

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **“USO DE LA FUNCIÓN “J” DERIVADA DE LEVERETT PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA O-16 CERRO NEGRO, F.P.O. BITÚMENES ORINOCO S.A”**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por el T.S.U. Martínez Varela, Juan Carlos

Caracas, Marzo de 2003

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **“USO DE LA FUNCIÓN “J” DERIVADA DE LEVERETT PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA O-16 CERRO NEGRO, F.P.O. BITÚMENES ORINOCO S.A”**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Msc. Walter Poquioma  
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Isaac Benzaquen

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo  
Por el T.S.U. Martínez Varela, Juan Carlos

Caracas, Marzo de 2003

Caracas, Marzo 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. Juan Carlos Martínez, titulado:

**“USO DE LA FUNCIÓN “J” DERIVADA DE LEVERETT PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA O-16  
CERRO NEGRO, F.P.O. BITÚMENES ORINOCO S.A”**

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.

---

Prof. Msc. Martín Essinfeld  
Jurado

---

Prof. Ing. Juan Carlos Villar  
Jurado

---

Prof. Msc. Walter Poquioma  
Tutor

---

Ing. Isaac Benzaquen  
Tutor

**Martínez V., Juan C.**

**“USO DE LA FUNCIÓN “J” DERIVADA DE LEVERETT PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA O-16  
CERRO NEGRO, F.P.O. BITÚMENES ORINOCO S.A.”**

**Tutor Académico: Prof. Msc. Walter Poquioma. Tutor Industrial: Ing. Isaac Benzaquen. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2003. 301p.**

**Palabras Claves:** Función “J” de Leverett, Nivel de Agua Libre, “J-Facies”.

**Resumen.** La función “J” de Leverett derivada de perfiles de pozos, es una técnica utilizada para conocer la distribución de fluidos en un yacimiento petrolífero. PDVSA-BITOR, está orientado a realizar una caracterización del yacimiento del Miembro Morichal del Área O-16, para determinar un óptimo plan de explotación, considerando la presencia de altas saturaciones de agua en las arenas basales, donde se encuentra una gran cantidad de reservas de bitumen disponibles. Es por ello, que surge la necesidad de aplicar una técnica adecuada a las características de sus yacimientos, tal como, la técnica de la función “J” para conocer con mayor precisión las zonas de contacto agua-bitumen, pozos en transición y las “J-Facies” en las arenas basales MO-8 y MO9. Para ello, se utilizó un programa de manejo de datos petrofísicos llamado “Geo2flow”, que radica en la aplicación de la función “J” derivada de curvas petrofísicas. Con la investigación se obtuvo; un mapa de contactos agua-bitumen en la arena MO-9, mapas de zonas en transición en las arenas MO-8 y MO-9 y mapas de “J-Facies” para las arenas MO-8 y MO-9. Dicha información será utilizada para mejorar el modelo dinámico a utilizar en la simulación del yacimiento del área O-16.

**DEDICATORIA.**

En principio a Dios Todopoderoso y a María Auxiliadora que son mi guía espiritual y que gracias a ellos estamos en este mundo alcanzando logros.

Muy especialmente a mi abuela Cohinta Varela y a mi padre Juan Martínez, los cuales dieron todo su esfuerzo para conseguir mi profesión y que hace poco se fueron de este mundo, pero sé que en donde estén se sentirán orgulloso del esfuerzo que he hecho para llegar a ser Ingeniero.

A mi querida madre Ivone Varela que se ha transformado en el roble que guía mis pasos y que siempre tiene un buen consejo a la hora oportuna... Te quiero mucho.

A mis hermanos Giureska y Guillermo que siempre estamos juntos para enfrentar las dificultades siendo ellos un gran apoyo para mí.

A mis amigos Alejandro Méndez y Rodolfo Márquez, que siempre me han apoyado en mis logros y decisiones.

A mis compañeros de oficina en Bitor; Lisett Briceño (Bruji), Omar Leal (El Abuelo), y Yan Morillo (Nucleonov), que siempre en los momentos de presión tenían una forma particular de hacerla desaparecer.....Gracias mis panas.

A mis compañeros de la U.C.V.; Adriana, Marijor, Lisett, Karina, Adrianita, Gilmar, Daniel, Enrique, Yan, Freddy, Patiño, Salvador.... y muchos más que siempre estuvieron conmigo apoyándome.

A Waleska por su paciencia y comprensión para conmigo.... Te Quiero Mucho.

### AGRADECIMIENTOS.

- A la máxima casa de estudios, “**La Universidad Central de Venezuela**”, por haberme brindado la oportunidad de realizarme como profesional de la Ingeniería de Petróleo.
- A mis profesores de la Escuela de Petróleo por darme los conocimientos necesarios para poder enfrentarme en este trabajo especial de grado y la futura vida profesional.
- A PDVSA-BITOR tanto en la sede de Chuao como en el campo Morichal, por brindarme la oportunidad de realizar mi trabajo especial de grado y ofrecerme todas las comodidades posibles para su desempeño.
- A mis tutores; Isaac Benzaquen y Walter Poquioma, que además de profesionales, amigos, que me dieron la oportunidad de crecer tanto técnica como espiritualmente.
- Al equipo de Estudios Integrados de Yacimientos de Intevep; Flor Pineda, Francisco Brito, Manuel Toro, entre otros, por la asesoría técnica brindada.
- A Dan O’Meara y a Gustavo Gómez por la asesoría técnica del programa Geo2flow.
- Al personal de Geoquest, y en especial a Walter Velásquez que siempre me tendió la mano para la plataforma de la base de datos y sus consejos en momentos oportunos.
- Al profesor Martín Essinfeld por el aporte brindado a esta investigación.

Y a todas aquellas personas que de alguna manera estuvieron involucrados con el desarrollo de este trabajo.... Muchas Gracias.

---



---

**ÍNDICE.**

<b>RESUMEN.....</b>	<b>i</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>ii</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>iii</b>
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>xii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>LISTA DE GRÁFICOS.....</b>	<b>xviii</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>I.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES.....</b>	<b>3</b>
1.1. Análisis P.V.T.....	4
1.2. Presiones.....	6
1.2.1 Presiones de superficie/fondo.....	6
1.2.2 Presiones estáticas/fluyentes.....	6
1.3 Análisis de curvas de declinación de producción.....	7
1.3.1 Declinación de producción como concepto: a nivel de pozo y de yacimiento.....	8
1.3.2 Análisis mecanístico.....	9
1.4 Pronósticos de producción por declinación de producción por pozo.....	9
1.5 Estimación de reservas.....	11
1.6 Mecanismo de producción en el área de Bitor.....	13
<b>II.- PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS.....</b>	<b>17</b>
2.1 Porosidad.....	18
2.1.1 Tipos de porosidad.....	18
2.1.2 Factores geológicos que afectan la porosidad.....	19
2.1.2.1 Porosidad primaria.....	19
2.1.2.2 Porosidad secundaria.....	19
2.2 Permeabilidad.....	19
2.2.1 Tipos de permeabilidad.....	20

2.2.2	Factores geológicos que afectan la permeabilidad.....	21
2.3	Humectabilidad.....	22
2.4	Saturación de los fluidos.....	24
2.5	Distribución de fluidos en el yacimiento.....	25
2.6	Tensión superficial e interfacial.....	27
<b>III.- PRESIÓN CAPILAR Y FUNCIÓN “J” DE LEVERETT.....</b>		<b>29</b>
3.1	Presión capilar.....	30
3.1.1	Curva de presión capilar.....	35
3.1.1.1	Gradiente de presión estática de un yacimiento.....	37
3.1.1.2	Reconocimiento de la humectabilidad y los efectos de la presión capilar sobre mediciones de niveles de fluidos.....	40
3.1.2	Evaluación del carácter capilar en rocas de yacimientos petrolíferos.....	43
3.1.2.1	Configuración geométrica del espacio intersticial.....	43
3.1.2.2	Naturaleza física y química de las superficies intersticiales.....	43
3.1.2.3	Propiedades físicas y químicas de las fase de los fluidos en contacto con las superficies intersticiales.....	44
3.1.2.4	Relación presión capilar-saturación.....	45
3.1.3	Presión capilar en arenas no-consolidadas.....	49
3.1.4	Los efectos de la presión capilar sobre desplazamientos insmiscibles en medios porosos estratificados.....	52
3.2	Fundamentos de la función “J” de Leverett.....	55
3.2.1	Relación de la retención capilar.....	56
3.2.2	Desarrollo de la función “J”.....	59
3.2.3	Metodología de la función “J”.....	60
3.2.4	Saturación versus la función de altura.....	63
3.2.5	Mejoramiento de la distribución de la saturación de agua inicial para un modelo en tres dimensiones.....	66
3.2.6	Contacto de fluidos.....	68



3.2.7	Aplicaciones de la función “J” .....	69
<b>IV.- PROGRAMA “GEO2FLOW” .....</b>		<b>71</b>
4.1	Fundamentos del programa “Geo2flow” .....	72
4.2	Soluciones que provee el “Geo2flow” .....	74
4.3	Procedimiento de trabajo en el “Geo2flow” .....	76
4.3.1	Obtención del gradiente del agua.....	79
4.3.2	Parámetros P.V.T.....	79
4.3.3	Filtros para los datos de entrada.....	79
4.3.4	Interfase “Geo2flow-RMS” .....	79
4.3.5	Ecuaciones utilizadas para el ajuste de las curvas de función “J”.....	80
4.3.6	Mapas generados a partir de “Geo2flow” .....	80
<b>V.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO.....</b>		<b>81</b>
5.1	La Faja Petrolífera del Orinoco.....	82
5.1.1	Orimulsión.....	83
5.2	Reseña histórica del área de Bitor.....	84
5.2.1	Ubicación geográfica y características del Campo Cerro Negro....	88
5.3	Características de los yacimientos del área de Bitor.....	89
5.3.1	Modelo Geológico.....	91
5.3.1.1	Modelo Estructural.....	92
5.3.1.2	Modelo Estratigráfico.....	93
5.3.1.2.1	Precámbrico.....	93
5.3.1.2.2	Paleozoico.....	94
5.3.1.2.3	Mesozoico.....	94
5.3.1.2.4	Cenozoico.....	94
5.3.1.2.5	Miembro Yabo.....	96
5.3.1.2.6	Miembro Jobo.....	96
5.3.1.2.7	Miembro Pilón.....	96
5.3.1.2.8	Formación Freites (Mioceno Medio).....	96

5.3.1.2.9	Formación Mesa Las Piedras (Plioceno- Pleistoceno).....	97
5.3.1.3	Modelo Petrofísico.....	97
5.3.1.3.1	Información utilizada.....	98
5.3.1.3.1.1	Pozos con curvas de porosidad.....	98
5.3.1.3.1.2	Pozos sin curvas de porosidad.....	99
5.3.1.3.2	Parámetros básicos utilizados.....	99
5.3.1.3.2.1	Resistividad del agua de formación.....	100
5.3.1.3.2.2	Factor de cementación y exponente de saturación.....	100
5.3.1.3.2.3	Determinación de la porosidad.....	101
5.3.1.3.2.4	Modelo de saturación de agua.....	102
5.3.1.3.2.5	Cálculo del radio de garganta de poro y permeabilidad.....	102
5.3.1.3.2.6	Parámetros de corte.....	103
5.3.2	Historia de producción.....	104
5.3.3	Contactos agua-bitumen.....	106
5.3.4	Presiones capilares y permeabilidades relativas.....	109
5.3.5	PVT del bitumen.....	111
5.3.5.1	PVT del pozo CI-210.....	111
5.3.5.2	PVT del agua.....	112
5.3.6	Análisis de pruebas especiales.....	112
5.3.7	Situación actual.....	112
<b>VI.-</b>	<b>METODOLOGÍA DE TRABAJO.....</b>	<b>114</b>
6.1	Consideraciones del estudio.....	115
6.2	Objetivos.....	115
6.2.1	Objetivo general.....	115
6.2.2	Objetivos específicos.....	115
6.3	Revisión bibliográfica y recolección de datos.....	116
6.4	Revisión del Modelo Estático.....	117

6.4.1	Revisión del Modelo Geológico.....	117
6.4.2	Revisión del Modelo Estructural.....	117
6.4.3	Revisión del Modelo Estratigráfico.....	118
6.4.4	Revisión del Modelo Petrofísico.....	118
6.5	Análisis del Yacimiento.....	118
6.5.1	Determinación del BOES volumétrico.....	119
6.5.1.1	Área superficial para el cálculo del BOES.....	120
6.5.1.2	Construcción de mapas de isopropiedades.....	120
6.5.1.3	Cálculo del BOES volumétrico.....	122
6.5.2	Evaluación de las propiedades petrofísicas y el BOES.....	122
6.5.3	Cálculo de las reservas remanentes.....	123
6.5.3.1	Reservas remanentes pozo a pozo.....	124
6.5.3.2	Reservas remanentes según el corte de agua.....	126
6.5.3.3	Reservas remanentes por grupo de pozos.....	127
6.5.4	Validación de la prueba P.V.T. del pozo CI-210.....	128
6.5.5	Análisis de la historia de presiones.....	134
6.6	Revisión del modelo estático creado en la plataforma "Irap 6.2".....	137
6.7	Análisis de la Función "J".....	140
6.7.1	Creación de la base de datos en el programa "Geo2flow".....	141
6.7.2	Función "J" derivada de muestras de núcleos.....	141
6.7.3	Comprobación de la calidad de los registros de pozos.....	142
6.7.4	Procedimiento para la identificación de los niveles de agua libre.....	142
6.7.5	Mapa de contactos agua-bitumen.....	145
6.7.6	Mapas de pozos en transición.....	146
6.7.7	Mapas de "J-Facies".....	147
6.7.8	Limitaciones del estudio.....	147
<b>VII.-</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>148</b>
7.1	Modelo Geológico.....	149
7.1.1	Modelo Estructural.....	149

7.1.2	Modelo Estratigráfico.....	149
7.1.3	Modelo Petrofísico.....	151
7.1.3.1	Arena neta petrolífera.....	151
7.1.3.2	Porosidad.....	152
7.1.3.3	Saturación de agua inicial.....	153
7.1.3.4	Permeabilidad.....	154
7.2	Análisis del BOES.....	155
7.3	Reservas remanentes recuperables.....	158
7.4	Comportamiento de los fluidos (PVT).....	161
7.5	Historia de presiones.....	162
7.6	Función “J” de Leverett.....	165
7.6.1	Variables involucradas en la función “J”.....	165
7.6.2	Parámetros petrofísicos y calidad de los registros.....	167
7.6.3	Análisis de las curvas de la función “J”.....	168
7.6.4	Niveles de agua libre.....	170
7.6.4.1	Evaluación de los niveles de agua libre en el yacimiento...173	
7.6.5	Mapa de contactos agua-bitumen.....	179
7.6.6	Zonas de transición.....	182
7.6.7	Mapas de J-Facies.....	184
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>187</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>190</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>192</b>
	<b>NOMENCLATURA.....</b>	<b>197</b>
	<b>APÉNDICES.....</b>	<b>200</b>
	Apéndice 1-A: Mapas de isopropiedades en el área O-16.....	201
	Apéndice 1-B: Petrofísica en el área O-16.....	210
	Apéndice 1-C: BOES en el área O-16.....	211
	Apéndice 2-A: Reservas remanentes en el área O-16 (Declinación pozo a pozo).....	212

---

Apéndice 2-B: Reservas remanentes en el área O-16 (Hoja de cálculo con el resultado final).....	226
Apéndice 3-A: Reservas remanentes en el área O-16 (Declinación pozo a pozo según el corte de agua).....	228
Apéndice 3-B: Reservas remanentes según el corte de agua en el área O-16...	242
Apéndice 4-A: Reservas remanentes en el área O-16 (Declinación por grupo de pozos).....	244
Apéndice 4-B: Reservas remanentes en el área O-16 (Resultados de la declinación por grupo de pozos).....	246
Apéndice 5-A: Listado de pozos con pruebas de presión estática en el área O-16.....	247
Apéndice 5-B: Ubicación, fecha de muestreo, presión y producción de los pozos que tienen pruebas de presión estática en el área O-16...	248
Apéndice 5-C: Tendencias de los gráficos P vs. Np según la agrupación por celdas de pozos.....	251
Apéndice 5-D: Listado de pozos y gráfico para la tendencia final del comportamiento de presión.....	252
Apéndice 6: P.V.T. utilizado en el programa “Geo2flow” .....	253
Apéndice 7: Procedimiento de entrada de datos al programa “Geo2flow” .....	254
Apéndice 8: Perfiles realizados en la plataforma “Openworks” para los pozos que vieron contacto agua-petróleo.....	257
Apéndice 9: Niveles de agua libre agrupado por pozos y vistos en el programa “Irap-RMS”.....	261
Apéndice 10: Mapa de contactos agua-bitumen obtenido a través de la función “J” con el nivel de agua libre en la unidad MO9.....	264
Apéndice 11: Curvas de función “J” de leverett, presión capilar y altura sobre el nivel de agua libre, realizados en la plataforma “geo2flow” para los pozos que vieron contacto agua-petróleo...	265
Apéndice 12: Mapas de zonas en transición en las arenas MO-8 y MO-9.....	292
Apéndice 13: Mapa de “J-Facies” de las arenas MO-8 y MO-9.....	294

---

<b>ANEXOS.....</b>	<b>296</b>
Anexo 1: Mapa de contactos agua-bitumen creado por Intevep.....	297
Anexo 2: Mapas de arena neta total de las unidades MO-8 y MO9 creado por Intevep.....	298
Anexo 3: Mapas de sedimentación de las unidades MO-8 y MO9 creado por Intevep.....	300

**LISTA DE TABLAS.**

Tabla 2.1.-	Ángulo de contacto para diferentes sistemas de fluidos.....	24
Tabla 2.2.-	Tensión interfacial para diferentes sistemas de fluidos.....	28
Tabla 5.1.-	Propiedades generales del yacimiento.....	90
Tabla 5.2.-	Información general del yacimiento.....	91
Tabla 5.3.-	Pozos seleccionados para el modelo petrofísico.....	98
Tabla 5.4.-	Pozos con registros de porosidad.....	98
Tabla 5.5.-	Pozos con registros de “Gamma Ray”.....	99
Tabla 5.6.-	Factor de cementación y exponente de saturación.....	101
Tabla 5.7.-	Propiedades PVT de los fluidos del área de Bitor.....	111
Tabla 5.8.-	Propiedades PVT del agua del muestra del pozo CD-6.....	112
Tabla 6.1.-	Resultados de la prueba PVT. del pozo CI-210 (muestra recombinada no convencional).....	129
Tabla 6.2.-	Función “Y” calculada con su respectivo error.....	130
Tabla 6.3.-	Parámetros utilizados en el balance de masas para el PVT.....	134
Tabla 6.4.-	Profundidad del contacto agua-bitumen original vistos en registros.....	144
Tabla 7.1.-	Propiedades petrofísicas de las arenas del Miembro Morichal en el área O-16.....	155
Tabla 7.2.-	Propiedades petrofísicas del área O-16 ponderadas por ANP.....	155
Tabla 7.3.-	Parámetros petrofísicos y BOES para el área O-16.....	156
Tabla 7.4.-	Propiedades petrofísicas reportadas por Bitor.....	156
Tabla 7.5.-	Diferencia porcentual entre las propiedades petrofísicas reportadas y calculadas.....	157
Tabla 7.6.-	Diferencia entre relación gas-petróleo disuelto (Rs) medida y calculada.....	162

## Lista de Tablas.

---

---

Tabla 7.7.- Pozos que vieron contacto agua-bitumen por registro y el nivel de agua libre calculado mediante la función “J”.....	171
Tabla 7.8.- Niveles de agua libre encontrados en “Geo2flow” con la función “J” y agrupados por sectores.....	173



---

---

**LISTA DE FIGURAS.**

Figura 2.1.- Equilibrio de fuerzas en la interfase agua-petróleo-sólido.....	22
Figura 2.2.- Sección esquemática de un medio poroso en un sistema mojado por agua.....	23
Figura 2.3.- Sección esquemática de un medio poroso en un sistema mojado por petróleo.....	23
Figura 2.4.- Distribución de fluidos en un yacimiento homogéneo.....	26
Figura 3.1.- Radio de curvatura de un anillo pendular como una función de un grano esférico de arena.....	31
Figura 3.2.- Ascenso del agua en un tubo capilar.....	32
Figura 3.3.- Analogía entre tubos capilares y la relación $S_w$ y PC en las rocas.....	34
Figura 3.4.- Comparación de curvas capilares de cinco sistemas de rocas.....	34
Figura 3.5.- Curvas de presión capilar de imbibición y drenaje para un sistema mojado por agua.....	35
Figura 3.6.- Presión de fluidos, presión capilar y distribución de saturación en un sistema mojado por agua.....	38
Figura 3.7.- Presión de fluidos, presión capilar y distribución de saturación en un sistema mojado por petróleo.....	39
Figura 3.8.- Efectos de la presión capilar sobre mediciones de presión en un sistema mojado por agua.....	40
Figura 3.9.- Efectos de la presión capilar sobre mediciones de presión en un sistema mojado por petróleo.....	41
Figura 3.10.- Ejemplo del comportamiento de presión en un sistema mojado por petróleo en rocas areniscas de “Nubiam”, pozo I.7.....	42
Figura 3.11.- Ejemplo del comportamiento de presión en un sistema mojado por agua en rocas areniscas de “Nubiam”, pozo I.7.....	43
Figura 3.12.- Relación sobre la permeabilidad, porosidad, tensión interfacial y ángulo de contacto con respecto a la presión capilar.....	48

## Lista de Figuras.

---

Figura 3.13.- Contacto idealizado entre un fluido humectante y las superficies de granos perfectamente esféricos.....	49
Figura 3.14.- Sistema agua-petróleo en un tubo capilar.....	50
Figura 3.15.- Curvas tipo para petróleo, agua y heptano de altura vs. Saturación.....	52
Figura 3.16.- Perfiles de saturación y presión bajo los procesos de imbibición capilar longitudinal.....	54
Figura 3.17.- Mecanismo de flujo cruzado capilar transversal y perfiles de presión en un modelo de dos capas.....	55
Figura 3.18.- Mejor tendencia de ajuste entre la saturación de agua y la función “J” de Leverett par un yacimiento de arenisca.....	62
Figura 3.19.- Correlación de Leverett.....	66
Figura 3.20.- Relación básica entre saturación de agua y profundidad.....	66
Figura 4.1.- Fuentes para el cálculo de la función “J”.....	73
Figura 4.2.- Ventana de trabajo en el programa “Geo2flow”.....	74
Figura 4.3.- Mapas generados a partir del programa “Geo2flow” y llevados a la plataforma “Irap-RMS”.....	80
Figura 5.1.- Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	82
Figura 5.2.- Ubicación del área de Bitor.....	85
Figura 5.3.- Módulos de producción de Bitor.....	85
Figura 5.4.- Tipos de pozos.....	87
Figura 5.5.- Columna estratigráfica del área O-16.....	89
Figura 5.6.- Columna estratigráfica con la nomenclatura anterior de las arenas.....	92
Figura 5.7.- Mapa estructural al tope del Miembro Morichal en el área O-16.....	93
Figura 5.8.- Equivalencia de correlaciones de las unidades genéticas.....	95
Figura 5.9.- Sección estructural Norte-sureste en el área.....	107
Figura 5.10.- Distribución de aguas basales en el tope del basamento.....	108
Figura 5.11.- Curva de profundidad vs. Saturación con pozos al Norte del área.....	109

