21	11.48	278.88	2663.48
CI 75	VERTICAL	19850430	20011231	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CI 76	VERTICAL	19850430	20001031	HW	HW	*	*	*	*	*	*	*
CI 77	VERTICAL	19841130	19950228	AR	RP	2002/05	882.3	2014/09	50.39	20.71	485.34	1309.32
CI 78	VERTICAL	19841130	19970731	RE	RE	20020630	76	20100430	50	5.23	228.67	178.07
CI 79	VERTICAL	19841231	20011231	HW	HW							
CI 80	VERTICAL	19850430	20000331	HW	HW							
CI 81	VERTICAL	19841231	19980630	HW	HW							
CI 82	REENTRY	19850228	20020630	PD	PD	2002/06	233	20140228	50	12.41	698.54	505.76
CI 127	VERTICAL	19930531	20020630	PD	PD	2002/05	130	20220531	50	4.6	738.88	610.05
CI 129	DESVIADO	19940131	20020630	PD	WO	2002/05	107	20101031	50	8.67	833.45	230.08
CI 130	DESVIADO	19921130	20020430	HW	HW							
CI 131	DESVIADO	19921130	19990630	TD	TD	2002/06	163	20130630	50	10.18	437.37	383.14
CI 133	DESVIADO	19921130	20020630	PD	PD	2002/06	143	20150430	50	7.84	859.17	414.8
CI 135	DESVIADO	19940630	20020630	PD	PD	2002/06	315	20420630	85	3.23	839.04	2559.31
CI 137	DESVIADO	19950630	20020630	PD	PD	2002/06	330	20380630	50	5.1	891.93	1953.49
CI 228	HORIZONTAL	19980531	20020630	PD	PD	2002/06	578	20420630	70	5.16	1065.75	3506.87
CI 229	HORIZONTAL	19980430	20020630	PD	PD	2002/06	888	20420630	105	5.2	1925.75	5350.47
CI 238	HORIZONTAL	20000930	20020630	PD	PD	2002/06	914	20420630	120	4.95	639.57	5710.37
CI 239	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	PD	2002/06	319	20171130	50	11.32	110.93	817.74
CI 240	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CI 241	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CI 242	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CI 243	HORIZONTAL	20020630	20020630	PD	PD							
CI 244	HORIZONTAL	20020630	20020630	WO	WO							

Pozos Nuevos

POZOS NUEVOS

RESERVAS REMANENTES RECUPERABLES TOTALES

64104.102

Tabla D.2. Resultados obtenidos de las curvas de declinación por grupo de pozos de la tasa real de petróleo vs tiempo.

Grupo de Pozos	Tipo de Pozo	Fecha de inicio de Producción (YYYYMMDD)	Última Fecha de Producción (YYYYMMDD)	Estado del pozo	Último Subestado del pozo	Fecha inicial de declinación	Tasa inicial de declinación (BNB/día)	Fecha final de declinación	Tasa final de declinación (BNB/día)	Declinación Anual (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
Espaciamiento 150m						2002/05	198	2003/07	150.96	20.8	6548.72	73.912
Espaciamiento 300m						2002/06	2083	2017/03	400	10.58	25668.3	5497.84
Macolla P-16-1						2002/05	300	2006/04	200	9.8	3900.44	363.032
Macolla P-16-2						2002/06	737	2016/02	250	7.57	3145.93	2252.13
Macolla O-17-1						2002/05	2679	2025/01	399.83	8.05	8395.72	9920.11
Macolla O-17-3						2002/05	254	2017/11	99.73	5.86	3859.2	934.9
Macolla O-17-4						2002/05	1925	2037/09	350.74	4.7	9622.33	11931.5
CD 48	HORIZONTAL	2001/02/28	2002/06/30	TD	TD	2002/06	499	2022/06	53.04	10.6	207.32	1453.02
CD 49	HORIZONTAL	2001/02/28	2002/06/30	PD	PD	2002/06	845	2029/02	53.22	9.85	386.46	3176.9
CD 50	HORIZONTAL	2001/04/30	2002/06/30	PD	PD	2002/05	572	2016/06	50.35	15.85	192.44	1104.41
CD 51	HORIZONTAL	2001/06/30	2002/06/30	PD	PD	2002/06	261	2019/07	49.96	9.21	322.22	795.73
CHB 39	HORIZONTAL	2000/04/30	2002/04/30	AS	TR	2002/06	34	2003/05	19.61	45.2	325	8.77
CHB 40	HORIZONTAL	2000/04/30	2002/06/30	PD	BI	2002/06	624	2021/07	49.92	12.4	618.23	1586.59
CHB 41	HORIZONTAL	2000/06/31	2002/06/30	PD	WO	2002/05	989	2028/06	49.93	10.85	707.96	2987.43
CHB 42	HORIZONTAL	2000/06/31	2002/06/30	PD	PD	2002/05	617	2015/09	49.71	17.21	578.71	1086.76
CHB 43	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	PD	PD							
CHB 44	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	PD	PD							
CHB 45	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	PD	PD							
CHB 46	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	PD	PD							
CHB 47	HORIZONTAL	2001/07/31	2002/06/30	PD	PD	2002/05	1887	2031/09	49.73	11.32	452.6	4977.77
CHB 48	HORIZONTAL	2001/07/31	2002/06/30	PD	PD	2002/05	1006	2027/01	50.21	11.48	278.88	2863.48
CI 238	HORIZONTAL	2000/09/30	2002/06/30	PD	PD	2002/06	914	2042/06/30	120	4.95	639.57	5710.37
CI 239	HORIZONTAL	2001/01/31	2002/06/30	PD	PD	2002/06	319	2017/11/30	50	11.32	110.93	817.74
CI 240	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	PD	PD							
CI 241	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	PD	PD							
CI 242	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	PD	PD							
CI 243	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	PD	PD							
CI 244	HORIZONTAL	2002/06/30	2002/06/30	WO	WO							
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												
POZOS NUEVOS												

ANEXO

MAPAS DE ELECTROFACIES