Figura 5.12.- Curva de profundidad vs. Saturación con pozos al Sur del área.....	110
Figura 5.13.- Curva de permeabilidad relativa agua –petróleo para toda el área.....	110
Figura 6.1.- Superficie del área O-16.....	120
Figura 6.2.- Mapa de isopropiedades del área O-16.....	121
Figura 6.3.- Esquema de multiplicación de mapas para el cálculo del BOES...	122
Figura 6.4.- Mapa esquemático del área de pozos utilizados para el estudio de declinación del área O-16.....	124
Figura 6.5.- Ventana principal del programa “Irap-RMS”.....	137
Figura 6.6.- Modelo estático del área O-16 en la plataforma “Irap-6.2”.....	138
Figura 6.7.- Ventana en la plataforma “Openworks” donde se encuentran las curvas de propiedades petrofísicas por pozo.....	139
Figura 6.8.- Regiones principales en el área O-16 visualizadas en la plataforma “Irap-6.2”.....	140
Figura 6.9.- Curva de presión capilar de la muestra de núcleo del pozo CI-74 vista a través de una ventana del programa “Geo2flow”.....	142
Figura 6.10.- Nivel de agua libre según la función “J” en el pozo BCN-10.....	143
Figura 6.11.- Comparación del nivel de agua libre obtenido mediante la función “J” y por medio de un registro de resistividad.....	143
Figura 6.12.- Despliegue de las ventanas de trabajo utilizadas para el cálculo del nivel de agua libre para el pozo BCN-1.....	145
Figura 6.13.- Curva de función “J” a una profundidad de 3115’ para el estudio de las arenas MO-8 y MO-9.....	146
Figura 7.1.- Coalescencia en los paquetes de arena observado en el pozo CD-20.....	150
Figura 7.2.- Tendencia de la función “J” encontradas en los pozos CH-12 y CH-14.....	169
Figura 7.3.- Tendencia de la función “J” encontradas en los pozos CI-77, CI-78 Y CI-82.....	169

## Lista de Figuras.

---

Figura 7.4.- Punto que muestra el nivel de agua libre mediante la función “J”.....	172
Figura 7.5.- Nivel de agua libre mediante el gradiente de presión de los fluidos.....	172
Figura 7.6.- Nivel de agua libre de 3115 p.b.n.m.....	174
Figura 7.7.- Nivel de agua libre de 3130 p.b.n.m.....	175
Figura 7.8.- Nivel de agua libre de 3160 p.b.n.m.....	176
Figura 7.9.- Nivel de agua libre de 3200 p.b.n.m.....	177
Figura 7.10.- Nivel de agua libre de 3215 p.b.n.m.....	178
Figura 7.11.- Nivel de agua libre de 3250 p.b.n.m.....	179
Figura 7.12.- Mapa de contactos agua-bitumen original en la unidad MO-9.....	181
Figura 7.13.- Distribución de aguas básales al tope del basamento.....	181
Figura 7.14.- Mapa de zonas de transición en la unidad MO-9.....	183
Figura 7.15.- Mapa de zonas de transición en la unidad MO-8.....	183
Figura 7.16.- Mapa de “J-Facies” en la unidad MO-9.....	185
Figura 7.17.- Mapa de “J-Facies” en la unidad MO-8.....	185
Figura 7.18.- Mapa de sedimentación en la unidad MO-9 creado por Intevep...	186
Figura 7.19.- Mapa de sedimentación en la unidad MO-8 creado por Intevep...	186

---

---

**LISTA DE GRÁFICOS.**

Gráfico 5.1.- Comportamiento de la historia de producción.....	105
Gráfico 6.1.- Histograma de propiedades petrofísicas y BOES del área O-16.....	123
Gráfico 6.2.- Historia de producción realizada al pozo CC-1.....	124
Gráfico 6.3.- Declinación de producción realizada al pozo CC-1.....	125
Gráfico 6.4.- Declinación de producción realizada al pozo CC-1 según el corte de agua.....	127
Gráfico 6.5.- Declinación de producción realizada por grupo de pozos con espaciamento en superficie de 150 mt.....	128
Gráfico 6.6.- Comportamiento de la presión estática en el área O-16.....	134
Gráfico 6.7.- Comportamiento de la presión estática para los pozos con nomenclatura “CI”.....	136
Gráfico 7.1.- Histograma de arena neta petrolífera en el área O-16.....	151
Gráfico 7.2.- Histograma de porosidad en el área O-16.....	152
Gráfico 7.3.- Histograma de saturación de agua inicial en el área O-16.....	153
Gráfico 7.4.- Histograma de permeabilidad en el área O-16.....	154
Gráfico 7.5.- Linealidad de la función “Y” para el análisis PVT.....	161
Gráfico 7.6.- Relación gas-petróleo medida y calculada en función de la presión.....	162
Gráfico 7.7.- Presión estática versus producción acumulada para todos los pozos en el área O-16.....	163
Gráfico 7.8.- Comportamiento de la presión estática para el área O-16.....	164

## **INTRODUCCIÓN.**

La explotación de los crudos extrapesados cada día tiene más interés en Venezuela, debido a las enormes reservas presentes y a que los yacimientos de crudos livianos y medianos cada día poseen menos reservas recuperables para su comercialización. Es por ello, que Bitúmenes Orinoco S.A. "BITOR (filial de PDVSA) tiene la responsabilidad de la explotación del bitumen natural, su emulsificación y el suministro de Orimulsión<sup>®</sup>, el cual representa una alternativa estratégica de negocios en Petróleos de Venezuela S.A.

El incremento de la demanda de este producto a nivel mundial, ha impactado en los planes de explotación del bitumen en el área O-16 de Bitor, originando que debido al incremento de la producción y el agotamiento de las reservas, los pozos completados en las arenas basales presenten actualmente alto corte de agua, por lo cual se ha visto la necesidad de realizar un estudio de detalle de las características del yacimiento, con el fin de aumentar la productividad, y maximizar el factor de recuperación.

Recientemente INTEVEP S.A., realizó un estudio integrado de los yacimientos de Bitor en el área cerro negro de la Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.). Como el producto de dicho estudio, se obtuvo el primer modelo estático y se realizó el modelaje del área O-16, considerando el efecto de capilaridad para el cotejo histórico y pronósticos de producción de agua. Allí, se recomendó realizar un estudio de detalle sobre los contactos originales agua-petróleo y las posibles zonas de transición, producto de la capilaridad observada en dichos yacimientos. Es por ello, que se realizó este trabajo especial de grado, con el fin de estudiar mediante la función "J" de Leverett derivada de perfiles de pozos, para obtener una caracterización más definida de la distribución de fluidos en el yacimiento, haciendo especial atención en la problemática de producción de agua. Previamente, se realizó una revisión del modelo geológico, estructural y petrofísico, además de la estimación de las reservas remanente del yacimiento y

análisis del comportamiento de los fluidos, para conocer las características del yacimiento.

Aplicando la Función “J” de Leverett derivada de perfiles, se verificó la calidad de las curvas petrofísicas del modelo estático, además se obtuvo un mapa de niveles de agua libre en el yacimiento, y se encontraron algunas J-Facies presentes en las unidades basales de la estructura, específicamente en las arenas MO-8 y MO-9 del Miembro Morichal de la Formación Oficina. Con el resultado obtenido, se puede afinar el modelo estático del yacimiento, en lo referente a los pozos que se encuentran en transición con los contactos agua-bitumen originales.

El estudio se hizo a través de una herramienta (software) llamada “Geo2flow-RMS”, la cual tiene una base de datos capaz de poder manejar toda la información petrofísica perteneciente a los pozos del área O-16 en el modelo estático creado por Intevep para el área finalizado en Junio del 2002 . Las actividades fueron realizadas en PDVSA-Chuao, en el departamento de Estudios Integrados de BITOR.

Es recomendable realizar una campaña de toma de información, con la adquisición de la sísmica 3D y la toma de núcleos con sus respectivas pruebas especiales para afinar tanto el modelo estructural como el sedimentológico y petrofísico. Por otro lado, realizar el estudio de la Función “J” derivada de perfiles, en el área J-20 de Bitor con el fin de obtener más información que pueda afinar el modelo estático del área total de Bitor.

Entre las limitaciones encontradas en el desarrollo esta investigación, se tiene que para el momento del estudio (Diciembre 2002), se paralizaron las actividades de la industria petrolera, dejando de funcionar los servidores donde se encontraba la base de datos y los programas utilizados. A pesar de ello, la mayoría de los objetivos planteados en el anteproyecto fueron cumplidos, y con los resultados obtenidos se logra un gran aporte para el Equipo de Estudios Integrados de PDVSA-BITOR.

---

---

## **CAPITULO I.- CONCEPTOS FUNDAMENTALES.**

---

---



### I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

En el presente estudio se analizaron algunos parámetros preliminares para conocer las características del yacimiento del Área de O16 perteneciente a Bitúmenes del Orinoco S.A. (Bitor). A continuación se presentan algunos conceptos importantes:

#### 1.1 Análisis P.V.T.

De acuerdo con el curso del CIED <sup>[1]</sup>, “se llama P.V.T. (Presión, Volumen, Temperatura) al conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades de los fluidos en un yacimiento petrolífero.

Las pruebas de laboratorio se realizan basándose en que dos procesos termodinámicos diferentes ocurren al mismo tiempo:

1. Separación instantánea de los fluidos (petróleo y gas) en la superficie durante la producción.
2. Separación diferencial de los fluidos en el yacimiento durante la declinación de presión.

En la prueba de separación instantánea, se obtienen las propiedades de los fluidos en función de la presión para presiones por encima de la presión de burbujeo, tales como factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ), densidad del petróleo ( $\rho_o$ ), compresibilidad del petróleo ( $C_o$ ), etc.

Las pruebas de liberación diferencial, que se realizan en el laboratorio para simular el comportamiento del yacimiento durante la declinación de presión se basan en lo siguiente:

1. Las caídas de presión en el yacimiento no son violentas ni grandes y pueden considerarse como una serie de cambios infinitesimales.

## Capítulo I.- Conceptos Fundamentales

---

2. Debido a las características de las permeabilidades del sistema roca-fluido, la fase gaseosa se mueve hacia el pozo a una velocidad mayor que la fase líquida y por lo tanto cambia la composición total del sistema.

Debido a las limitaciones experimentales y su alto costo, el laboratorio no puede realizar un proceso diferencial exacto. En cambio, se hace una serie, de diez pasos normalmente de separaciones instantáneas a la temperatura del yacimiento, comenzando en el punto de burbujeo. Este proceso se inicia con un volumen conocido del sistema original en la celda P.V.T. Este puede ser del orden de 100-200 cc. Se determina el volumen al punto de burbujeo con exactitud, luego se procede a las separaciones por pasos desde la presión de burbujeo hasta la atmosférica. Se mide la cantidad de gas liberado y el volumen de líquido remanente en la celda a presión de 0 lpcm y temperatura del yacimiento, se corrige por expansión térmica para llevarlo a presión de 0 lpcm y temperatura de 60 °F. Este líquido se denomina petróleo residual. Teniendo el petróleo residual se calculan los datos y se presentan en base a un barril de petróleo residual.

De los datos de la liberación diferencial podemos calcular la solubilidad del gas en el petróleo ( $R_s$ ), factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ), densidad del petróleo ( $\rho_o$ ), la composición, gravedad, compresibilidad del gas ( $z$ ), factor volumétrico del gas liberado ( $B_g$ ), etc.

En las pruebas de separación, el ingeniero de yacimiento elige las condiciones de presión y temperatura de las etapas de separación en la superficie.

Con los datos obtenidos en la prueba de separación se calcula la relación gas-petróleo, el factor de merma y la gravedad específica del petróleo.

En el análisis PVT se reporta también el comportamiento de la viscosidad del petróleo a condiciones de temperatura del yacimiento. Esto se hace en el laboratorio utilizando un viscosímetro tipo esfera rodante”.

### 1.2 Presiones:

De acuerdo con Essenfeld <sup>[2]</sup>, "las mediciones de presión se clasifican de acuerdo al punto de medición de la misma (cabezal y fondo) y además de acuerdo al estado o condición del pozo mientras se efectúa la medición (estáticas/fluyentes). Estos tipos de mediciones se describen a continuación":

#### 1.2.1 Presiones de superficie/fondo.

"Los pozos comunican la acumulación con la superficie a través de revestidores yeductores. Ambas tuberías, a nivel de superficie cuentan con sistemas de válvulas independientes de control concentradas en un dispositivo que aloja el grupo de válvulas y que por su aspecto se denomina cabezal o árbol de navidad. En el cabezal se ubican manómetros que permiten leer y/o registrar de manera continua la presión. La misma se denomina presión de cabezal y se puede registrar para cualquier condición del pozo (abierto, cerrado, abriéndose o cerrándose). Si se conoce la naturaleza de los fluidos y/o las pérdidas de fricción, las presiones de cabezal resultan útiles, de bajo costo y se pueden medir con frecuencia ya que "refleja la presión de fondo" aunque se midan en superficie.

Aunque las presiones de cabezal (superficie) son extremadamente útiles para detectar cambios en la relación gas-petróleo ("RGP") y cortes de agua, y para "estimar la presión de fondo fluyente ("Pwf") y presión estática ("Pe")" cuando no se tienen o no se pueden tomar mediciones de fondo, evidentemente no las sustituyen.

Las mediciones de fondo pueden ser fluyentes, estáticas estabilizadas o estáticas en vías de restauración" (Essenfeld, 1995).

#### 1.2.2 Presiones estáticas/fluyentes.

"Si el pozo está cerrado, las presiones medidas (de cabezal, de fondo o travesías del cabezal al fondo) se denominan genéricamente "presiones estáticas". Cuando el pozo está abierto en sus válvulas de cabezal y se remueven fluidos después del cabezal, se denominan genéricamente presiones fluyentes. Se utiliza el término

"genéricamente" ya que ambos casos el "cierre" se define a nivel de válvulas de cabezal y no a nivel de la cara de la arena en el fondo del pozo.

Esta observación se refiere a que después de cerrado el pozo a nivel de cabezal generalmente ocurre "flujo posterior"; los fluidos continúan entrando al pozo aumentando progresivamente la "presión cerrada de fondo" que se había denominado "estática", pero que evidentemente no era un valor estabilizado, sino simplemente una medición de fondo, para el pozo cerrado en la superficie, pero con insuficiente cierre para haber alcanzado su valor realmente estático ( $P_e$ ) [2].

### 1.3 Análisis de curvas de declinación de producción.

Según Essinfeld [2], "para iniciar la discusión de declinación de producción es conveniente regresar a la descripción más sencilla de flujo radial a nivel de pozo, como se describe en la Ecuación de Darcy (ecuación 1.1).

$$Q_o = \frac{7.08 K_o h (P_e - P_{wf})}{B_o \mu_o \ln(r_e / r_w)} \quad \text{Ec. 1.1}$$

$Q_o$ : Tasa de petróleo (BND).

$K_o$ : Permeabilidad al petróleo (darcies).

$h$ : Altura (pies).

$P_e$ : Presión estática (lpc).

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyente (lpc).

$B_o$ : Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

$\mu$ : Viscosidad (cp).

$r_e$ : Radio de drenaje (pies).

$r_w$ : Radio del pozo (pies).

Se demuestra inequívocamente, porque bajo condiciones de agotamiento natural y si no se modifican los aspectos operacionales a nivel de pozo, la tasa máxima debe corresponder a las condiciones iniciales y todas las tasas posteriores deben declinar monotónicamente.

Esencialmente la declinación responderá a la declinación combinada del grupo  $\Delta p/\mu_o$  “.

### **1.3.1 Declinación de producción como concepto: a nivel de pozo y de yacimiento.**

Essenfeld <sup>[2]</sup> define como la declinación de un pozo “la disminución progresiva y monotónica de la tasa de dicho pozo, partiendo de su valor máximo inicial, como resultado de la disminución también monotónica del factor " $K_o \Delta p/\mu_o$ " a medida que avanza el agotamiento de su área de drenaje”.

“Lógicamente como la producción de cualquier yacimiento es el resultado de la sumatoria del comportamiento de sus pozos, el mismo concepto de declinación de la tasa no tiene a nivel de yacimiento la misma fuerza o aplicabilidad que a nivel de pozos” (Essenfeld, 1995).

“Esto obedece a que por ejemplo en un yacimiento que contenga dos o más pozos, los pozos no necesariamente se mantienen activos simultáneamente. Por eso, a nivel de yacimiento completo, los únicos períodos de tiempo en los cuales aplica rigurosamente el concepto de "declinación de tasa" arriba descrito, son aquellos en los cuales se mantiene constante el número de pozos activos y simultáneamente no se hacen mayores cambios en sus condiciones operacionales mecánicas” (Essenfeld, 1995).

“En algunas oportunidades para manejar o evaluar la declinación del yacimiento se utiliza el artificio de dividir la tasa del mismo por el número de pozos-mes o pozos-día activos, lo cual genera una tasa promedio "por pozo activo" versus

tiempo de producción acumulada. Si no hay mayores cambios operacionales, esta "tasa promedio por pozo activo" es tan útil para análisis de declinación del yacimiento, como es la tasa individual por pozo productor en el análisis de su declinación" (Essenfeld, 1995).

### **1.3.2 Análisis mecanístico.**

“Como los elementos o componentes que afectan la tasa son conocidos (ver ecuación 1.1 y sección 1.3.1), es perfectamente factible analizar el comportamiento histórico de esos elementos ( $P_e$ ,  $P_{wf}$ ,  $K_o$ ,  $\mu_o$ ), para luego "pronosticar" la tasa, primero a nivel del área de drenaje de cada pozo de un yacimiento, y luego para la tasa del yacimiento como la sumatoria de los pozos que están completados en el mismo.

Este análisis se define así, ya que resulta de la comprensión de los diferentes mecanismos físicos que están operando durante el proceso de explotación.

Este tipo de análisis es muy poderoso ya que, una vez analizada y comprendida la declinación histórica en términos mecanísticos, es posible inclusive ajustar los pronósticos o extrapolación futura para acomodar cambios posibles en condiciones operacionales. Esto último es mucho más difícil de hacer, si el análisis es estadístico en lugar de mecanístico" (Essenfeld, 1995).

### **1.4 Pronósticos de producción por declinación de producción por pozo.**

“Como se indica en la sección 1.3, aunque los procedimientos son distintos para el análisis mecanístico y el estadístico de la declinación histórica, el resultado es el mismo:  $Q_o$  (tasa de petróleo) versus  $t$  (tiempo) o  $N_p$  (producción acumulada) para un período de historia y su extrapolación hacia un período futuro.

Para cada pozo de un yacimiento se deberá tener la serie de datos históricos de tasa versus tiempo y versus producción acumulada. Se debe tener un resumen de las operaciones que se han realizado en el pozo a fin de "depurar la historia".

## Capítulo I.- Conceptos Fundamentales

---

Esto equivale a identificar los períodos de historia en los cuales las tasas y su declinación responden estrictamente a condiciones de yacimiento y no a condiciones operacionales.

Una vez disponible esa historia depurada, se deberá tabular y graficar los datos básicos de  $Q_0$  versus  $t$  tomando en cuenta solamente los tiempos "efectivamente activos" de producción.

En todo caso, el ajuste gráfico de cualquier polinomio-tipo a estos datos constituirá un análisis estadístico de la misma.

Otra posibilidad es considerar la ecuación 1.1 y hacer un análisis mecánico de la declinación histórica del grupo " $K_0 \Delta p / \mu_0$ ".

En cualquiera de los dos casos (análisis estadístico o mecánico) el resultado es un polinomio de " $Q_0$ " vs. " $t$ " que refleja el comportamiento histórico de cada pozo y el cual es extrapolable a futuro, si se acepta la premisa de que no se alterarán las condiciones operacionales del pozo. Bajo ese escenario, la integral de " $Q_0$ " vs. " $t$ " a futuro, representa una primera aproximación de las reservas producibles de ese pozo.

Una falacia importante de este procedimiento, es que no sólo presupone que no varía las condiciones operacionales del pozo en cuestión, sino que también presupone que no se alterará el número y posición del resto de los pozos en el yacimiento. Esto último es mucho más improbable que lo primero.

En todo caso, es indudable el valor o utilidad de este procedimiento para obtener, primero un pronóstico de tasa de petróleo versus tiempo para cada pozo y luego para estimar un volumen de reservas remanentes asignable a ese pozo en su área de drenaje.

En todo caso, no es prudente generar esas cifras de reservas remanentes por pozo sin cumplir dos etapas adicionales: la primera es repetir el procedimiento

para todos y cada uno de los del yacimiento; y luego una segunda etapa en la cual se analicen de manera crítica los resultados de la sumatoria de las reservas de todos los pozos para considerarla dentro de los rangos físicamente conocidos para cada yacimiento con sus empujes respectivos” (Essenfeld, 1995).

### 1.5 Estimación de reservas.

“Los primeros parámetros que se estiman o evalúan en una acumulación de hidrocarburos son aquellos que permiten obtener 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 que fracción de los volúmenes originales en sitio es o será recuperable, realmente ello no lo es. Esto en razón que mientras que 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” (Essenfeld, 1995).

“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" [2].



### 1.5.1. Factores de recobro y relación pozo/yacimiento.

Essenfeld <sup>[2]</sup> define como factor de recobro “aquella fracción de los volúmenes de hidrocarburos en sitio que se espera o anticipa 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 el factor de recobro final anticipado:

$$Reserva\ Inicial = [Volumen\ Hidrocarburo\ Original\ en\ Sitio] \times [Factor\ de\ Recobro] \quad Ec.1.2$$

Esta definición es sumamente genérica y conduce al estimado, en cualquier momento de la explotación, de las reservas remanentes:

$$Reserva\ Remanentes = [Reserva\ Inicial] - [Produccion\ Acumulada] \quad Ec.1.3$$

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 asignarles 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 utilizarán 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 completas (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 producción" es entonces obvia" (Essenfeld, 1995).

### **1.6 Mecanismo de producción en el área de Bitor.**

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", el cual será explicado este fenómeno a continuación:

#### **1.6.1. Mecanismo de petróleo espumante.**

En el informe del Plan Maestro 1997-2000 <sup>[3]</sup> se encuentra una nota técnica donde se explica el fenómeno detalladamente.

De acuerdo con Essenfeld<sup>[3]</sup>, "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 mecanismo convencionales actúen en forma efectiva.

Pasando el tiempo, sin embargo, se ha ido observando que el comportamiento real y la recuperación de estos yacimientos ha resultado apreciablemente mejor que lo que se pronostica por el método clásico de empuje por gas disuelto y esto ha llevado a reexaminar dicho 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 exista 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 dependa 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 a 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 crudos viscosos requieren mucho más agitación y mucho más tiempo para llegar a equilibrio de los de 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 ser 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.

## Capítulo I.- Conceptos Fundamentales

---

El segundo supuesto impone que exista 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. Sin embargo, la evidencia disponible indica que parte del gas liberado en forma de burbujas no se adhiere al medio poroso sino que viaja con el petróleo hacia los pozos productores. De nuevo, 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 dependa 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 distinta. 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” (Essenfeld, 1997).

### **Conclusiones principales del mecanismo de petróleo espumante:**

Essenfeld <sup>[3]</sup> en la nota técnica concluye lo siguiente:

- “El mecanismo rinde mayor recuperación de lo que se obtiene bajo puro empuje de gas disuelto.
- 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”.

---

---

**CAPITULO II.- PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y  
DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS.**

---

---

## II. PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS.

### 2.1.- Porosidad

“La porosidad de la roca se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano), y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso (pies)}}{\text{Volumen Total (pies)}} = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Ec.2.1}$$

Entendiéndose por volumen poroso, al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. La porosidad puede expresarse indistintamente en fracción o porcentaje” [4].

“La porosidad es la característica más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor” [5].

#### 2.1.1.- Tipos de porosidad.

“Existen dos clases de porosidad: absoluta y efectiva. La porosidad absoluta es el porcentaje de espacio poroso con respecto al volumen total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aún no tener conductividad de los fluidos debido a la falta de comunicación de los poros.

La porosidad efectiva, es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la conductividad de los fluidos, aunque no es una medida de ellos necesariamente.

La porosidad efectiva, es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clases de arcillas, y estado de hidratación de las mismas” (Pirson, 1965).

## **Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.**

---

“La porosidad efectiva es la que se mide en la mayoría de los porosímetros, y es en realidad la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio” [4].

### **2.1.2.- Factores geológicos que afectan la porosidad.**

“La porosidad en los sedimentos se forma y se reduce o elimina por procesos geológicos naturales. La existencia de porosidad primaria y secundaria se debe a condiciones geológicas, estos serán explicados a continuación” [5].

#### **2.1.2.1.- Porosidad primaria.**

“La porosidad primaria resulta de los espacios vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales después de que se acumulan como sedimentos” [5].

“Este tipo de porosidad también es llamada intergranular y se desarrollo al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Los poros formados de esta manera son intersticios de granos individuales de sedimento. Las rocas sedimentarias que presentan este tipo de porosidad son las areniscas (detríticas o clásticas) y calizas oolíticas (no-detríticas)” [4].

#### **2.1.2.2.- Porosidad secundaria.**

“La porosidad secundaria resulta por la acción de los agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento o fisuración, que ocurren después de la litificación de los sedimentos. Este tipo de porosidad también es llamada inducida o vugular y se formó por un proceso geológico subsecuente a la deposición del material” [4].

### **2.2.- Permeabilidad.**

“La permeabilidad de una roca acumulación puede definirse, como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad.

Los factores que influyen en la permeabilidad son; el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño, y el grado de litificación (cementación y consolidación)” [5].



## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

---

“La permeabilidad se expresa mediante una unidad arbitraria denominada Darcy. Se dice que un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy, cuando un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise, y que llena completamente el espacio intergranular, fluye a través de él bajo condiciones de un fluido viscoso a una tasa de un centímetro cuadrado, por centímetro de longitud y bajo un diferencial de presión de una atmósfera” [4].

### 2.2.1.- Tipos de permeabilidad.

“De acuerdo a las fases almacenadas en el medio poroso, la permeabilidad se puede clasificar en tres tipos:

Permeabilidad Absoluta (k): Se presenta cuando existen una sola fase, la cual satura 100 % el medio poroso.

Permeabilidad Efectiva ( $k_e$ ): Es cuando existe más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente. Esta permeabilidad es función de la saturación del fluido considerado, y como es lógico suponer, será siempre menor que la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad Relativa ( $k_{ri}$ ): Se refiere a la relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta. Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido (i= petróleo, gas o agua) y siempre será menor a la unidad.

$$k_{ri} = \frac{k_{ei}}{k} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

$k_{ri}$ : Permeabilidad relativa de la fase “i” (mD).

$k_{ei}$ : Permeabilidad efectiva de la fase “i” (mD).

k: Permeabilidad absoluta (mD).

## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

---

Las curvas de permeabilidad relativa son funciones de la distribución del fluido en el medio poroso estudiado. La segregación de los fluidos en la red porosa de la roca reservorio es una función de la saturación de los fluidos, así como de las características humectativas de los fluidos respectivos” [4].

### 2.2.2.- Factores geológicos que afectan la permeabilidad.

“El hecho de que una roca sea porosa no indica necesariamente que sea permeable, ya que la capacidad de tal roca porosa en permitir el movimiento de fluidos depende también de la continuidad de los poros y el grado de interconexión. La permeabilidad también es una función del tamaño y forma de los poros, y a su vez, éstos dependen de las propiedades geométricas de los granos minerales y de su distribución. Por lo tanto la permeabilidad depende también del empaque de los granos, de la textura y de la cementación.

Para un tamaño determinado de granos no consolidados de forma esférica, la permeabilidad depende únicamente del empaque, ya que a su vez tiene un efecto sobre la porosidad. La empaquetadura de los granos puede considerarse como el espaciado entre los mismos o su distribución en el espacio.

La textura de una roca es una propiedad relacionada con la orientación en el espacio de las partículas que la componen. De acuerdo con el origen, existen dos tipos de textura; aposición y deformación. Una textura del tipo de aposición es generalmente de origen primario, ya que resulta de la orientación que los granos toman al tiempo de deposición. Observaciones hechas en estudios de sedimentación indican, que los granos tienden a depositarse con la sección transversal mayor en el plano horizontal y tienden a orientarse con el eje más largo paralelo a las corrientes de agua. Como resultado de esto, la permeabilidad es una propiedad direccional y los valores menores resultan de determinaciones hechas en dirección perpendicular a la estratificación. En el plano de estratificación, la permeabilidad mayor es determinada en dirección paralela a la dirección predominante de las líneas costeras viejas de sedimentación. Esta

## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

anisotropía radial de permeabilidad fue observada por Johnson y Hughes (1948) y estudiada más detalladamente por Griffiths (1950, 1953).

Un factor geológico de gran importancia en el control de la permeabilidad específica a un fluido determinado, es la presencia y clase de arcillas. Las arcillas se hidratan en la presencia de agua y restringen su flujo para determinar el gradiente de presión” (Pirson, 1965).

### 2.3.- Humectabilidad.

“La humectabilidad es la propiedad de un líquido para adherirse y propagarse sobre una superficie sólida. Esto es normalmente cuantificado por los valores del ángulo de contacto, tal que un valor menor de 90 grados indica un sistema mojado por agua, y los valores mayores de 90 grados indican un sistema mojado por petróleo<sup>5</sup> (ver figura 2.1).

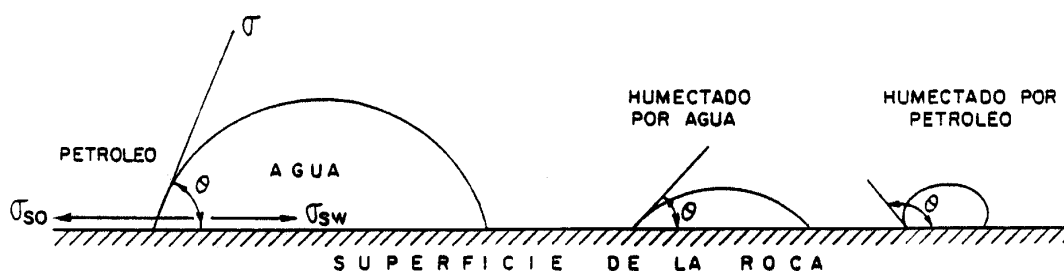


Figura 2.1.- Equilibrio de fuerzas en la interfase agua-petróleo-sólido.

La humectabilidad es un importante parámetro petrofísico, el cual determina la distribución de los fluidos en un medio poroso y de este modo afecta la saturación y el recobro. La fase mojante cubre la superficie sólida del grano, ocupando los poros pequeños, los cuales tienen un área específica alta, y ocupa las esquinas de los granos en contacto. Por otro lado, la fase no-mojante, se encuentra en el centro de los poros y se concentra en los poros largos. La figura 2.2 muestra la situación que puede ocurrir si la roca estuvo preferencialmente mojada por agua, donde una gota aislada de petróleo (color verde) esta siendo aprisionada desde

## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

---

todas las direcciones por agua. Como resultado, la presión del petróleo comienza a aumentar tanto que el agua circundante produce un excedente en el término de presión capilar. De otra manera, si la roca es preferencialmente mojada por petróleo, ocurre lo contrario, con el petróleo comienza la fase continua y la presión comienza a incrementarse en el agua. La figura 2.3 muestra como las gotas circundantes de petróleo (color verde) en una roca mojada por petróleo aprisiona las gotas de agua desde todas las direcciones” (Eishahawi, 2000).

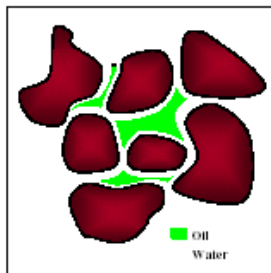


Figura 2.2. - Sección esquemática de un medio poroso en un sistema mojado por agua.

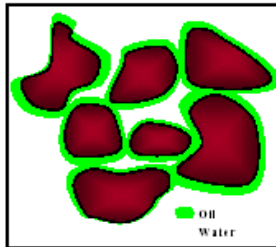


Figura 2.3. - Sección esquemática de un medio poroso en un sistema mojado por petróleo.

“Desde el punto de vista de la humectabilidad, la roca reservorio puede ser oleófila (humectada por petróleo) o hidrófila (humectada por agua). Si es oleófila, el petróleo se adhiere preferentemente 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. Eso no es sorprendente cuando se considera

## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

---

que la mayoría de las rocas de acumulación fueron depositadas bajo el agua y que la humectabilidad de la roca depende generalmente del fluido con que sus superficies entran en contacto primero. Si embargo, si la roca se expone a un contacto prolongado de petróleo y particularmente si el petróleo contiene compuesto polares fáciles de absorber, se puede producir un cambio parcial o total en las propiedades humectantes del yacimiento originándose gradientes de humectabilidad” (Pirson, 1965).

A continuación se presentan algunos valores del ángulo de contacto para diferentes sistemas:

<b>Sistema</b>	$(\theta)_{yac}$	$(\theta)_{lab}$
Aire, o gas - agua	0	0
Petróleo - agua	30	20-60
Petróleo - gas	0	0

Tabla 2.1.- Ángulo de contacto para diferentes sistemas de fluidos [7].

### 2.4.- Saturación de los fluidos.

“En la mayoría de los yacimientos productores de petróleo, se cree que la roca fue completamente saturada con agua primeramente a la invasión y entrapamiento del petróleo. Los hidrocarburos menos densos se consideran que migran a una posición de equilibrio hidrostático y dinámico, así el agua se desplaza de los intersticios de la roca desde la parte alta de la estructura. El petróleo no desplazará toda el agua que originalmente ocupaba estos poros. De esta manera, las rocas yacimientos normalmente contendrán hidrocarburos y agua (frecuentemente referida al agua connata) ocupando los mismos poros adyacentes. Para determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en una formación de roca porosa, es necesario determinar la saturación del fluido (petróleo, agua y gas) del material rocoso” (Amix, 1960).

## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

---

“La fracción del volumen poroso ocupado por agua, petróleo o gas, es precisamente lo que se denomina saturación del fluido. Matemáticamente, dichas saturaciones serán” [4]:

$$S_o = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen poroso}} \times 100 \quad \text{Ec. 2.3}$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}} \times 100 \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}} \times 100 \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde:

So : Saturación de petróleo, (fracción).

Sw: Saturación de agua, (fracción).

Sg: Saturación de gas, (fracción).

Y la sumatoria de  $S_o + S_w + S_g = 1$

“La determinación de la saturación de los fluidos presentes en los diferentes estratos de un yacimiento puede realizarse, al igual que la porosidad y permeabilidad de dos formas diferentes” [4]:

1. Mediante registros de pozos; los cuales miden las propiedades eléctricas acústicas y radioactivos (registros eléctricos, neutrón, FDC, etc.) que permiten identificar los fluidos contenidos en el yacimiento.
2. En el laboratorio, haciendo uso de los métodos de la retorta y de extracción por solventes.

### 2.5.- Distribución de fluidos en el yacimiento.

“La teoría más aceptada en cuanto a la génesis del petróleo postula que la rocas porosas que conforman un yacimiento de petróleo, estaban saturadas de agua en

## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

el momento de la depositación y que el petróleo migro hacia ellas mas tarde, desde otras rocas que constituían las rocas madres. Puesto que el petróleo que migraba era más liviano que el agua, pasó a ocupar la posición estructural superior. El petróleo así acumulado y por esa razón gradualmente fue desplazando el agua hacia abajo y este desplazamiento continuó, hasta que la saturación de agua se redujo al punto en que el agua se hizo discontinua y cesó de fluir. Esta saturación irreducible siempre se halla en los yacimientos petrolíferos, en aquellas partes donde se encuentran a distancia suficiente del nivel de agua. Entre esta condición de saturación irreducible y el nivel de 100 por ciento de agua, existe una zona de transición, donde la saturación cambia gradualmente de una condición a otra. Esta zona transicional es el resultado de la acción de la presión capilar.

La distribución de fluidos en un yacimiento, es el resultado de la segregación natural, producto de las diferencias de densidades en los fluidos que saturan el medio poroso” (CIED, 1998).

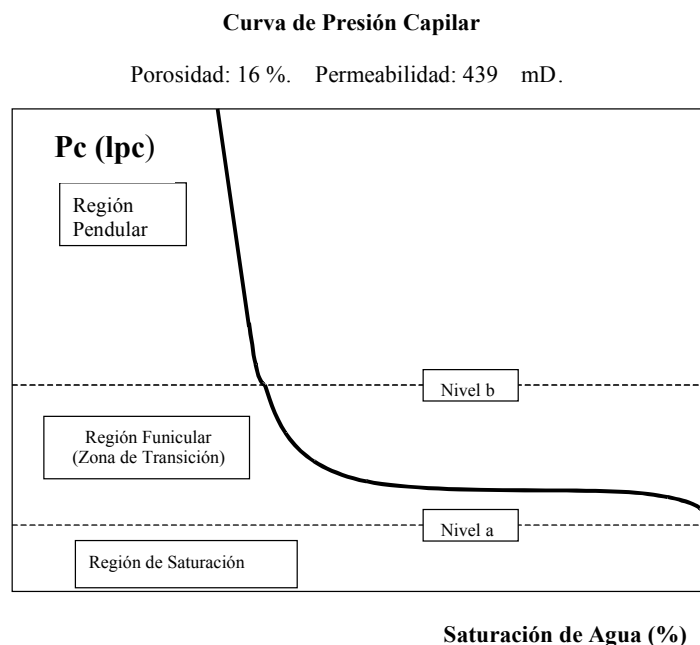


Figura 2.4.- Distribución de fluidos en un yacimiento homogéneo<sup>10</sup>.

## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

---

“La figura 2.4 representa una sección transversal de una arenisca cuya parte inferior esta completamente saturada de agua y muestra la distribución de los fluidos de un yacimiento homogéneo. Por lo general, se puede decir que hay tres tipos de regiones de saturación en una acumulación de petróleo o gas. La región “saturación” es aquella donde la roca está completamente saturada con el líquido que la humedece y la presión capilar es menor que la presión inicial de desplazamiento.

Esta región está por debajo del nivel “a”, o el nivel 100 % de agua donde todos los poros, grandes o pequeños, están llenos de agua.

Después de obtenida la presión inicial de desplazamiento, un pequeño aumento de la presión causa gran disminución en la saturación de agua. Esta parte de la curva representa la zona de transición o región funicular y refleja la intercomunicación más abundante entre los poros. Mientras más pronunciada sea la inclinación en esta región, menos uniforme es la intercomunicación de los poros. Al aumentar la altura por encima del nivel que contiene 100 % de agua, el fluido que no humedece la roca (petróleo o gas) entrará sucesivamente en poros cada vez más pequeños. Por encima del nivel “b” el agua corre en forma de anillos pendulares alrededor de los contactos entre los granos y en los poros muy pequeños.

El resto de la superficie de los granos puede estar cubierta por una película de agua o por petróleo o por gas. La región pendular de saturación la representa aquella parte de la curva de la presión capilar que es casi vertical, e indica que un gran aumento de presión causa poca reducción en la saturación de agua. La saturación de agua en esta región es denominada “saturación irreducible” y se llama comúnmente saturación de agua intersticial o agua connata del estrato” [9].

### 2.6.- Tensión superficial e interfacial.

“La tensión superficial entre la fase líquida y su vapor en equilibrio, depende fundamentalmente de presión, temperatura y composición de las fases. En el caso



## Capítulo II.- Propiedades Petrofísicas y Distribución de Fluidos.

de sustancias puras, dicha tensión se puede definir únicamente especificando la presión y la temperatura. En el caso de mezclas puede especificarse una de las dos variables, determinando la otra en las curvas de presión de vapor” [4].

“Existen correlaciones para estimar la tensión superficial [8] para mezclas de hidrocarburos, y algunas revistas especializadas aportan valiosas informaciones sobre datos experimentales referentes a este tópico” [11].

“Uno de los factores que más afecta la tensión superficial lo constituye la presencia de gases inertes, tales como el N<sub>2</sub> y el CO<sub>2</sub>; los cuales tienden a bajar dicha tensión. Cuando la concentración de estos gases en el líquido excede 1.0 mol por ciento, los valores de tensión calculados para una mezcla cualquiera pueden ser de 5 a 20 % menores.

El término de tensión interfacial es utilizado para definir la tensión de la superficie de separación o interfase entre dos líquidos inmiscibles, pero en sentido estricto, la tensión superficial es también tensión interfacial. Teóricamente, los métodos de laboratorio para calcular la tensión superficial pueden utilizarse en el cálculo de tensión interfacial, pero el más práctico de estas mediciones lo es el Anillo de Do Nouy, pues con los otros métodos resulta muy difícil su estimación” (Amix,1960).

A continuación se presentan algunos valores de tensión interfacial, los cuales pueden ser utilizados en ausencia de dicha información:

<b>Sistema</b>	<b><math>\sigma</math>, dinas/cm</b>
Aire – agua en el laboratorio	72
Kerosene – agua en el laboratorio	49
Petróleo – agua en el yacimiento	25-35

Tabla 2.2.- Tensión interfacial para diferentes sistemas de fluidos [7].

---

---

**CAPITULO III.- PRESIÓN CAPILAR Y FUNCIÓN “J”  
DE LEVERETT.**

---

---

### III. PRESIÓN CAPILAR Y FUNCIÓN “J” DE LEVERETT.

#### 3.1 Presión capilar.

“La presión capilar ( $P_c$ ), representa el diferencial de presión que debe ser aplicado a un fluido no-mojante para desplazar al fluido mojante. Los valores de presión capilar dependen de la saturación de cada fase, en cuya fase es la mojante, y en la forma y tamaño de los poros y la garganta poral.

La presión capilar es definida con la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{\text{fase no mojan}} - P_{\text{fase mojan}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

donde “ $P_c$ ” es la presión capilar y  $P_{\text{fase no mojan}}$ ,  $P_{\text{fase mojan}}$  son las presiones de la fase no-mojante y la fase mojante, respectivamente. Los efectos combinados de la humectabilidad y la tensión interfacial causado a un fluido mojante son simultáneamente representados dentro de un tubo capilar, como una garganta poral, siendo usado actualmente y reconocida como una teoría simplista. Para la capilaridad de un tubo, la presión capilar puede ser expresada como:

$$P_c = P_{nm} - P_m = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{r} = (\rho_m - \rho_{nm}) \cdot gh \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde “ $\sigma$ ” es la tensión interfacial entre dos fluidos (dinas/cm), “ $\theta$ ” representa la humectabilidad del tubo capilar (ángulo de contacto de los fluidos en grados), “ $r$ ” es el radio del tubo capilar (cm), “ $P_m$ ,  $P_{nm}$ ” son las presiones de la fase mojante y no-mojante respectivamente (dinas/cm<sup>2</sup>) y “ $\rho_m$ ,  $\rho_{nm}$ ” son las densidades de las fases mojante y no-mojante (gr/cm<sup>3</sup>), respectivamente y por último la constante gravitatoria y la altura (cm). Para un anillo pendular en el contacto de dos granos esféricos de arena en un medio poroso idealizado, consiste de un paquete cúbico de esferas uniformes (ver figura 3.1)” (Eishahawi, 2000).

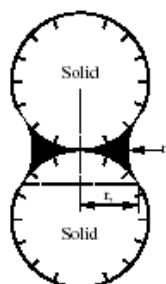


Figura 3.1- Radio de curvatura de un anillo pendular como una función de un grano esférico de arena.

“La presión capilar puede ser expresada por la siguiente ecuación de Laplace.

$$P_C = \sigma \cdot \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde  $r_1$  y  $r_2$  son los dos principales radios de curvatura de la interfase en dos planos perpendiculares en cm, la tensión superficial ( $\sigma$ ) en dinas/cm y presión capilar ( $P_c$ ) en dinas/cm<sup>2</sup>, derivado de la figura 3.1. Como la saturación del fluido mojante en el anillo pendular se incrementa, el radio de curvatura se incrementará, y la presión capilar disminuirá. Es viceversa cuando la saturación en el anillo pendular se reduce, el radio de curvatura se reducirá y la presión capilar se incrementará. Esto puede ser expresado en la forma general abajo<sup>6</sup>:

$$P_C = fn(S_w) \alpha \frac{\sigma}{r_m} \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde “ $r_m$ ” representa el radio promedio de curvatura, “ $\sigma$ ” la tensión superficial, “ $S_w$ ” la saturación de agua y “ $P_c$ ” la presión capilar. Por supuesto, para el medio poroso actual, la complejidad de la estructura del poro y la interfase de los fluidos evita directamente el uso de la ecuación anterior para calcular la presión capilar. En cambio, la presión capilar es medida experimentalmente como una función de la saturación del fluido mojante” (Eishahawi, 2000).

“La presión capilar creada por la columna, puede expresarse como” [9]:

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

$$P_C = (\rho_w - \rho_a)gh \quad \dots \text{Ec. 3.5}$$

“Donde  $(\rho_w - \rho_a)$  es la diferencia de densidad entre las dos fases ( $\text{gr/cm}^3$ ), “g” es la aceleración de la gravedad y h es la altura del agua en el tubo (cm) sobre la superficie libre de agua (ver figura 3.2).

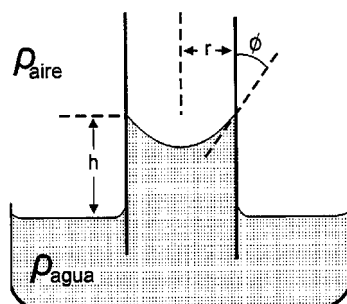


Figura 3.2.- Ascenso del agua en un tubo capilar.

Basado en este balanceo de fuerzas se puede escribir, entonces que:

$$\frac{2\sigma \cos \theta}{r} = (\rho_w - \rho_a)gh \quad \dots \text{Ec. 3.6}$$

Donde “ $\sigma$ ” es la tensión interfacial entre dos fluidos (dinas/cm), “ $\theta$ ” representa la humectabilidad del tubo capilar (ángulo de contacto de los fluidos en grados), “r” es el radio del tubo capilar (cm),  $(\rho_w - \rho_a)$  es la diferencia de densidad entre las dos fases ( $\text{gr/cm}^3$ ), “g” es la aceleración de la gravedad y “h” es la altura del agua en el tubo (cm) sobre la superficie libre de agua” (CIED, 1998).

“Expresando en función de h se tiene” [9]:

$$h = \frac{2\sigma \cos \theta}{rg(\rho_w - \rho_a)} \quad \dots \text{Ec. 3.7}$$

“Trasladando esta observación del laboratorio a las condiciones de los fluidos del yacimiento significa que durante la migración, el desplazamiento del agua por el petróleo y el posterior descenso del agua es obstruido por el efecto capilar de los poros pequeños de la roca. Si se iguala el aire del experimento por gas o petróleo

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

y los tubos capilares por cuellos porales, entonces se puede concluir que la máxima altura “h”, a la cual el agua puede ascender, está controlada por los siguientes factores” [9]:

- La tensión interfacial  $\sigma$  entre los dos fluidos (en este caso petróleo y agua).
- El ángulo de contacto  $\theta$  entre la fase mojante (agua) y la roca, lo que se traduce en mojabilidad de la roca.
- El radio de los cuellos porales (tamaño de los poros).
- La diferencia de densidad entre las dos fases,  $(\rho_w - \rho_a)$  en este caso.

“Basado en estos factores se puede entonces predecir la longitud (o altura) de la zona de transición de un yacimiento. Yacimientos con grandes cuellos porales y buena permeabilidad deben tener zona de transición entre agua y petróleo corta y más corta aún la de gas y agua y la de gas y petróleo por las diferencias en las densidades de las interfases.

La figura 3.3 muestra la analogía de un sistema de tubos capilares con una roca de diferentes tamaños de poros. En este ejemplo se oponen dos fuerzas. La tensión interfacial tiende a retener el agua en los puntos de contacto con los granos y en los poros pequeños. Su fuerza es esencialmente proporcional a  $1/r$ . Donde “r” es el radio de la curvatura de la superficie del agua, que se relaciona estrechamente con el tamaño de los grano y de los poros. Mientras más pequeños sean los poros, mas firmemente se retiene el agua. En contraposición a esta fuerza, la gravedad tiende a empujar el agua que es más pesada hacia abajo, debajo del petróleo que es más liviano” (CIED, 1998).

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

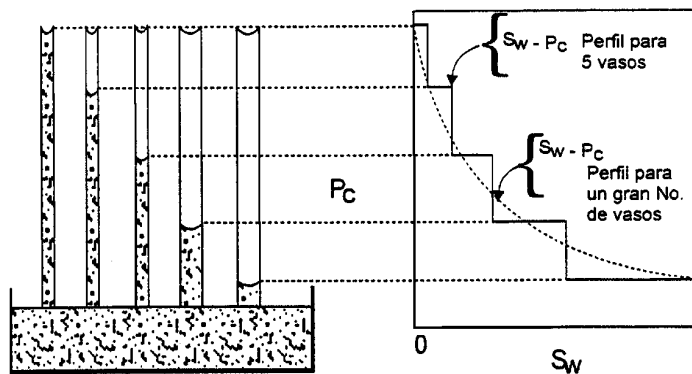


Figura 3.3.- Analogía entre tubos capilares y la relación de  $S_w$  y  $P_c$  en las rocas.

“Esta otra fuerza es proporcional a la diferencia de densidad entre el agua y el petróleo. De esta manera, la saturación máxima de petróleo (o saturación mínima de agua,  $S_{wi}$ ) es controlada por el número relativo a pequeños y grandes cuellos porales. Esta saturación de agua mínima se refiere a la saturación de agua irreducible,  $S_{wi}$ . Rocas arcillosas, limosas de baja permeabilidad (que tienen los cuellos porales muy pequeños) tienden a tener  $S_{wi}$  muy altas. En cambio, las areniscas limpias (que tienen grandes cuellos porales y alta permeabilidad) tienen muy baja  $S_{wi}$ . La figura 3.4 muestra este concepto mediante la comparación de las curvas capilares de cinco sistemas de rocas de diferentes permeabilidad y porosidad” (CIED, 1998).

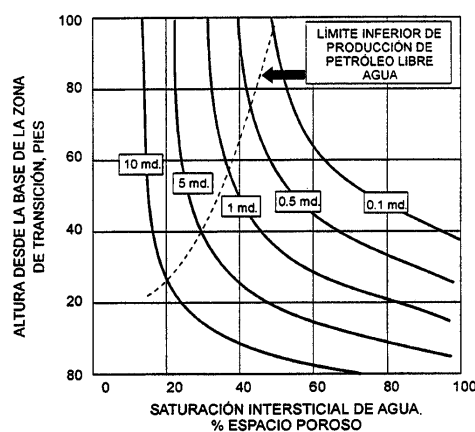


Figura 3.4.- Comparación de curvas capilares de cinco sistemas de rocas.

3.1.1 Curva de presión capilar.

“La curva de presión capilar para un medio poroso es una función del tamaño de poro, la distribución de los poros, la geometría del poro, la saturación del fluido, la historia de saturación del fluido o histéresis, humectabilidad y la tensión interfacial.

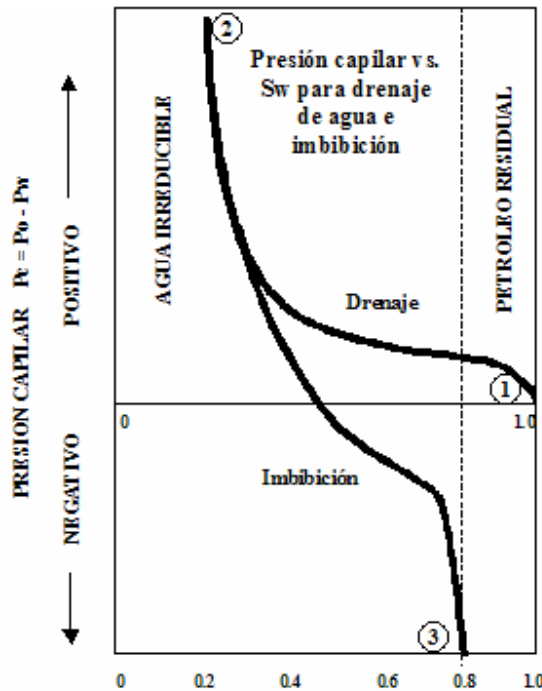


Figura 3.5.- Curvas de presión capilar de imbibición y drenaje para un sistema mojado por agua.

La figura 3.5 muestra la curva de imbibición y drenaje, las cuales describen el desplazamiento de la fase mojanante en el medio poroso por la fase no-mojante, es relevante para la distribución inicial del fluido en un yacimiento mojado por agua así como para el frente de agua en un yacimiento mojado por petróleo. La curva de imbibición de presión capilar, por el otro lado, describe el desplazamiento de la fase no-mojante por la fase mojanante, siendo relevante para el avance del frente de agua en un yacimiento mojado por agua. En ambos casos, la presión capilar es igual a la presión de la fase no mojanante menos la presión de la fase mojanante dada en la ecuación 3.2. La curva de presión capilar tuvo diferentes rasgos característicos. Observando la curva de drenaje y describiendo esta con más



### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

detalle, se encuentra que la mínima presión de umbral es la presión de desplazamiento que debe ser aplicada a la fase mojante para desplazar la fase no-mojante desde los poros más largos interconectados hacia la superficie del medio tal que:

$$P_C (Desplaz) = (P_{nm} - P_m)_{desplaz} = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r_{poro\ largo}} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Un bajo desplazamiento en la presión indica la conexión de la superficie de los poros largos, los cuales generalmente implica alta permeabilidad. Como la presión de la fase no mojante aumenta, se incrementa la invasión en los poros más pequeños correspondiente a la sección plana de la curva. Una baja capilaridad en la sección plana indica poros largos y en consecuencia alta permeabilidad. Una curva de presión capilar que permanezca esencialmente en la mitad su sección plana indica que muchos poros están siendo invadidos por el fluido no-mojante en el mismo instante, implicando que los granos están ordenados y la roca es bastante homogénea. En cambio, la alta pendiente en la mitad de la sección de la curva de presión capilar, indica una mal escogimiento de los granos y la distribución del tamaño de poro.

Una roca con baja porosidad generalmente también tiene baja permeabilidad. Una inclinación de la curva de presión capilar que está cerca de la vertical en su sección media, implica un yacimiento con una roca pobre con granos extremadamente finos, pobremente escogidos, baja porosidad, y baja permeabilidad. Eventualmente, cuando la saturación irreducible del fluido mojante es alcanzada, la curva de presión capilar comienza a verticalizarse. En este período, la fase mojante comienza a ser discontinua y no puede por mucho más tiempo ser desplazada desde un medio poroso simple por incremento de la presión de la fase no-mojante. Una baja saturación irreducible de la fase mojante indica generalmente la relación entre el largo de granos y los poros. Generalmente hablando, existe una curva de presión capilar alta describe yacimientos de pobre calidad comparada a las curvas bajas ” (Eishahawi, 2000).

#### 3.1.1.1 Gradiente de presión estática de un yacimiento.

“Todos los yacimientos de petróleo fueron inicialmente saturados con agua antes que el petróleo migrara dentro del yacimiento, desplazándose el agua. Los resultados de la distribución de fluidos es gobernada por el equilibrio entre la gravedad y las fuerzas capilares. En los casos de yacimientos mojados por agua, esta distribución es simulada por una curva de drenaje de presión capilar. El nivel de agua libre (“FWL”-free water level) en un yacimiento es el nivel en el cual la presión capilar petróleo-agua desaparece. Esta es la interfase petróleo-agua que debería existir en equilibrio en una observación a hoyo abierto, libre de efectos capilares, si éste perforo en el medio poroso y se lleno con petróleo y agua. El contacto agua-petróleo (CAP), por otra parte es el nivel a el cual la saturación de petróleo comienza a incrementarse proveniente de una saturación mínima. En una roca mojada por agua, esta mínima saturación es esencialmente cero. Usando el FWL como profundidad de referencia (“datum”). Las fases de petróleo y agua a una distancia “z” por encima del “datum” FWL son dados por las siguientes dos expresiones “ [6]:

$$P_w(Z) = P_{FWL} - \rho_w gz \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$P_o(Z) = P_{FWL} - \rho_o gz \quad \text{Ec. 3.10}$$

Restando estas ecuaciones de campo en una expresión para la presión capilar,  $P_c$ :

$$P_c(Z) = \frac{(\rho_w gz - \rho_o gz)}{144} = \frac{\Delta\rho gz}{144} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Donde:

$P_c$  = Presión capilar (lpc)

$\Delta\rho$  = Diferencia de densidad entre el agua y el petróleo (lbm/pie<sup>3</sup>)

$z$  = altura desde el FWL (pie).

### Capitulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

“El FWL no coincide generalmente con el CAP pero, en cambio, difiere por la cantidad relativa a la presión de desplazamiento. En yacimientos mojados por agua, el FWL ocurre a una profundidad “ $d_o$ ” por debajo del contacto agua-petróleo dado por” [6].

$$d_o = \left( \frac{P_D}{\Delta \rho g} \right) \times 144 \quad \text{Ec. 3.12}$$

Donde:

$d_o$  = altura desde el nivel de agua libre “FWL” (pie).

$P_D$  = Presión de desplazamiento (agua desplazando petróleo) (lpc)

$\Delta \rho$  = Diferencia de densidad entre el agua y el petróleo (lbm/pie<sup>3</sup>)

“Este es determinado por el poro mas largo de la distribución de tamaños de poros. La zona de transición capilar (figura 3.6) es la región por encima del CAP donde la saturación de agua disminuye desde este máximo hasta la saturación de agua irreducible. La altura de la zona de transición es una función de humectabilidad, el contraste de la densidad del fluido y la tensión interfacial agua-petróleo. La pendiente de la zona de transición depende también de los mismos factores que afectan la curva de presión capilar.

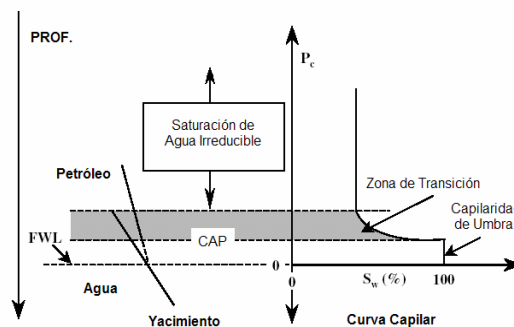


Figura 3.6.- Presión de fluidos, presión capilar y distribución de saturación en un sistema mojado por agua.

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

La elevación (h) por encima del CAP de una particular saturación dentro de la zona de transición está dada por:

$$h(S_w) = \frac{(P_c(S_w) - P_D)}{\Delta\rho g} \times 144 \quad \text{Ec. 3.13}$$

En un yacimiento mojado por petróleo (figura 3.7), la situación descrita encima es ligeramente diferente. En este caso, es el agua la fase no-mojante, y sin embargo, su presión es más alta que la que debería ser en un medio mojado por agua.

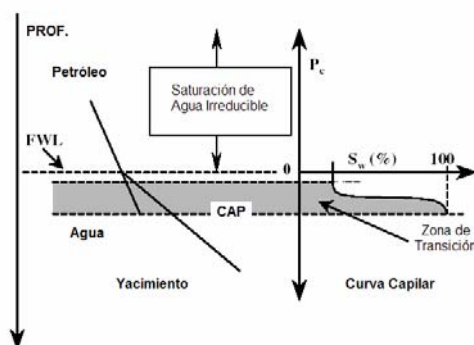


Figura 3.7.- Presión de fluidos, presión capilar y distribución de saturación en un sistema mojado por petróleo.

Sin embargo, el yacimiento fue inicialmente saturado con agua antes que el petróleo migrara dentro del yacimiento y desplazara al petróleo, en una curva de presión capilar de imbibición. Naturalmente una curva de drenaje describe mejor la situación de un yacimiento que comenzó preferencialmente mojado por petróleo. Así como una curva de imbibición podría predecir, la mínima saturación de petróleo encontrada por debajo de la línea cero de presión capilar esta no es cero, pero naturalmente es un valor residual,  $S_{or}$ . Sin embargo, es mas fácil desplazar agua que petróleo en este caso, la proporción de la curva de presión capilar bajo la línea de cero (correspondiente al FWL) es mas larga que la parte de arriba. Consecuentemente, el CAP en este caso es el nivel mas bajo que el petróleo podría alcanzar (al cual la saturación de petróleo comenzará a incrementarse desde su mínimo valor). El FWL es localizado por encima del CAP por una distancia “ $d_o$ ” dado por:

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

$$d_o = \left( \frac{P_D}{\Delta\rho g} \right) \times 144 \quad \text{Ec. 3.14}$$

El cual es generalmente más alto que la distancia equivalente en una roca mojada por agua, ya que esta distancia se determinó con el poro más pequeño y no con el mayor de la distribución de tamaños de poros “(Eishahawi, 2000).

#### 3.1.1.2 Reconocimiento de la humectabilidad y los efectos de la presión capilar sobre mediciones de niveles de fluidos.

“Los efectos de la humectabilidad y la presión capilar sobre las mediciones de los niveles de fluidos de formación están estrechamente ligados sus efectos sobre la medición de los gradientes. Ordinariamente la intersección de las líneas continuas de la presión de las fases en un diagrama profundidad-presión ocurre a el FWL como se muestra en la figura 3.6 y 3.7 para yacimientos mojados por agua y mojados por petróleo respectivamente. La intersección de las líneas continuas de presión de las fases de agua e hidrocarburos medidos por la prueba de la línea de formación es indicativo del FWL. En general, sin embargo, esta intersección diferirá desde el FWL en una dirección que refleja la humectabilidad de la roca y por una cantidad que es dependiente del grado de humectabilidad, la magnitud de la presión capilar, y el tipo de lodo de perforación usado (figura 3.8 y figura 3.9).

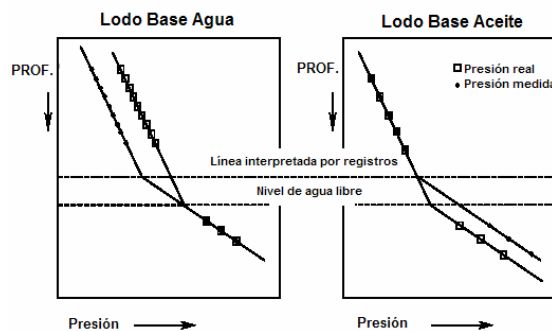


Figura 3.8.- Efectos de la presión capilar sobre mediciones de presión en un sistema mojado por agua.

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

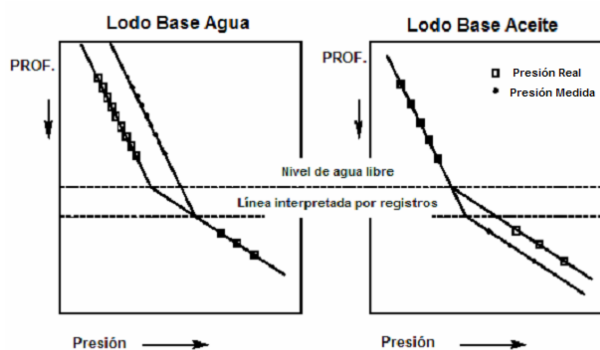


Figura 3.9.- Efectos de la presión capilar sobre mediciones de presión en un sistema mojado por petróleo.

En un medio mojado por agua, las presiones capilares son altas en un poro lleno de petróleo que en uno lleno solo de agua, y el FWL es localizado debajo del CAP por una distancia determinada por la presión capilar de umbral o presión de desplazamiento (ver figura 3.6). Como se muestra en la figura 3.8, la actual intersección de los gradientes de petróleo y agua proveniente de las líneas de formación serán generalmente mas altas que el verdadero FWL. Esto es verdadero para pozos perforados con un lodo base agua o base aceite. Explicando un poco lo anterior, con un lodo base agua (water base mud, “WBM”) en la zona de petróleo, la presión medida será la presión de la fase agua, el cual será mas bajo que la presión de la fase petróleo donde se esta apuntando la medición. Por lo tanto, la medición de la línea de petróleo será cambiada a la izquierda de la verdadera línea de presión de formación de petróleo, haciendo la intersección mas alta que el actual FWL (gráfico izquierdo de la figura 3.8). Por otro lado, con un lodo base aceite (oil base mud - “OBM”) en la zona de agua, la medida de presión es la presión del filtrado del petróleo, el cual será mayor que la presión de la fase de agua. Así, la medición de la línea de agua será cambiada a la derecha de la línea de presión de formación de agua verdadera, haciendo la intersección de nuevo mas alta que la actual FWL (gráfico derecho de la figura 3.8).

En un medio mojado por petróleo, la presión capilar en los poros llenos de agua es mas alta que en los poros llenos de petróleo, y el FWL es localizado por encima

### Capitulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

del CAP y por una distancia de nuevo determinada por la capilaridad de umbral o la presión de desplazamiento (ver figura 3.7). La actual intersección de los gradientes de petróleo y agua provenientes de la pruebas de formación serán generalmente menores que la FWL verdadera como se muestra en la figura 3.9. Esto es cierto para pozos perforados con lodos base agua o base aceite. Tal como se discutió anteriormente, con una WBM en la zona de petróleo, la medida de la presión será la presión del agua, la cual será mayor que la presión del petróleo donde se toma la medición. Por lo tanto, la medición de la línea de petróleo será cambiada a la derecha de la línea real de la presión de formación del petróleo, haciendo la intersección más abajo que la actual FWL (grafico izquierdo de la figura 3.9). Por otro lado, con OBM en la zona de agua, la medida de presión es el petróleo filtrado, el cual será menor que la presión del agua. Así, la medición de la línea de agua será cambiada a la izquierda de la línea de presión de formación real del agua, haciendo la intersección de nuevo mas abajo que el actual FWL (grafico derecho de la figura 3.9).

Las figuras 3.10 y 3.11 muestran como se detectó en sitio la humectabilidad de la roca en una arena con humectabilidad mixta con sus efectos sobre las mediciones de la presión de formación” (Eishahawi, 2000).

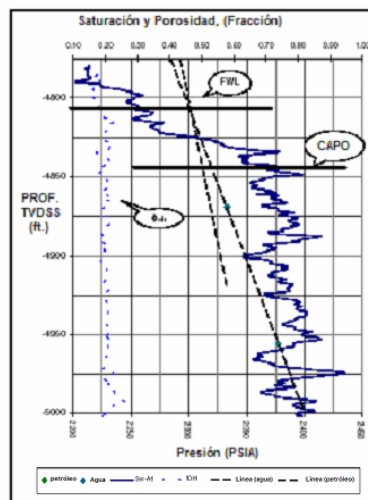


Figura 3.10.- Ejemplo del comportamiento de presión en un sistema mojado por petróleo en rocas areniscas de “Nubiam”, pozo I.7.

## Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

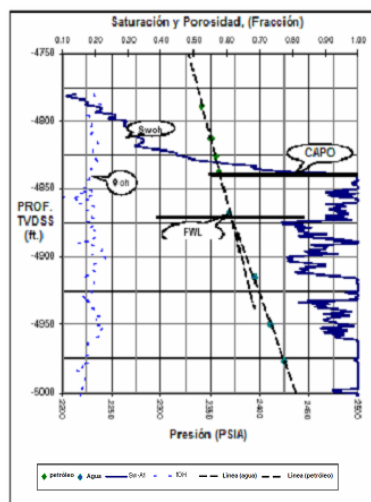


Figura 3.11.- Ejemplo del comportamiento de presión en un sistema mojado por agua en rocas areniscas de “Nubiam”, pozo A.1.

### 3.1.2 Evaluación del carácter capilar en rocas de yacimientos petrolíferos.

“El carácter capilar de un medio poroso definirá las propiedades básicas de los sistemas, que producen observaciones en los resultados del comportamiento de flujo. Estas propiedades básicas pueden clasificarse de la siguiente manera” [12].

#### 3.1.2.1 Configuración geométrica del espacio intersticial.

“Esto involucra consideraciones en los paquetes de arenas, produciendo puntos de contacto de granos, y variaciones en la distribución del tamaño de poros. El paquete es frecuentemente modificado por procesos secundarios de mineralización los cuales introducen factores de cementación y de soluciones activas que causan alteración de la estructura del poro” (Rose, 1949).

#### 3.1.2.2 Naturaleza física y química de las superficies intersticiales.

“Esto involucra consideraciones de la presencia de cortes de arcilla intersticial, la existencia de superficies mojantes no uniformes; o en general, una consideración de la tendencia hacia la variable de interacción entre las superficies intersticiales y la saturación de la fase de fluidos de los espacios intersticiales” (Rose, 1949).



#### **3.1.2.3 Propiedades físicas y químicas de la fase de los fluidos en contacto con las superficies intersticiales.**

“Esto involucra consideraciones de los factores de las tensiones superficiales, interfaciales y adhesión; ángulo de contacto, viscosidad, diferencia de densidad entre los fluidos inmiscibles y otras propiedades de los fluidos.

Los materiales porosos de granos finos tales como los encontrados en rocas de yacimientos petrolíferos poseen características tales como; permeabilidad, porosidad y el comportamiento saturación-presión capilar de los fluidos inmiscibles en este medio. Estas tres medidas de las propiedades macroscópicas dependen de las propiedades microscópicas mencionadas anteriormente que de una manera definen el carácter capilar.

Los sistemas de tubos capilares o empaques regulares esféricos pueden ser citados a través de numerosas referencias, en las cuales las formulaciones matemáticas exactas son desarrolladas para mostrar la relación dominante de la distribución estática y el movimiento de los fluidos en los espacios intersticiales. El carácter capilar de un sistema poroso no-ideal tales como rocas de yacimientos, también es básicamente determinado por los comportamientos de los fluidos contenidos allí; a pesar de que, en general, la conexión no es matemáticamente derivable pero debería aproximarse a través de mediciones experimentales indirectas.

Las evaluaciones experimentales del carácter capilar debería aproximarse de manera estadística si las propiedades del yacimiento son deducidas de datos provenientes de núcleos. Esto implica el carácter heterogéneo de la mayoría de los yacimientos petrolíferos, y sugiere que debe aplicarse una gran inteligencia a la hora de realizar análisis de núcleos. Por otro lado, el carácter capilar está dado por el tipo de roca yacimiento que ha sido establecido por análisis de núcleos, entonces el comportamiento de los fluidos puede ser inferido en otra roca similar. Se tienen que las pruebas realizadas a núcleos puede variar considerablemente

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

con respecto a la porosidad y permeabilidad y todavía sea considerado igual en el carácter capilar “ (Rose, 1949).

#### 3.1.2.4 Relación presión capilar – saturación.

“Ciertos tipos de presión capilar estudiada revelan información acerca de la distribución de saturación de las fases de los fluidos, los cuales existen bajo algunas condiciones de yacimiento. En la medida que las propiedades de los núcleos representen una medida real de todas las propiedades en el yacimiento, el cual presume una condición de homogeneidad que raramente se encuentra en yacimientos petrolíferos. Generalmente, esta limitación es reconocida y se están haciendo esfuerzos para hacer que los datos promediados estadísticamente, de una manera, permitan deducir una distribución aproximada de los fluidos. Se ha manifestado que con los experimentos de presión capilar se intenta simular condiciones de yacimiento, para medir los efectos producidos en un tipo de yacimiento en un núcleo. Esto requiere un perfecto conocimiento de los procesos del yacimiento que serán simulados, y la habilidad para lograr físicamente los procesos deseados. El hecho es que existe un efecto de histéresis marcado en la relación de presión capilar que enfatiza estos requerimientos. Por consiguiente, esto puede cuestionar si hay o no, un adecuado conocimiento a lo que ocurre en el yacimiento en un tiempo geológico. Por ejemplo, si se decide trabajar con la presión capilar para alcanzar condiciones de equilibrio estático, sólo a tal grado que este estado prevalezca en el yacimiento, es un factor del cual puede o no conocerse. Estas limitaciones reconocidas presentan problemas los cuales pueden resolverse eventualmente” [12].

“Las curvas de presión capilar asociadas con un sistema poroso suministran la caracterización de las propiedades capilares de los sistemas, y esto influye en la interpretación de las propiedades del comportamiento de los fluidos en el medio poroso” [12].

“Los experimentos de presión capilar definen los procesos en los cuales la saturación de un fluido en los intersticios de un sistema poroso de rocas, es

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

desplazado por el avance de otra fase inmiscible desplazante. Este desplazamiento es observado continuamente hasta que las fuerzas de desplazamiento comienzan a balancearse por la oposición de las fuerzas capilares, alcanzando una condición de equilibrio estático. La figura 3.12 presenta una serie de curvas tipo de la presión capilar comúnmente encontradas. Existe una presión de umbral finita la cual debe excederse antes de que ocurra el desplazamiento. Esto es seguido por una sección horizontal de la curva y luego de una sección vertical, la cual indica una curva asintótica para algún valor “mínimo irreducible” de la saturación de la fase mojante a una alta presión capilar” [12].

“El concepto de saturación de agua mínima irreducible resulta del carácter casi vertical de la curva  $P_c$  vs.  $S_w$ . Si estas curvas se aproximan a una saturación cero de la fase mojante a una presión capilar infinita, es posible pero no probable que verdaderamente exista un valor irreducible mínimo. Para los propósitos de trabajos de ingeniería, en el pasado, se ha asumido que existe un irreducible mínimo de trabajo y puede ser determinado experimentalmente. Este mínimo ha sido definido como una parte de la curva, para el cual la saturación no cambia apreciablemente para cambios grandes de la presión capilar. Algunos experimentos indican que el petróleo como medio desplazante tiende a producir una curva que comienza más definitivamente vertical que en el caso cuando aire es usado para desplazar la fase mojante. Dos fenómenos pueden tener una incidencia en la saturación de la fase mojante en la región de baja saturación. En primer lugar, las condiciones de humectabilidad puede ser igual que en la región de saturación funicular donde el agua es distribuida en los poros de manera diferente cuando el petróleo es el fluido desplazante, que cuando es usado aire. En segundo lugar, como se mueve el fluido desplazante el agua sucesivamente entra a los poros más pequeños, esperando que algo de agua quede atrapada en las burbujas en las cuales no existe fluido para mover fluidos viscosos. Si el gas es el fluido desplazante es posible que el agua quede atrapada por procesos de difusión y cálculos cualitativos indican que el tiempo para difusión está en el orden de días para alcanzar un 99 % de equilibrio. Si el petróleo es el medio desplazante, una burbuja

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

de agua que ha sido atrapada requerirá un tiempo en el orden de decenas de años para salir por difusión. Mientras este tiempo tan largo es alcanzado para el equilibrio en un yacimiento, este no es tanto para el equilibrio en un laboratorio experimental. Otra forma de expresar esto, es que exista un mínimo irreducible cuando el petróleo desplaza el agua y que éste mínimo irreducible es la saturación a la cual el agua cesa de moverse como un fluido viscoso” (Rose, 1949).

“Estas consideraciones son importantes para la aplicación de estudios de presión capilar con el fin de obtener la distribución de agua intersticial en un yacimiento virgen. Esto puede concluir, que el uso de la distribución de fluidos en el yacimiento, es el procedimiento de trabajo utilizado para simular yacimientos, con características de presiones capilares bajas.

De otra manera, esto puede concluir que la sustitución de un gas inerte por petróleo como la fase desplazante puede ser un procedimiento recomendado cuando las condiciones de alta capilaridad en el yacimiento son simuladas. Bajo estas condiciones, propiedades de fluidos tales como la tensión interfacial se observa que tiene pequeño efecto o no lo tiene sobre los resultados de la saturación de la fase mojante es la evidencia de la proximidad de la forma vertical de la curva de presión capilar en esta región.

Para concluir esta sección sobre la relación presión capilar-saturación, referencia que es hecha a las figuras 3.12 para mostrar la dependencia de esta relación sobre la permeabilidad, porosidad, tensión interfacial y ángulo de contacto” [12].

### Capitulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

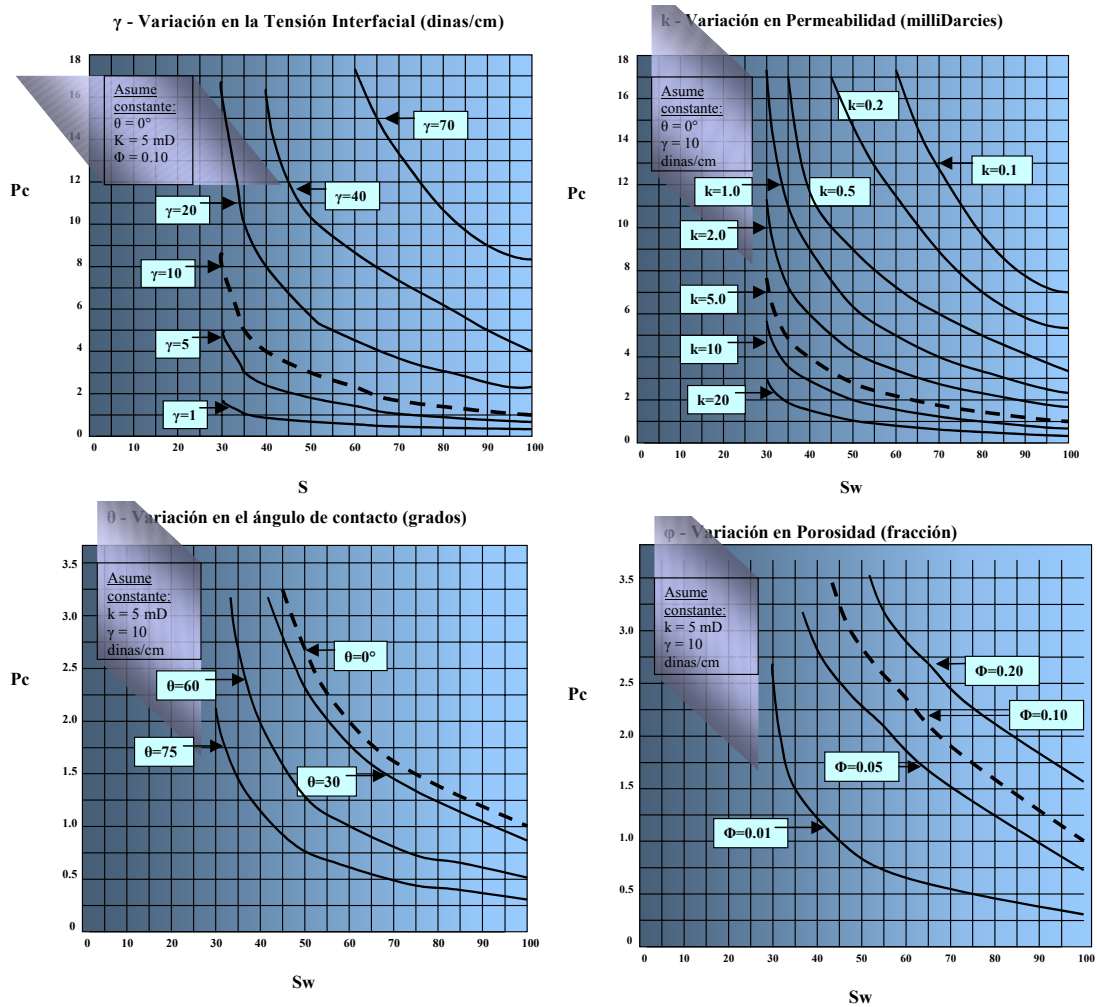


Figura 3.12.- Relación sobre la permeabilidad, porosidad, tensión interfacial y ángulo de contacto con respecto a la presión capilar.

“En cada familia de las curvas de presión capilar muestran en la figura 3.12, tres de los parámetros en la lista superior izquierda son dejados constantes y el cuarto es variado en un rango razonable para mostrar los efectos relativos para esta cuarta variable. De esto, se observa que pequeñas desviaciones del ángulo de contacto desde cero ligeramente la curva se desplaza; la variación considerable en porosidad puede ser tolerada sin desplazamientos serios de la curva; y que la variación independiente de la tensión interfacial o permeabilidad del núcleo produce considerable distorsión de las curvas de presión capilar” (Rose, 1949).

#### 3.1.3 Presión capilar en arenas no-consolidadas.

“El concepto de presión capilar es como la caída de presión entre fases de fluidos en un sistema capilar. El capilar recto, es, sin embargo, un sistema ideal y simple, y aunque útil para explicar conceptos básicos, esto no toma la expresión cuantitativa buscada para el comportamiento capilar en materiales porosos. Los materiales del yacimiento también varían con la complejidad de la estructura poral, y una estructura porosa simple o ideal es requerida como punto de arranque para explicar el comportamiento capilar. La configuración del poro ideal normalmente escogido es compuesta por partículas esféricas uniformes de tamaño definido, por ejemplo en arenas no consolidadas” [13].

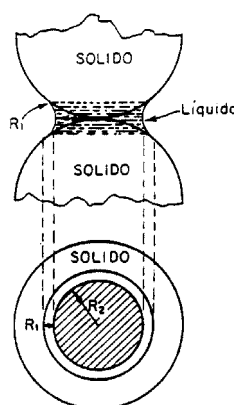


Figura 3.13.- Contacto idealizado entre un fluido humectante y las superficies de granos perfectamente esféricos.

“Considerando dos granos esféricos en contacto con un fluido mojante en el punto de contacto(ver figura 3.13). Un ángulo de contacto de cero debe ser asumido para tener la condición de una película continua de la fase mojante alrededor del grano de arena. En este sistema la presión capilar viene dada por” [13].

$$P_c = 2\gamma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad \dots \text{Ec. 3.15}$$

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

“Donde  $R_1$  y  $R_2$  definen el radio de curvatura de la interfase (cm), siendo de signo opuesto, “ $\gamma$ ” es la tensión superficial (dinas/cm) y  $P_c$  es la presión capilar (dinas/cm<sup>2</sup>).

Ahora los valores de  $R_1$  y  $R_2$  expresan la cantidad de fluido que está contenida en el contacto, o la saturación que el fluido tiene dentro del cuerpo poroso si el número de los contactos son considerados. Para eso, la ecuación 3.15 expresa que la presión capilar es independiente en la saturación del fluido la cual moja el sistema, aunque la naturaleza exacta de la dependencia puede no ser simplemente expresada porque la variación de la saturación con  $R_1$  y  $R_2$  tampoco puede expresarse simplemente” (Calhoun, 1960).

“La presión capilar es la presión en los límites de la fase. Si el agua es considerada el fluido mojante y el petróleo el fluido no-mojante, entonces la presión capilar en una interfase es” [13]:

$$P_c = P_o - P_w \quad \dots \text{Ec. 3.16}$$

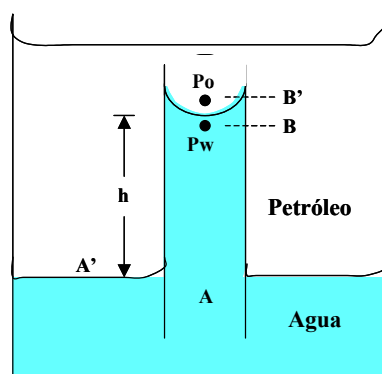


Figura 3.14.- Sistema agua-petróleo en un tubo capilar.

“Ahora considerando dos contactos semejantes como se muestra en la figura 3.14, en dos alturas diferentes en una sección porosa, uno es “ $h_A$ ” y el otro es “ $h_B$ ”. La presión capilar a las dos alturas es” [13]:

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

$$P_{cA} = P_{oA} - P_{wA} \quad \dots \text{Ec. 3.17}$$

$$P_{cB} = P_{oB} - P_{wB} \quad \dots \text{Ec. 3.18}$$

“Donde los subíndices “A” y “B” son referidas a las alturas A y B, y los subíndices “o” y “w” se refieren a las fases de petróleo y agua respectivamente. Si se asume que las fases de petróleo y agua son ambas continuas entre A y B la diferencia de presión puede ser expresada por las densidades de petróleo y agua,  $\rho_w$  y  $\rho_o$ .

$$P_{oA} = P_{oB} - \rho_o g(h_A - h_B) \quad \dots \text{Ec. 3.19}$$

$$P_{wA} = P_{wB} - \rho_w g(h_A - h_B) \quad \dots \text{Ec. 3.20}$$

La combinación de la ecuación 3.19 y 3.20 resulta:

$$P_{cA} - P_{cB} = (\rho_w - \rho_o)g(h_A - h_B) \quad \dots \text{Ec. 3.21}$$

la cual expresan que la presión capilar es mas grande en “A” que en “B”, o que la presión capilar se incrementa con la altura en un yacimiento.

Desde la ecuación 3.15 se nota que la presión capilar se incrementa como el radio  $R_1$  y  $R_2$  disminuye. Lo último ocurre cuando una cantidad más pequeña de agua existe en el contacto de grano. En otras palabras, una pequeña saturación de agua resulta una gran presión capilar. De esta manera, la ecuación 3.21 exige que la saturación de agua debería decrecer con la altura en un yacimiento. La proporción exacta del cambio de saturación de agua con la altura no es aparente porque la variación de la saturación con  $R_1$  y  $R_2$  no es tampoco aparente.

A pesar de que esto no es aparente, las ecuaciones 3.15 y 3.21 juntas también exigen el resultado que está dado por la altura dentro del yacimiento, la cantidad de agua que es retenida por fuerzas capilares se incrementará se incrementará y la permeabilidad disminuirá “(Calhoun, 1960).

“La determinación de la saturación de agua o petróleo retenida por capilaridad como una función de la altura en una columna de arena, ha sido desarrollada por



### Capitulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

un número de investigadores, y los resultados obtenidos muestran características de curvas tipo. En la figura 3.15 se muestran las curvas tipo para saturación de petróleo, agua y normal heptano versus la altura en una columna de arenas no-consolidadas donde los fluidos fueron retenidos debido a las fuerzas capilares. Como se muestra en la ecuación 3.21, estas curvas pueden representar la presión capilar en los pozos en lugar de la altura si  $h_B$  se toma como cero donde  $P_{cB}$  es cero, punto en el cual la saturación del fluido es 100% en el fondo de la columna. En este caso en particular la cantidad de fluido que esta contenida en una altura dada variará desde la ecuación 3.15 incluyendo el factor de la tensión superficial (“ $\gamma$ ”). Además, desde que estos investigadores tenían que reempacar su columna para obtener cada curva, la estructura del poro probablemente no fue reproducida exactamente” [13].

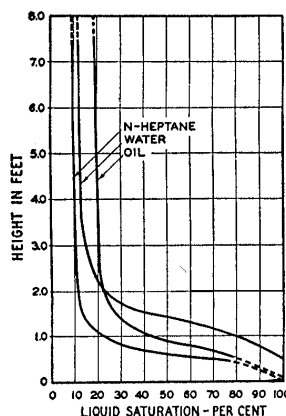


Figura 3.15.- Curvas tipo para petróleo, agua y heptano de altura vs. saturación.

#### 3.1.4 Los efectos de la presión capilar sobre desplazamientos inmiscibles en medios porosos estratificados.

“La mezcla de yacimientos ocurre durante el desplazamiento de los fluidos en un medio permeable heterogéneo el cual puede ser un factor importante en muchos procesos de recuperación secundaria. En un medio estratificado, la mezcla puede ocurrir longitudinalmente o en dirección transversal provenientes de las capas adyacentes” (Yokoy, 1981).

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

“Añadiendo a la interpretación y escalamiento de los efectos de la imbibición capilar, se introducen tres números adimensionales y dos funciones adimensionales. Estos son un tiempo adimensional, un número de capilaridad transversal, un número de capilaridad longitudinal, una función de heterogeneidad y la función “J” de Leverett. Una aproximación a una pseudo-función es también presentada por la cual los fenómenos de la mezcla vertical en un medio estratificado puede ser descrita en una simulación de bajas dimensiones.

Uno de los factores determinantes que afectan los proyectos de recuperación secundaria y terciaria es una mezcla entre los movimientos de fluidos, los cuales ocurren por la heterogeneidad del yacimiento y las diferencias de las propiedades rocas-fluidos.

Cuando existen bajas velocidades de fluidos, la capilaridad y los efectos de gravedad se incrementan significativamente. Cuando los efectos de gravedad son despreciables, la presión capilar es manejada únicamente por las fuerzas de flujo, y los sistemas cercanos al equilibrio capilar.

Un perfil de saturación de agua común en un desplazamiento agua petróleo en 1D sin capilaridad y efectos de gravedad se muestra en la figura 3.16. Para el mismo desplazamiento en un medio mojado por agua ( $P_o > P_w$ ), el gradiente de presión tiene signo opuesto localizado cerca del frente de Buckley-Leverett y la dirección de la corriente de flujo del petróleo. Como resultado, la forma del frente se expandirá debido a los efectos de la presión capilar en la longitud final, causando una temprana irrupción de agua” (Yokoy, 1981).

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

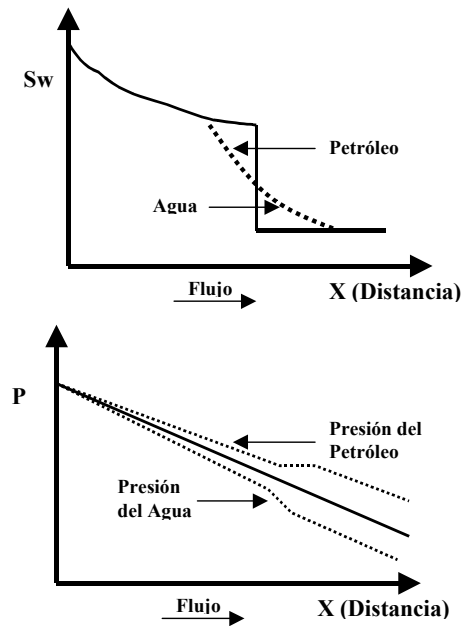


Figura 3.16.- Perfiles de saturación y presión bajo los procesos de imbibición capilar longitudinal.

“Los efectos de presión capilar vertical o transversal puede ser mucho mayor que los efectos de presión capilar longitudinal en yacimientos estratificados. Considerando dos capas permeables según la diferencia en permeabilidad (figura 3.17), hay avances rápidos de agua en capas de alta permeabilidad que en capas de baja permeabilidad y se desarrolla una región altamente saturada de agua en la capa de alta permeabilidad con una zona saturada de petróleo en la capa de baja permeabilidad. La diferencia en presión capilar entre las zonas (segundo gráfico en la figura 3.17) causa diferencia entre la presión de las fases de petróleo y agua, y el flujo cruzado desde capas de alta a baja permeabilidad y el petróleo se dirige en la dirección contraria. Como resultado, el frente en la capa de alta permeabilidad se retarda y el frente en la capa de baja permeabilidad relativamente avanza de su posición en la ausencia de flujo cruzado. Se muestra debajo que los efectos de presión capilar transversal son usualmente más importantes que los efectos longitudinales. Este es el caso cuando los efectos longitudinales han desaparecido” (Yokoy, 1981).

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

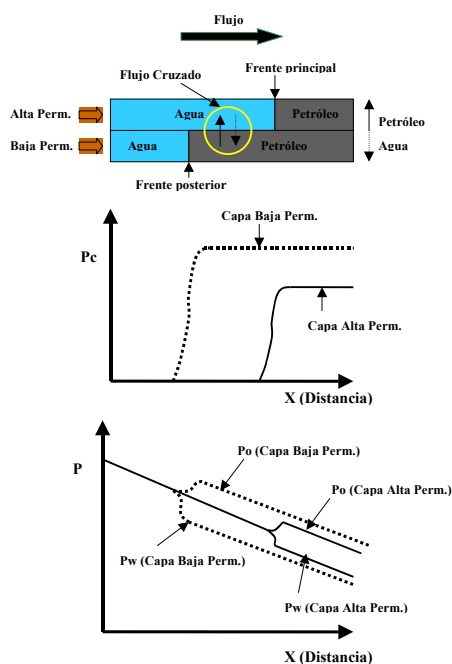


Figura 3.17.- Mecanismo de flujo cruzado capilar transversal y perfiles de presión en un modelo de dos capas.

#### 3.2 Fundamentos de la Función “J” de Leverett.

“En 1941, Leverett presentó la teoría fundamental y la relación para un equilibrio capilar-gravitatorio en un medio poroso e introduce el concepto de la presión capilar para ser usado en la industria petrolera y presentó conceptos generales sobre capilaridad en medios porosos que son empleados en la actualidad. El propuso también la función de presión capilar adimensional, llamada “Función “J” de Leverett”, como un método para normalizar los datos de presión capilar para medios porosos con litología similar. Leverett hizo sus experimentos para mediciones de drenaje de agua provenientes de columnas de arenas no-consolidadas” [15].

“Como los datos de presión capilar son obtenidos a partir de pequeñas muestras de núcleos, los cuales representan una parte extremadamente pequeña del yacimiento. La relación de fluidos entre la presión capilar y la saturación está afectada por la permeabilidad de la muestra, propiedades de la roca y de los fluidos. Por consiguiente, es necesario evaluar varios grupos de datos de presión

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

capilar con respecto a la permeabilidad de las muestras de núcleo de las cuales ellas son obtenidas. El primer método fue propuesto por Leverett, en donde una función de correlación, comúnmente llamada Función “J” de Leverett<sup>11</sup>, fue usada” (Leverett, 1941).

“La teoría básica concerniente de la función “J” de Leverett (función de presión capilar) ha sido extendida y tomada para algunas aplicaciones prácticas. Algunas discusiones son presentadas para indicar la relación de la permeabilidad relativa para la presión capilar” (Rose, 1949).

#### 3.2.1. Relación de la retención capilar.

“Leverett<sup>11,12</sup>, en dos de sus publicaciones teóricas desarrolló la relación semi-esférica:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \left( \frac{K}{\phi} \right)^{1/2} \quad \text{..Ec. 3.22}$$

La cual se aceptó porque ésta fue indicada por un análisis dimensional y fue soportada por datos experimentales. Aquí  $J(S_w)$  es una función adimensional de la saturación de la fase humectante, llamada la “función de presión capilar”.  $P_c$  es la presión capilar en dinas/cm<sup>2</sup>, la cual en la ecuación 3.22 muestra que es proporcional a  $J(S_w)$  y a la tensión interfacial ( $\sigma$ ) en dinas/cm, e inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la relación permeabilidad-porosidad ( $(k/\phi)^{1/2}$ ), donde “k” es la permeabilidad en cm<sup>2</sup> y “ $\phi$ ” es la porosidad en fracción, siendo acorde a la derivación proveniente de las ecuaciones de Poiseuille y Darcy, los cuales pueden ser mostradas igualmente para el “radio promedio de poro” o el sistema poroso estudiado. Sin embargo hay una justificación teórica para la ecuación 3.22 desde conceptos básicos de capilaridad definidos en la ecuación 3.23. Los datos de Leverett muestran que una gráfica de la función capilar,  $J(S_w)$ , versus saturación del fase mojante,  $S_w$ , reproduce una curva única la cual describe de manera adecuada la retención capilar de los líquidos mojantes existentes en las arenas limpias no consolidadas estudiadas, cuando la fuerzas

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

capilares fueron balanceadas por fuerzas gravitacionales (condiciones de equilibrio estático)” (Rose, 1949).

“Comenzando desde los conceptos básicos del incremento de la capilaridad en tubos circulares, donde

$$P_c = Dgh = \frac{2\sigma}{r} \quad \dots \text{Ec. 3.23}$$

(asumiendo que la humectabilidad es completa para el propósito de simplicidad, que es, el ángulo de contacto,  $\theta$ , es cero). Carman<sup>18</sup> mostró como un incremento de capilaridad en otros sistemas complejos, tales como paquetes aleatorios, sistemas de arenas no esféricas, puede ser que se asuma dos veces el “radio hidráulico” siendo el valor apropiado a usar para el radio, “ $r$ ”, en la ecuación 3.23. Desde este “radio hidráulico” es definido como la relación de porosidad, “ $\phi$ ”, para el área superficial en unidades de volumen bruto ( $A$ ). La ecuación 3.24 puede ser derivada donde “ $h$ ” indica la altura del incremento de capilaridad. “ $D$ ” es la diferencia de densidad entre las fases de los fluidos y “ $g$ ” es la constante gravitacional.

$$\frac{P_c}{\sigma} = \frac{Dgh}{\sigma} = \frac{A}{\phi} \quad \dots \text{Ec. 3.24}$$

Carman estudió sistemas de arenas limpias no consolidadas similar a los usados por Leverett y pareció obtener una confirmación experimental para soportar este argumento teórico. La cercanía entre el trabajo de Carman y Leverett es evidente por considerar que la ecuación de Kozeny, el cual expresa un área superficial específica en términos de permeabilidad, porosidad y otras constantes (y que es reestructurada aquí conforme con las unidades y dimensiones de otras ecuaciones)” (Rose, 1949).

$$A = \phi \left( \frac{\phi}{K} \right)^{1/2} \left( \frac{1}{k} \right)^{1/2} \quad \dots \text{Ec. 3.25}$$

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

“Aquí “k” es la constante numérica (textura de roca) la cual hace que la ecuación de Kozeny describa el movimiento de líneas de corriente (“streamlines”) a través de cuerpos granulares. Esta ecuación puede ser combinada con la ecuación 3.24 para campo en una expresión similar a la ecuación 3.22. De esta manera, cuando las unidades de Sw son iguales:

$$\frac{P_T}{\sigma} \left( \frac{K}{\phi} \right)^{1/2} = \left( \frac{1}{k} \right)^{1/2} \quad \dots \text{Ec. 3.26}$$

donde  $P_T$  es la presión de umbral definida como:

$$\lim_{S_w \rightarrow 1} P_C = P_T \quad \dots \text{Ec. 3.27}$$

Para reemplazar  $P_C$  y  $P_T$  en la ecuación 3.24, un posible valor mínimo para  $A/\phi$  es obtenida. En consecuencia,

$$\lim_{S_w \rightarrow 1} J(S_w) = \left( \frac{1}{k} \right)^{1/2}_{\text{minimo}} \quad \dots \text{Ec. 3.28}$$

En esta manera una interpretación numérica está dada por el valor límite la función de presión capilar. La ecuación 3.28 muestra los valores límites de la función  $J(S_w)$  para indicar un valor mínimo del inverso de la raíz cuadrada de la constantes de Kozeny ( $k$ ). Carman, Fowler y Hertel, y otros tienen evaluados esta constante ( $k$ ), siendo aplicable para varios sistemas no-consolidados por un método independiente, y encontrar que experimentalmente es aproximadamente de un valor igual a 5. Aplica desde una capilaridad básica a este sistema de geometría y puede mostrarse que para un sistema ideal (empaques regulares, esferas uniformes) “k” es igual a 5” [12].

“Las desviaciones de los límites de los valores de “J” desde un valor ideal, no significan que exista la presencia de arcilla intersticial. Es probable que la cementación, alteraciones secundarias en el poro, así como de otros factores provoquen desviaciones. Todos estos factores son iguales, pueden deducir que un

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

incremento del contenido de arcilla intersticial causará la correspondiente disminución en los valores límites de “J” determinados experimentalmente” [12].

#### 3.2.2. Desarrollo de la función “J”.

“El método de la función “J” puede ser usado para correlacionar e interpolar los datos de presión capilar provenientes de las mediciones de campo o de pruebas de laboratorio. La función “J” puede ser considerada como una presión capilar adimensional que es relacionada con la presión capilar actual de la siguiente manera” [19].

$$J_{Sw} = 0.217 \frac{Pc}{\sigma \times \cos\theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad \dots \text{Ec. 3.29}$$

donde:

$J_{Sw}$ : Función adimensional de saturación del fluido mojante.

$Pc$ : Presión Capilar (Ipc)

$\sigma$ : Tensión interfacial (dinas/cm)

$\theta$ : Ángulo de contacto (grados)

$k$ : Permeabilidad (mD)

$\phi$ : Porosidad (fracción)

0.127: Factor de conversión.

“La relación entre la función “J” y la permeabilidad es consistente con la identificación en otros trabajos para áreas en las cuales compara muestras de rocas de varias relaciones grano-matriz. Estas comparaciones muestran que los granos finos de rocas de baja permeabilidad tienen alta capilaridad en la presión de umbral; pero, entonces el agua es desplazada desde los poros más grandes a los pequeños incrementando la presión capilar por la distribución uniforme de



### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

poros predominado por micro-porosidad. Las altas permeabilidades de caliza dispersas tiene una mayor variedad de distribución de poros de composición intergranular, forma y porosidad intergranular así como microporosidad. Por lo tanto, muestras de alta permeabilidad tienden a mostrar un mayor desplazamiento gradual del agua con incremento de la presión capilar” (Prickett, 1989).

“Las ecuaciones derivadas por Leverett, sin embargo, no toman en cuenta la condición de equilibrio termodinámico, por ejemplo, igualdad del potencial de los componentes químicos. La variación composicional de la zona de transición capilar fue también ignorada. Sin embargo la teoría de Leverett es válida sólo para sistemas petróleo-agua estudiados en su trabajo. Para sistemas de fluidos en la zona de transición gas-petróleo de yacimientos profundos, la variación de la composición se conoce de su existencia, y es requerido un tratamiento más riguroso de la termodinámica para comprender y predecir el comportamiento PVT de los fluidos bajo la influencia simultánea de la capilaridad y la gravedad” [20].

#### 3.2.3. Metodología de la función “J”.

“Leverett graficó los resultados de los experimentos de presión capilar en arenas no consolidadas, siendo en forma adimensional lo siguiente” [21].

$$\frac{\Delta\rho gh}{\sigma} \times \sqrt{\frac{k}{\phi}} \text{ versus } S_w \quad \text{Ec. 3.30}$$

Donde:

$\Delta\rho$ : Diferencia de densidad entre el agua y el petróleo ( $\text{gr/cm}^3$ ).

$g$ : Constante gravitatoria.

$h$ : Altura (cm).

$\sigma$ : Tensión interfacial (dinas/cm).

$k$ : Permeabilidad ( $\text{cm}^2$ ).

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

$\phi$ : Porosidad (fracción).

$S_w$ : Saturación de agua (fracción).

“La suposición es usando  $(k/\phi)^{0.5}$  es que la saturación de agua a una específica altura es inversamente proporcional a un “diámetro circular equivalente” de los poros en la roca, la cual es basada en una combinación de la Ley de Poiseville y la Ley de Darcy. Que es comúnmente llamada la función “J” puede ser expresada como en la ecuación 3.29” (Theologou,1999).

“Esta relación fue comúnmente aplicada con un grupo de correlaciones para todas las medidas de presión capilar usando diferentes sistemas de fluidos, así como las rocas que tienen poros geométricos similares. Cada tendencia de la función “J” para un específico tipo de roca ha sido establecida bajo condiciones de laboratorio, este puede ser usado para predecir la distribución de saturación a través del yacimiento, así como hay una pre-existencia estimada de porosidad y permeabilidad” (Theologou,1999).

“Los procesos de construcción y uso de la función “J” es relativamente simple. Primeramente, deberían controlarse la calidad de los datos de laboratorio y si existe alguna sospecha de un dato, debe ser identificado y posiblemente removido. Luego, los datos deben ser agrupados en una unidad petrofísica consistente, y una separación por grupo determinada por la función “J” donde los datos están disponibles. Entonces los valores de la función “J” son determinados para cada presión capilar dentro del grupo y una regresión hecha de  $\log_{10}(J)$  versus  $\log_{10}(S_w)$ . Estos datos comúnmente formarán una tendencia lineal que puede ser estimada de una regresión lineal” (Theologou,1999).

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

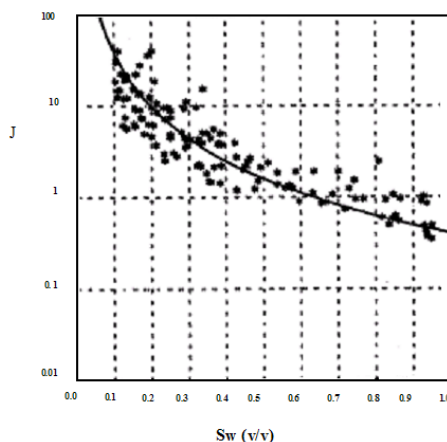


Figura 3.18.- Mejor tendencia de ajuste entre la saturación de agua y la función “J” de Leverett para un yacimiento de arenisca.

“La figura 3.18 muestra una línea de la mejor correlación a través de los datos de función “J”. La pendiente y la intersección de la mejor tendencia son usados para predecir la saturación de agua proveniente solo de la porosidad, permeabilidad y la altura por encima del nivel de agua libre. Estas saturaciones son basadas principalmente de núcleos o pueden ser determinadas desde todas las muestras de análisis rutinarios de núcleos (rutinary core análisis - “RCA”), no solo en las cuales existen datos de presión capilar. Además, si se estima un perfil basado en permeabilidad puede ser hecho, entonces una correlación núcleo-perfil estimada de saturación de agua puede ser hecha siendo independiente de la resistividad y la cual puede ser usada en yacimientos de bajo contraste resistivo. Las siguientes ecuaciones totalizan esos procesos” [21].

$$P_c = 0.433 \times (\rho_w - \rho_o) \times HAFWL \quad \text{Ec. 3.31}$$

Donde:

$P_c$ : Presión capilar (lpc)

$\rho_w$ : Densidad del agua ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).

$\rho_o$ : Densidad del petróleo ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

HAFWL: Altura por encima del nivel de agua libre (pie).

$$S_w = 10^{(m \log(J) + C)} \quad \text{Ec. 3.32}$$

Donde:

$S_w$ : Saturación de agua (v/v) (fracción).

$m$ : Pendiente de la función “J”.

$J$ : Función “J” de Leverett

$C$ : Constante de correlación de la curva hiperbólica.

#### 3.2.4. Saturación versus la función de altura.

“Para estimar la saturación de fluidos provenientes de los datos de presión capilar, es necesario determinar una función que relaciona la saturación de agua de una litología en particular (teniendo una particular distribución y geometría de la garganta de poro), para la aplicación de la presión capilar o altura por encima del nivel de agua libre. Existe una amplia variedad de técnicas matemáticas/estadísticas para la derivación de la saturación de agua versus la función de altura. Estos pueden ser divididos en dos principales grupos; 1) aquellos que relacionan la curva de presión capilar individual, y 2) aquellos que se derivan proveniente de diferentes curvas de presión capilar y usualmente son una función matemática de permeabilidad y/o porosidad” (Theologou, 1999).

“Los datos de presión capilar se usan para determinar la saturación promedio de agua connata o la relación altura-saturación para un yacimiento. Los datos de presión capilar se pueden correlacionar por medio de la función “J” de Leverett” [7].

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad \text{Ec. 3.33}$$

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

Donde:

J (Sw): Función de Leverett.

Pc: Presión capilar (dinas/cm<sup>2</sup>).

$\sigma$ : Tensión interfacial (dinas/cm).

$\theta$ : Ángulo de contacto (grados).

k: Permeabilidad (cm<sup>2</sup>).

$\phi$ : Porosidad (fracción).

La presión capilar en el yacimiento se calcula desglosando la ecuación 3.31 mediante:

$$(Pc)_{yac} = 0,433(\rho_w - \rho_o)(h - h_{100}) \quad \text{Ec. 3.34}$$

Donde:

h: Altura por encima del contacto agua-petróleo a una saturación del 100 % (pie).

$h_{100}$ : altura de la elevación en el capilar por encima de la presión capilar = 0 (pie).

$\rho_w$ : densidad del agua (gr/cm<sup>3</sup>).

$\rho_o$ : densidad del petróleo (gr/cm<sup>3</sup>).

0.433: factor de conversión.

“Para aplicar la ecuación 3.34 se deben relacionar las condiciones de laboratorio con las condiciones de yacimiento. Si se supone que el comportamiento capilar de las muestras de núcleo son representativas del comportamiento del yacimiento, se puede escribir, de acuerdo con la ecuación 3.33, lo siguiente” [7].

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

$$\left( \frac{Pc}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \right)_{lab} = J(S_w) = \left( \frac{Pc}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \right)_{yac} \quad \text{Ec. 3.35}$$

Resolviendo para Pc en el yacimiento, resulta:

$$(Pc)_{yac} = \frac{J(S_w)(\sigma \cos \theta)_{yac}}{\left( \sqrt{\frac{k}{\phi}} \right)_{yac}} \quad \text{Ec. 3.36}$$

Combinando las ecuaciones 3.34 y 3.36, se obtiene la relación de saturación con altura para el yacimiento:

$$h_{S_w} = \frac{J(S_w)(\sigma \cos \theta)_{yac} - h_{100}}{0,433 \Delta \rho \left( \sqrt{\frac{k}{\phi}} \right)_{yac}} \quad \text{Ec. 3.37}$$

El procedimiento para convertir los datos de presión capilar del laboratorio relacionarlos con la profundidad de una determinada saturación en el yacimiento es como sigue:

- 1.- Calcular “J” para cada punto de presión capilar.
- 2.- Construir el gráfico de J en función de Sw.
- 3.- Con las propiedades de las rocas y de los fluidos calcular la constante de la ecuación 3.36.
- 4.- Extrapolar la curva “J” hasta una saturación del 100% y leer el valor de J.
- 5.- Calcular  $h_{100}$  usando la ecuación 3.37. En esta ecuación  $h=0$  para  $Sw = 100\%$ .
- 6.- Para los valores seleccionados de J y los correspondientes Sw calcular h a partir de los valores de la ecuación 3.37.
- 7.- Construir el gráfico de h versus Sw.

### Capitulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

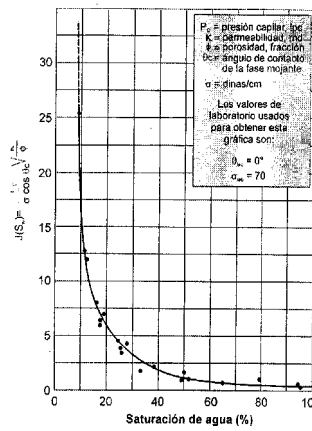


Figura 3.19.- Correlación de Leverett.

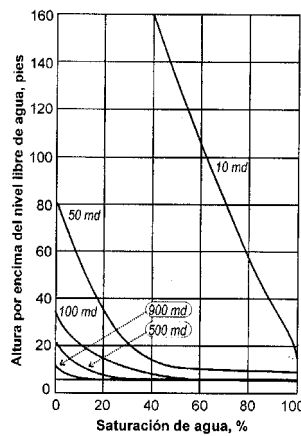


Figura 3.20.- Relación básica entre saturación de agua y profundidad.

Las figuras 3.19 y 3.20 presentan un ejemplo del gráfico de J en función de Sw y la relación de profundidad y saturación, respectivamente.

#### 3.2.5. Mejoramiento de la distribución de la saturación de agua inicial para un modelo en tres dimensiones.

“Una nueva técnica fue desarrollada para inicializar un modelo de simulación para contabilizar, la variación areal en la saturación de agua inicial causada por cambios en la calidad del yacimiento. Las nuevas técnicas usan la permeabilidad y la litología dependiente de la función “J” de Leverett, como un conjunto de transformaciones para calcular las saturaciones de agua para modelos geológicos

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

de yacimientos con mallado fino. Las saturaciones fueron integradas a lo largo del modelo en 3-D por cada bloque individual” (Prickett, 1989).

“En el desarrollo del trabajo se decidió hacer un modelo con variación areal en saturación de agua como evidencia para saturaciones de agua calculadas proveniente de registros. Estas variaciones reflejan las variaciones en la característica de las rocas, en una técnica de inicialización dependiente de las propiedades de la roca” (Prickett, 1989).

“La saturación inicial de agua ha sido calculada históricamente usando un simulador de yacimiento, técnicas de inicialización de equilibrio gravedad-capilar. La relación de la presión capilar fue derivada desde un modelo de sección transversal basado en un promedio de las propiedades de análisis de núcleo (porosidad, permeabilidad y litología) para cada capa y un promedio del ángulo de contacto. Mientras esta aproximación suministra una representación razonable general de los fluidos en sitio, esto no es rigurosamente contabilizable para variaciones locales en la saturación de agua que se incrementan cuando las propiedades o el ángulo de contacto varía notablemente del promedio. Cada variación en la saturación inicial de agua puede ser proporcional, particularmente en rangos bajos de porosidad y permeabilidad” (Prickett, 1989).

“El desarrollo de una distribución de saturación de agua inicial fue intentado para definir la distribución de saturación de agua en modelos que reflejan la variabilidad de la roca yacimiento mas que la saturación calculada previamente con varios modelos de sección transversal derivados de la curva de presión capilar. Este trabajo requiere un esfuerzo de los ingenieros de yacimientos, geólogos y personal de soporte para software” (Prickett, 1989).

“Primero, un método de predicción de la saturación de agua inicial más probable en el sitio donde fue desarrollado. Para esto se requiere definir un conjunto de funciones “J” de Leverett, relacionadas con las mediciones de la saturación en cortes de núcleos con lodo base aceite y proveniente de pruebas de presión



### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

capilar con el efecto de drenaje en un sistema aire-kerosene. Luego las transformaciones porosidad-permeabilidad fueron derivadas para calcular un valor de porosidad dado en el modelo geológico de porosidad. Tanto la permeabilidad como la porosidad son necesarias para cuantificar la raíz cuadrada de la relación de permeabilidad y porosidad ( $\sqrt{k/\phi}$ ) usada en la relación de la Función “J”. El modelo geológico fue actualizado para reflejar la data más actualizada y un programa de computación combinando modelos geológicos con apropiadas transformaciones, altura por encima del contacto agua-petróleo y propiedades de los fluidos para calcular la saturación de agua inicial para bloques individuales en el modelo del yacimiento” (Prickett, 1989).

#### 3.2.6. Contacto de fluidos.

“Cuando se explora para un nuevo desarrollo de yacimientos de petróleo y gas, los pozos que están en lo alto de la estructura pueden no penetrar el contacto agua-petróleo. Este contacto necesita ser determinado, tan pronto como sea posible para localizar la delineación de los pozos. Esto no es sólo suficiente para determinar la localización del contacto agua-petróleo pero es también importante para determinar la distribución de saturación por encima de éste. La distribución de saturación de fluidos es utilizada en el cálculo del petróleo original en sitio y también ser introducido en la simulación de yacimientos. Así como una determinación exacta de la localización del contacto agua-petróleo tuvo un gran impacto en el desarrollo del plan desarrollo y económico de un campo. Por consiguiente, esto es muy importante para entender las propiedades físicas básicas de la distribución de fluidos en un medio poroso” (Fareed, 1999).

“Los contactos de fluidos (gas-petróleo/petróleo-agua/gas-agua) son determinados usando en conjunto los registros de pozos o los gradientes de presión determinados a partir de algunos tipos de pruebas de formación en hoyos (tales como MDT). De hecho, la mayoría de las veces, ambos métodos son usadas en conjunto para determinar el contacto de los fluidos” (Fareed, 1999).

#### 3.2.7. Aplicaciones de la función “J”.

“La función “J” es una poderosa herramienta en el desarrollo de nuevas y rápidas técnicas para mejorar los procesos que intenta obtener una mayor precisión del punto de vista de la distribución de los fluidos en el yacimiento. Algunos de estos son por recuperación por inyección de agua, inicializando modelos de simulación que mejoran la distribución de la saturación inicial de agua para una representación 3-D del yacimiento, distribución de presión y saturación. La función “J” de Leverett tuvo una gran importancia y una fuerte relación para comprender mejor el funcionamiento del yacimiento” [15].

A continuación se verán algunas aplicaciones de la función “J” de Leverett en casos reales en algunos campos petrolíferos del mundo:

A.- “En el campo Prudhoe Bay, se buscó demostrar la importancia del correcto modelaje de las fuerzas de presión capilar cuando son estimadas del potencial de recobro para influjo de agua, que puede ser alcanzado en un medio poroso heterogéneo” (Angert, 1993).

“Los modelos de distribución de la fuerzas de presión capilar asociadas con estas distribuciones de heterogeneidades, fueron llevadas a cabo a través de la función “J” de Leverett” (Angert, 1993).

B.- “En el campo Elk Hills se realizó un estudio para una descripción representativa del yacimiento, que eficientemente utilice un amplio rango de datos que están disponibles de presión capilar y permeabilidades relativas. El objetivo de la función “J” de Leverett, es manipular fácilmente y convertir las curvas de presión capilar obtenidas a condiciones de yacimiento, obteniendo gráficos de la altura del agua por encima del nivel de agua libre” (Hampton, 2000).

### Capítulo III.- Presión Capilar y Función “J” de Leverett.

---

- C.- “Se publicó una vista fundamental de la función “J” de Leverett, y la distribución de presión y saturación en un yacimiento estático, considerando la determinación de los contactos de los fluidos y el perfil de saturación. El propósito para definir el contacto de los fluidos (agua-gas/agua-petróleo/gas-petróleo), es porque son las principales variables para definir los hidrocarburos iniciales en sitio” (Fareed, 1999).
- D.- “Un nuevo método es el desarrollo para la inicialización de un modelo de simulación para contabilizar la variación areal en la saturación inicial de agua causada por los cambios en la calidad del yacimiento. El rol de la función “J” de Leverett usada con un conjunto de transformaciones de permeabilidad-porosidad, para calcular las saturaciones de agua para un modelo geológico (“grid”) de un yacimiento. Las saturaciones son entonces integradas a lo largo de un bloque individual en un modelo de yacimiento en 3-D” (Prickett, 1989).
- E.- “Una teoría ha sido desarrollada para describir el impacto de la gravitación y las fuerzas capilares sobre yacimientos con datos de las propiedades del fluido PVT y el comportamiento de fases. Esto hace el uso de la función “J” de Leverett para aproximar la curva de porosidad en sitio como una función de la saturación mojante dando la altura en el yacimiento” (Lee, 1989).

---

---

**CAPITULO IV.- PROGRAMA “GEO2FLOW”.**

---

---

#### IV. PROGRAMA “GEO2FLOW”.

##### 4.1.- Fundamentos del programa “Geo2flow”.

Este programa computarizado, fue realizado por la empresa “O’Meara Consulting”, el cual radica en la aplicación de la función “J” de Leverett, para realizar estudios acerca de la influencia de la presión capilar en la distribución de los fluidos en el yacimiento. A continuación se describe el funcionamiento del programa, sus bondades y procedimientos, todo esto tomado de su página web <sup>[15]</sup>.

La función “J” de Leverett presenta la siguiente ecuación (ver ecuación 4.1):

$$J = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

P<sub>c</sub>: Presión capilar (dinas/cm<sup>2</sup>).

k: Permeabilidad (cm<sup>2</sup>).

ϕ: Porosidad (fracción).

σ: Tensión interfacial (dinas/cm).

θ: Ángulo de contacto (grados).

Donde las variables son obtenidas desde distintas fuentes. En lo que respecta a la presión capilar (P<sub>c</sub>) proviene de la diferencia de densidades de los fluidos a una profundidad en el yacimiento (ver ecuación 4.2), la saturación de agua (S<sub>w</sub>) y la porosidad (ϕ) de registros, la permeabilidad (k) de registros o correlaciones y finalmente la tensión superficial (σ) y el ángulo de contacto (θ) se derivan de pruebas de laboratorio (ver figura 4.1).

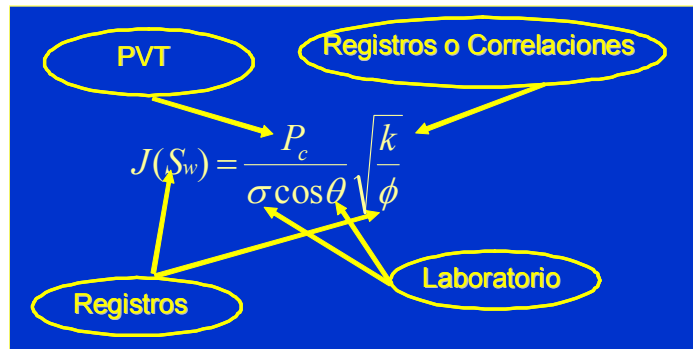


Figura 4.1.- Fuentes para el cálculo de la función "J".

La presión capilar, se obtiene a partir de la diferencia de densidades entre el agua y el bitumen, calculados a partir de los datos introducidos en los parámetros P.V.T. y a la profundidad que sea requerida, obtenida a través de la ecuación 4.2.

$$P_c = 0,433 \times \Delta\rho(z - z_0) \quad \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

$P_c$ : Presión capilar (lpc)

$\Delta\rho$ : Diferencia de densidad entre el agua y el bitumen ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).

$Z$ : Elevación (pie).

$Z_0$ : Nivel de agua libre,  $P_c = 0$  (pie).

Siendo el nivel de agua libre ( $P_c=0$ ) tomado inmediatamente a la profundidad en la cual la saturación de agua que proviene de registros disminuye del valor igual a 1, tomado en cuenta desde la base del yacimiento hacia su tope.

Siendo el bitumen pesado, la diferencia de densidad entre el agua y el bitumen es pequeña, es allí donde comienza a tomar importancia los efectos de presión capilar.

En la figura 4.2 se presenta la ventana principal del programa "Geo2flow", donde se aprecia en su parte izquierda diferentes tendencias de la relación

## Capítulo IV.- Programa “Geo2flow”.

permeabilidad-porosidad, y a la derecha las distintas funciones “J” dependiendo de las propiedades petrofísicas del yacimiento para cada una de los comportamientos permeabilidad-porosidad vistos.

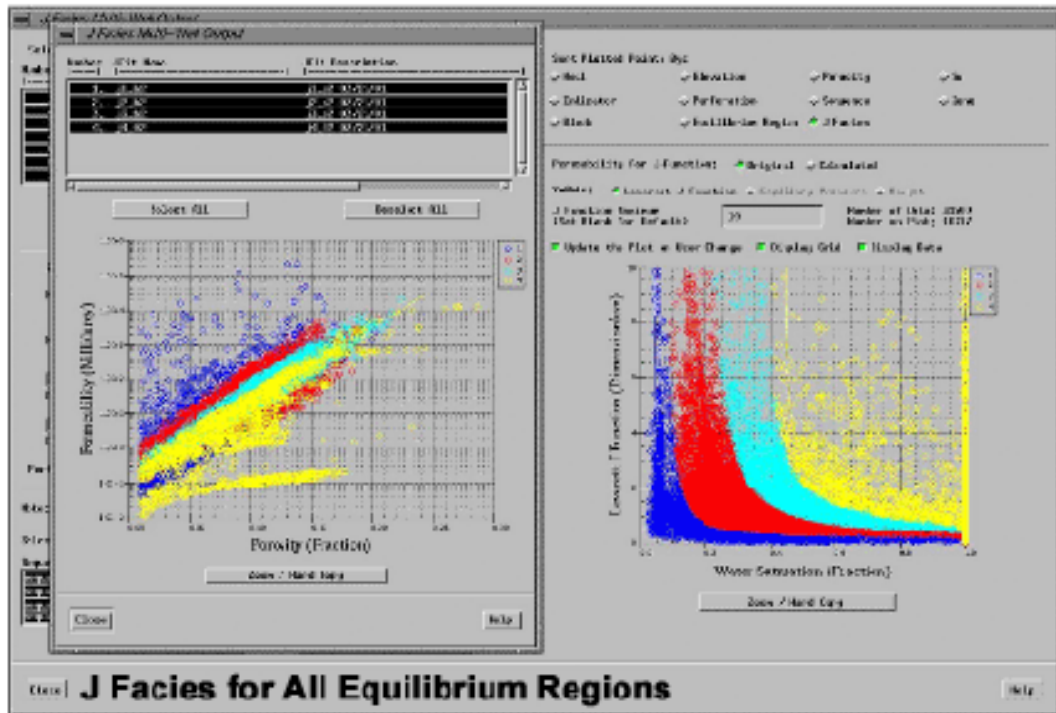


Figura 4.2.- Ventana de trabajo en el programa “Geo2flow”.

### 4.2.- Soluciones que provee el “Geo2flow”.

“Geo2flow” usa una tecnología patentada para ayudar a:

- Identificar yacimientos compartamentalizados.
- Calcular con precisión saturaciones en 3D de petróleo, agua y gas.
- Describir los contactos de agua-petróleo, gas-petróleo y/o agua-gas.
- Evaluar la calidad de la medición de los registros de pozos.
- Mejorar las medidas o correlaciones de permeabilidad.

Todo esto conduce a:

- Mayor precisión volumétrica.
- Mejor identificación de petróleo y agua en pozos inter-espaciados.
- Mejor entendimiento de los compartimientos, para proyectos de inyección de agua o recobro mejorado.
- Rapidez en el tiempo de preparación de la consistencia en modelos de yacimientos para simular los fluidos y cotejar la historia de producción.

Con la integración de la data y la información, “Geo2flow” sostiene comunicación interdisciplinaria entre:

- Petrofísicos: Verificar la consistencia de la interpretación de los registros de porosidad, saturación de agua, litología y permeabilidad NMR.
- Geólogos: Mejorar el modelo geológico, es lo mejor del análisis “Geo2flow”. La interpretación de zonas y bloques de fallas son cruciales para comprender yacimientos compartimentalizados. Las variaciones de la estratigrafía y la litología son cruciales para entender diferencias en las funciones “J” de Leverett.
- Geofísicos: La interpretación de fallas son la clave para ordenar la compartimentalización del yacimiento. La porosidad puede ir atada a la distribución de las J-Facies y sus propiedades relacionadas en tres dimensiones.
- Ingeniero de Yacimientos: Puede verificar a través de la función “J” la consistencia en porosidad, permeabilidad, saturación de agua, P.V.T. y la posibilidad de compartimientos en el yacimiento, lo cual es un soporte de entrada a la inicialización de la simulación de yacimientos.



## Capítulo IV.- Programa “Geo2flow”.

---

El programa “Geo2flow” opera de la siguiente forma:

- Utiliza los principios de capilaridad a nivel de pozo.
- Respetar la saturación medida en los perfiles de pozos.
- Asegura la consistencia del comportamiento P.V.T.
- Ajusta los parámetros petrofísicos y cataloga las mediciones en laboratorio de porosidad-permeabilidad y presión capilar.
- Respetar los datos de presión provenientes de las mediciones RFT o MDT.

### 4.3.- Procedimiento de trabajo en el programa de “Geo2flow”.

- 1.- Construcción de un catálogo de funciones “J” en un campo; los cuales provienen de mediciones de presión capilar en núcleo, cuando se disponen y de la analogía con otros campos.
- 2.- Descripción del comportamiento PVT; para el cálculo de densidad de los fluidos, basándose en el uso correlaciones y/o mediciones y la construcción de perfiles PVT.
- 3.- Descripción de permeabilidades proveniente de:
  - Correlaciones de porosidad-permeabilidad.
  - Mediciones como una función de la litología, cargado como perfiles para ver las correlaciones en 3D.
  - Perfiles de resonancia magnética nuclear (CMR).
- 4.- Análisis de la presión de cada fase en el campo (RFT o MDT) cuando se dispone, tomando la línea base de agua para calcular las presiones capilares y

estimar los niveles de agua libre (donde  $P_c = 0$ ) como función de la secuencia, zona y/o bloque de fallas ("fault segment").

5.- Calcular la función "J" proveniente de datos de perfiles de pozos a partir de:

- La presión capilar; para un PVT dado como una función de la elevación por encima del nivel de agua libre.
- La porosidad es obtenida de un registro.
- La saturación de agua es obtenida a partir de un registro.
- La permeabilidad es obtenida de correlaciones, un registro (CMR), o estimada.
- Tensión Interfacial, ángulo de contacto; Necesariamente solo para ser comparada con datos de laboratorio.

6.- Búsqueda de compartimientos: Diferentes niveles de agua libre (FWL)

- Restringido con la presión de las fases, cuando se dispone.
- Posibles compartimientos son identificados en el modelo geológico por secuencia, zona, y/o bloque de fallas ("fault segment").
- Estrecho rango del nivel de agua libre ("FWL") filtrándose fuera las saturaciones de agua cercanas a 1 y determinando el nivel debajo donde sólo existe agua.
- Usando los valores de laboratorio de los desplazamientos o ingresando valores de la Función J guiada para la búsqueda del nivel de agua libre (FWL).

7.- Identificar "J Facies" (diferentes funciones J) y asignar una todo los datos de un perfil.

- Identificar las "J Facies", descrita para una específica función "J".
- Obtener formas características, si no existe un catalogo de curvas ajustadas de funciones "J".
- Uso de los parámetros de ajuste de las funciones "J".

8.- Creación de tres nuevos perfiles: J Facies, J Permeabilidad, y Saturación Irreducible ( $S_{wir}$ ).

- Asignar J Facies para todos los puntos de los datos de los registros para los cuales la saturación de agua es menor a 1 ( $S_w < 1$ ) tales que la  $S_w$  sea respetada exactamente.
- Minimizar la distancia vertical para una función J con ajuste de la permeabilidad.
- Minimizar la distancia horizontal para una función J con ajuste de la saturación de agua irreducible ( $S_{wir}$ ).
- Obtener un gráfico de dispersión de permeabilidad vs. porosidad por cada J Facies.
- Crear un perfil de J Facies, J Permeabilidades y  $S_{wir}$ .

9.- Distribución de J-Facies, J Permeabilidades y Saturación de agua irreducible en un modelo geológico 3D.

- Correlacionar la distribución con variables 3D tales como porosidad y facies deposicionales.
- J-Facies es una variable "indicador" (o integrador).
- J Permeabilidades y  $S_{wir}$  depende de las J Facies.

10.- Cálculo de la saturación y contacto de fluidos en 3D.

- Celdas de contacto o archivos de horizontes para todas las regiones de equilibrio tanto para petróleo-agua, gas-petróleo, y/o contacto agua-gas.
- Cálculos volumétricos.

### **4.3.1. Obtención del gradiente del agua.**

El programa tiene dos formas de obtener el gradiente del agua. Una es usando correlaciones internas y otra es dada exclusivamente por el usuario. Como en la mayoría de los casos un pequeño estudio se le ha realizado a el agua, estos datos ya están disponibles para sencillamente introducirlos en el programa. Una vez que esta densidad es introducida el programa usa simples ecuaciones encontradas en todos los libros para calcular el gradiente de agua.

### **4.3.2. Parámetros P.V.T.**

“Geo2flow” usa las correlaciones de “Standings and Katz”. Además posee la opción de introducir las propiedades del yacimiento cuando existen; tres fases (gas-petróleo-agua), dos fases “petróleo muerto” (petróleo-agua) y un sistema gas-agua.

### **4.3.3. Filtros para los datos de entrada.**

La función de esta parte del programa es detectar algunos datos fuera de rango que puedan existir en los registros. Por ejemplo, para porosidad normalmente el usuario tiene los registros en fracción (de 0 a 1). Si por algún motivo se desea colocar un rango de porosidad entre 0 y 0,4, es posible que el programa convierta automáticamente los datos fuera de rango al valor que el usuario decida.

### **4.3.4. Interfase “Geo2flow-RMS”.**

Esta interfase esta diseñada para importar las curvas de cada parámetro que se encuentran en los registros que están almacenados en RMS. Una vez este proceso haya terminado, “Geo2flow” no se tiene que enlazar con RMS y se pueden observar los registros sin inconvenientes.

**4.3.5. Ecuaciones utilizadas para el ajuste de las curvas de función “J”.**

Estas ecuaciones no son fijas sino ecuaciones variables de acuerdo a los parámetros que se le asignan. El programa asigna este tipo de ecuaciones a medida que el usuario modifica las funciones “J”. Cuando el usuario selecciona otro tipo de curva (ejemplo: Thomeer, Benson-Ali), otro tipo de ecuaciones son evaluadas para cada cambio que el usuario le hace a la curva tratando de ajustar las funciones “J”. Pero no muestra los valores de las variables obtenidas en la ecuación de ajuste.

**4.3.6. Mapas generados a partir de “Geo2flow”.**

Luego de obtener los resultados correspondientes a la verificación de los parámetros petrofísicos y ajustes de los mismos según las J-Facies, es posible ser representados en mapas al ser migrados a la plataforma IRAP-RMS para luego ser utilizado en la simulación de yacimientos. En la figura 4.3 se muestra algunos de los mapas tipo que pueden ser llevados a la plataforma IRAP-RMS generados a partir del “Geo2flow”.

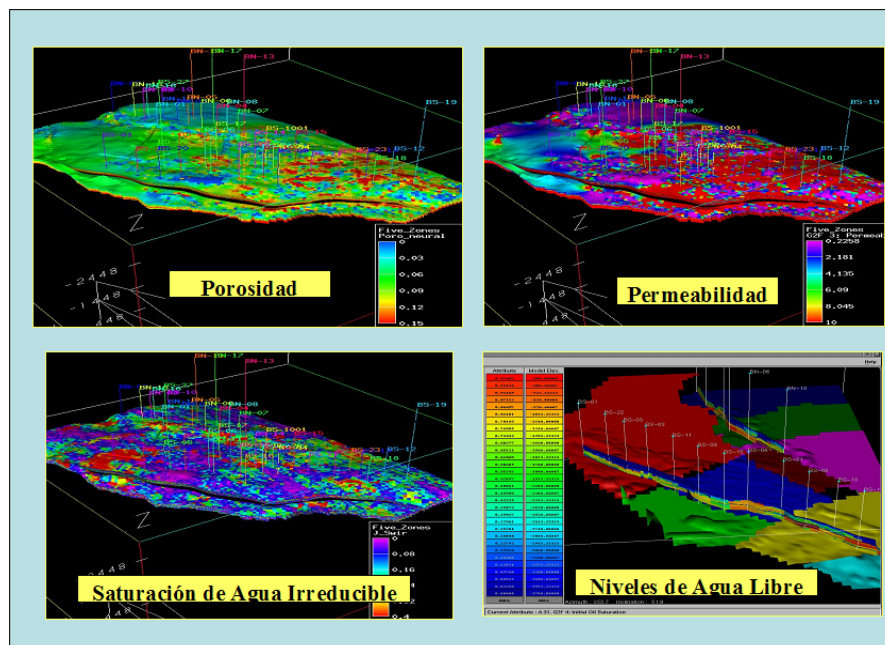


Figura 4.3.- Mapas generados a partir del programa “Geo2flow” y llevados a la plataforma “Irap-RMS”.

---

---

## **CAPITULO V.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO**

---

---

## V. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE TRABAJO.

### 5.1.- La Faja Petrolífera del Orinoco.

“La Faja Petrolífera del Orinoco tiene unos 700 kilómetros de largo y comienza desde Tucupita, Delta Amacuro, atraviesa los estados Monagas y Anzoátegui, y cubre parte del estado Guárico. Tiene un ancho de 32 a 100 kilómetros y su área abarca unos 53.720 km” [26].

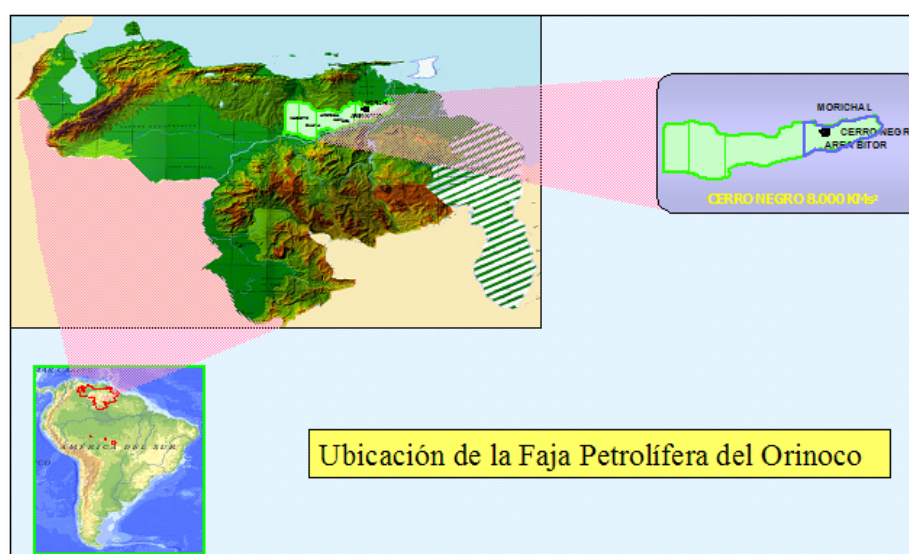


Figura 5.1.- Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.

“Geológicamente es la parte Sur de la cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Orinoco porque en parte su límite Sur corre a lo largo y cercano al río” (Barberii, 1998).

“Las características de las formaciones de los yacimientos de crudos extrapesados y pesados de esta zona están conformados de arenas no-consolidadas, o sea que los granos de arenas tienen poca adhesión entre sí y por lo tanto son bastantes sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad” (Barberii, 1998).

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

“Hoy la Faja Petrolífera del Orinoco representa un polo importante de producción de crudos pesados/extrapesados. Una de las propiedades de este tipo de crudos es que están acompañados de muy poco gas, situación que no ayuda al mecanismo natural de producción del yacimiento y al flujo ascendente del petróleo por la sarta hacia la superficie. Por tanto, difícilmente son pozos de flujo natural” (Barberii, 1998).

“Por otra parte, las formaciones deleznableles exigen que el pozo sea terminado utilizando empaques apropiados de grava para inducir el apilamiento y la estabilidad de la formación. Esto es primordial para evitar el arenamiento del pozo durante el mayor tiempo posible” (Barberii, 1998).

“Muy característico de la mecánica y comportamiento de la producción de los yacimientos de crudos pesados es que el volumen extraíble inicial está entre 3 y 10%. Sin embargo, aún así, en el caso de la Faja, dada la inmensa cifra de petróleo en sitio (un billón de barriles) es económicamente explotable” [27]

“Mediante las actividades de laboratorio y de campo, en Morichal, estado Monagas, realizados por Intevep, Lagoven y Bitor, se comercializa el combustible Orimulsión®, cuyas características y calidad han sido aceptadas en varios centros industriales del mundo” (Barberii, 1998).

### 5.1.1 Orimulsión.

“ORIMULSION® es la marca comercial del combustible fósil elaborado a partir del bitumen natural, utilizado ampliamente a escala comercial, el cual representa una nueva alternativa económicamente atractiva para la generación de electricidad. Las enormes reservas de Venezuela de bitumen natural en la Faja del Orinoco garantizan la seguridad del suministro de ORIMULSION® hasta bien entrado el siglo XXI” [26].

“ORIMULSION® es un combustible líquido producido mediante la aplicación de una tecnología desarrollada por INTEVEP, S.A. (filial de Petróleos de Venezuela,



## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

S.A., dedicada a la investigación y desarrollo), que responde a la creciente demanda de energía y a la oportunidad para desarrollar los recursos bituminosos de la Faja del Orinoco. Este combustible está específicamente diseñado para ser utilizado en plantas de electricidad y otros usos industriales. La ORIMULSION® ha sido utilizada exitosamente en plantas de generación de electricidad y cementeras en los Estados Unidos, Canadá, Barbados, el Reino Unido, Japón, Dinamarca, Italia, China, Lituania y Alemania, y ofrece una alternativa económica y ambientalmente atractiva para competir ventajosamente en los crecientes mercados energéticos” [26].

“Las características físicas y químicas de la ORIMULSION® permiten que se use de manera similar a los combustibles líquidos convencionales, facilitando su transporte, almacenaje y manejo” [26].

“Los más de 30 millones de toneladas métricas de ORIMULSION® manufacturados, transportados y exitosamente utilizados alrededor del mundo desde 1990, confirman la confiabilidad del producto en términos de calidad, combustibilidad, comportamiento ambiental y seguridad” [26].

“No obstante la aceptación internacional de nuestro producto, PDVSA-BITOR y el INTEVEP realizan esfuerzos permanentes para mejorar cada vez más la calidad y competitividad de la ORIMULSION®. Prueba de ello es la nueva formulación lanzada al mercado en 1999 conocida como ORIMULSION® 400, la cual mejora sustancialmente el desempeño del combustible para nuestros clientes y representa ventajas ambientales para la comunidad” [26].

### 5.2.- Reseña histórica del área de Bitor.

“PDVSA-BITOR, tiene un área asignada de 180 kilómetros cuadrados, ubicados al Este de la Faja Petrolífera del Orinoco en el Sector Cerro Negro (ver figura 5.2), al Sur de los Estados Anzoátegui y Monagas, con 24177 MMBN de Bitumen Originalmente en sitio (B.O.E.S) y 2950 MMBN de Reservas Recuperables de Bitumen cuantificadas con un factor de recobro estimado de 12.2%” [26].

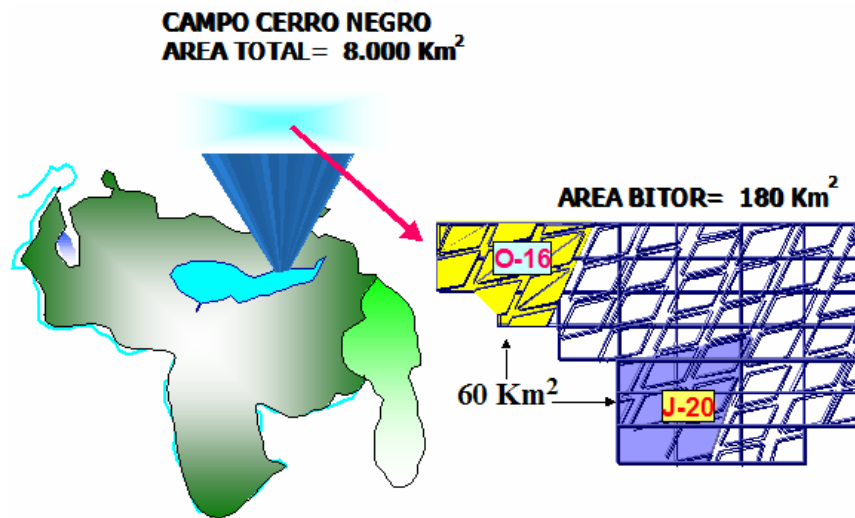


Figura 5.2.- Ubicación del área de Bitor.

“Esta área se dividió y se distribuyeron las reservas para soportar la explotación y el desarrollo de tres módulos de Producción de ORIMULSION® (MPE-1, MPE-2 y MPE-3) (ver figura 5.3)” [26].

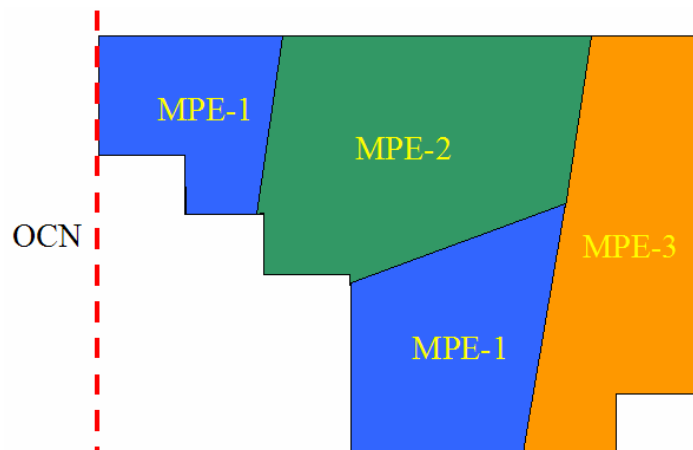


Figura 5.3.- Módulos de producción de Bitor.

“La Unidad de Explotación de Bitumen tiene como misión el asegurar la producción eficiente, rentable y en armonía con el ambiente de los volúmenes de Bitumen Natural requeridos para garantizar la manufactura de ORIMULSION® en la Planta MPE-1” [26].

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

“En el área del primer módulo (MPE-1) se cuantificaron 980 MMBNB de reservas recuperables asociados a las áreas de Producción O-16 y J-20; hasta fin de año 1999, se han desarrollado 526.3 MMBNB del total de las reservas recuperables y se han producido 153.8 MMBN de Bitumen, 3.7% del Bitumen Original en Sitio (B.O.E.S) asociado a las reservas desarrolladas” [26].

“En el área de MPE-1, la perforación de desarrollo en Cerro Negro, se inicia (período 1982-84) con la perforación de pozos verticales a diferentes espaciamientos (150 y 300 metros) y completados con empaque de grava interna (EGI) o con empaque a hoyo desnudo (EGHD) y bombeo mecánico convencional (balancín) como medio de levantamiento artificial, a fin de evaluar la productividad de las arenas del Miembro Morichal” [26].

“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 un nuevo esquema de explotación de pozos desviados (entre 36° y 55°) agrupados en macollas (periodo 1990-92), se continuó utilizando el bombeo mecánico convencional como método de levantamiento (balancin e hydrowells). Adicionalmente se llevó a cabo un proyecto de inyección alternada de vapor (I.A.V.) tanto en algunos pozos verticales como en pozos desviados, esto como resultado del pozo modelo identificado para la Faja” [26].

“Continuando con la optimización de costos e índices de productividad, en este mismo periodo se perforaron 2 pozos horizontales experimentales con longitudes horizontales entre 1000 y 2000 pies obteniéndose producciones iniciales de 1000 BNBD. A raíz de estos resultados, se llevó a cabo (año 1993) 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 balancín como método de levantamiento, y el inicio de la evaluación de bombas electrosumergibles (BES) en este tipo de pozo; adicionalmente se logró aumentar la productividad de pozos y reducir costos de inversión utilizando instalaciones existentes (ver figura 5.4). Continuando con la búsqueda de

## Capitulo V.- Descripción del Área de Trabajo

oportunidades para optimizar costos de perforación, en el periodo 1994-96 se perforan macollas de pozos inclinados ( $45^\circ$ ) desde superficie completados con empaques de grava a hueco abierto y bombas de cavidad progresiva” [26].

“A partir de 1996, se reanuda la evaluación de pozos horizontales con el pozo CD-38, que a lo largo de su vida productiva ha mantenido una producción promedio de 1300 BNBD acumulando hasta la fecha 1.7 MMBNB y 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 (BCP) de alto caudal como equipo de levantamiento. Para finales del año 2001, se inicia la perforación de pozos multilaterales con resultados iniciales muy satisfactorios, representado una nueva opción de desarrollo del área, la cual está actualmente en evaluación” [26].

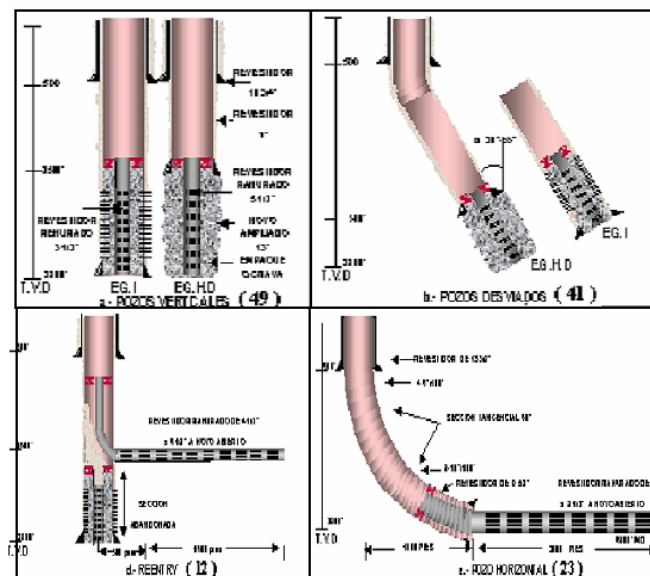


Figura 5.4.- Tipos de pozos.

“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 la producción y lograr los niveles actuales de producción

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

de 76 MBNBD, con una producción gas asociado de 20 MMPCND y un corte de agua de 15%” [26].

“La producción actual de bitumen se soporta en un total de 230 pozos activos, recolectada en dos estaciones de flujo (J-20 y O-16) y un centro de compresión de Gas (PCO), estas instalaciones se conectan a la planta de manufactura de ORIMULSION® mediante los sistemas de transferencia de bitumen diluido húmedo, diluyente y gas” [26].

“El proceso básico utilizado para la producción en frío de bitumen, 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 las estaciones de flujo 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 trata y se le despoja el diluyente para reciclarlo en el proceso de producción” [26].

### 5.2.1 Ubicación geográfica y características del Campo Cerro Negro.

“El Área de BITOR está 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” [28].

“La superficie del área de estudio se caracteriza por ser topográficamente plana y está cubierta con pastos, arbustos típicos de sabana (chaparro) y sembradíos de pino caribe. 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, un cinturón de meandros activos y abandonados de unos 900 a 1100 metros de ancho. El terreno tiene una elevación promedio sobre el nivel del mar

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

de 95 metros (300 pies). El clima posee una temperatura de unos 27 °C y una pluviosidad cercana a los 2000 milímetros anuales” (González, 1996).

### 5.3.- Características de los yacimientos del área Bitor.

“La producción de Bitumen de esta área proviene del miembro morichal de la formación oficina, la cual está descrita estructuralmente como un monoclinal con buzamiento suave de 4 a 5 grados al Norte y con un sistema de fallas orientados en la dirección Este-Oeste; estratigráficamente comienza en orden deposicional con el Basamento Igneo-Metamórfico, le sigue el contacto discordante de la formación Oficina con sus 4 miembros: Morichal, que contiene arenas bituminosas, Yabo formado por lutitas, Jobo que contiene arenas arcillosas y Pílon intervalo fundamentalmente lutítico (ver figura 5.5)” [26].

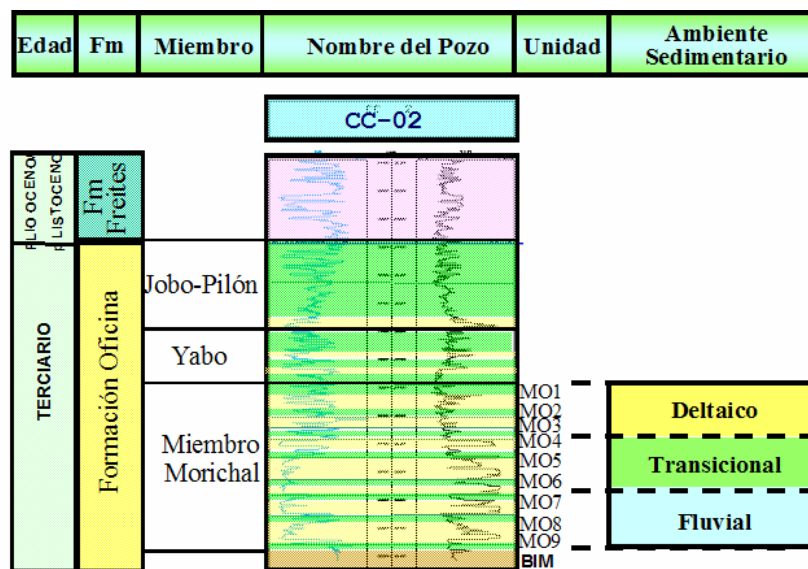


Figura 5.5.- Columna estratigráfica del área O-16.

“Este yacimiento está compuesto por nueve unidades genéticas, las cuales tienen diferentes facies. Desde la unidad MO-4 hasta la unidad MO-9 presentan un carácter fluvial con tendencias transgresivas, no así desde la unidad MO-1 a la unidad MO-4 las cuales tienen patrones con características deltáicas de tendencia

## Capitulo V.- Descripción del Área de Trabajo

regresiva (ver figura 5.5). La profundidad a la cual se encuentran estas capas es de 3000 pies aproximadamente” (Pineda, 2001).

“Las arenas básicas del miembro Morichal son las más importantes económicamente, caracterizadas por ser arenas no consolidadas de cuarzo, cristalinas de grano medio a finos, con buena porosidad, alta permeabilidad, altamente saturadas de bitumen de baja gravedad API y alta viscosidad” [26].

“El crudo específicamente en el Miembro Morichal tiene una gravedad de 8 °API con características espumantes, siendo la producción promedio por pozo de 250 BNBD, con una porosidad promedio de 32%, saturación igualmente promedio de petróleo de 82 %” [29]. En la tabla 5.1 y 5.2 de muestran las propiedades e información general del yacimiento en el Área O-16.

<b>Propiedades del Yacimiento</b>	
Area (km <sup>2</sup> )	30
Espaciamiento (mts)	150/300/400/600
Profundidad promedio (pies)	3400
Profundidad del Datum (pies)	2600
Principales Arenas	MO1-MO9
Presión inicial (lpc)	1150
Presión actual (lpc)	945
Presión de burbujeo, lpc	1095
Temperatura de yacimiento, °F	129

<b>Propiedades de la Roca</b>	
Porosidad promedio, %	32
Permeabilidad promedio, darcys	10-20
Espesor de arena promedio, pies	254
Saturación inicial de petróleo, %	82
Saturación inicial de agua, %	18

<b>Propiedades de los fluidos</b>	
Boi, BY/BN	1.06
Bg, PCN/BN	0.0169
Rsi, PC/BN	100
Gravedad del Petróleo, API	8
Viscosidad, Cp,@ T.Y	2200 - 5500

Tabla 5.1.- Propiedades generales del yacimiento<sup>[30]</sup>.

## Capitulo V.- Descripción del Área de Trabajo

<b>BOES y Producción de Fluidos</b>	
Bitumen Original en Sitio (MMBNB)	3320
Bitumen Producido (MMBN) (Jun, 2002)	67.4
Gas Producido (MMPCN) (Jun, 2002)	14.25
Agua Producida (MMBN) (Jun, 2002)	20.8

<b>Reservas del Yacimiento</b>	
Reservas Recuperables (MMBIs)	405
Reservas Remanentes (MMBIs)	343

<b>Otros Datos Importantes</b>	
Relación Gas-Petróleo (PCN/BN)	250
Número de Pozos Activos	65
Número de Pozos Inactivos	62
Factor de Recobro (%)	12,2

Tabla 5.2.- Información general del yacimiento <sup>[30]</sup>.

### 5.3.1. Modelo Geológico.

“Geológicamente el área de BITOR está ubicada en el flanco Sur de la subcuenca de Maturín, en la Cuenca Oriental de Venezuela. La estructura es un monoclinial de suave buzamiento con una inclinación de 4° aproximadamente” <sup>[28]</sup>.

“La Formación Oficina (Mioceno Medio/Inferior) constituye la roca reservorio más importante del depocentro y está integrada en sentido ascendente, por el Miembro Morichal, Miembro Yabo, Miembro Jobo y Miembro Pilón. Adicionalmente existen dispersas en el área tres (3) unidades pertenecientes a la formación basal de la Formación Freites (Mioceno Medio) que contiene hidrocarburos (ver figura 5.6). La Formación Las Piedras (Mioceno Superior/Plioceno) y la Formación Mesa (pleistoceno) cierran la columna sedimentaria del área BITOR” (González, 1996).



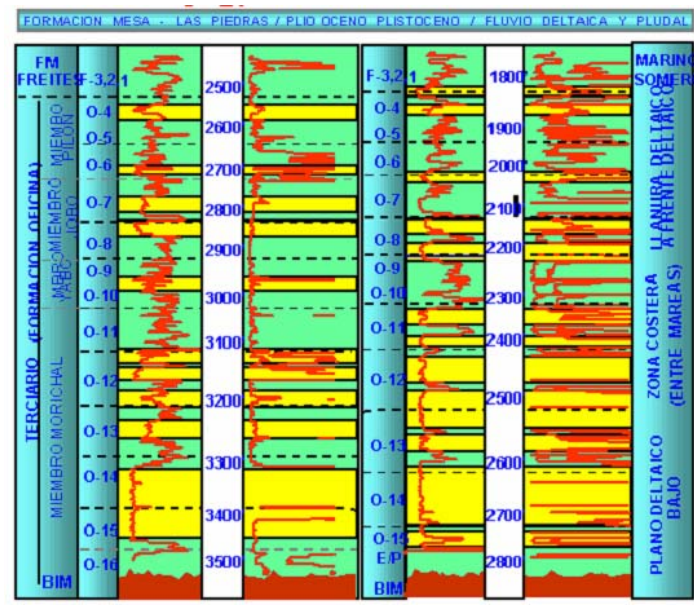


Figura 5.6.- Columna estratigráfica con la nomenclatura anterior de las arenas.

“La sección más importante económicamente la constituye el Miembro Morichal: secuencia de sedimentos progradantes fluviales, con episodios deltaícos y progresivos, muy marcados hacia el tope, de los cuales se depositan sobre el basamento ígneo-metamórfico. El Miembro Yabo que suprayace al Miembro Morichal, representa la mayor sección transgresiva, como posible superficie de inundación dentro de la Formación Oficina. Los Miembros Jobo y Pilón, completan la sedimentación de la Formación Oficina en el área, y presentan desarrollos con hidrocarburos de gran importancia, intercalados con breves intercalaciones marinas. Al final del ciclo deposicional de la Formación Oficina, se pueden observar en casi todo el área, un nivel máximo de inundación que corresponde al inicio de la Formación Freites” (González, 1996).

### 5.3.1.1 Modelo Estructural.

“La interpretación estructural del presente estudio está basada en la integración de los datos provenientes de la sísmica, registros eléctricos, núcleos, geología básica e información de producción. La estructura del área es un monoclin de suave buzamiento al Norte. El sistema de fallas que lo constituye corren en dirección

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

Este-Oeste, con alto buzamiento al Sur, cortan la secuencia sedimentaria, parte del basamento y se extienden a toda el área. Y otras fallas subverticales de corta magnitud y longitud hacia el basamento (ver figura 5.7)” (Intevep, 2002).

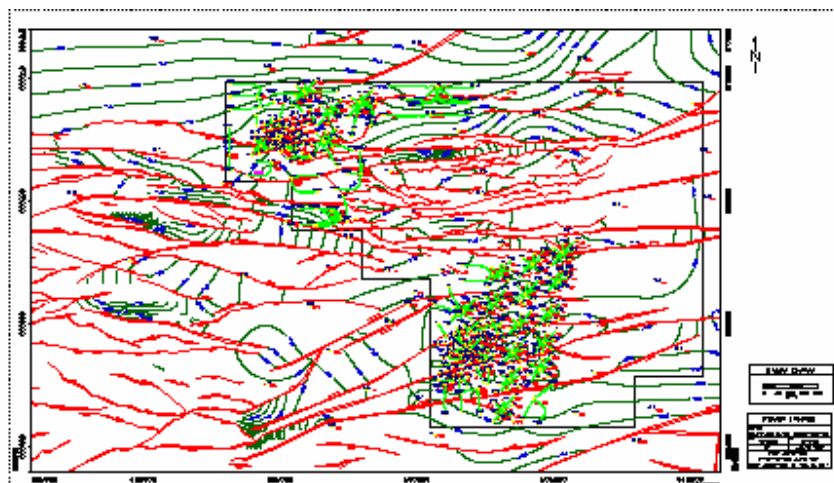


Figura 5.7.- Mapa estructural al tope del Miembro Morichal en el área O-16.

“Durante el estudio se observaron pliegues yuxtapuestos y paralelos al sistema de falla principal, orientado en dirección Este-Oeste. Favoreciendo el entrapamiento de petróleo donde están los ejes de pliegues anticlinales, así mismo teniéndose acumulaciones de agua en los ejes sinclinales yuxtapuesto a las fallas” [31].

### 5.3.1.2 Modelo Estratigráfico.

“La columna estratigráfica del Área BITOR tiene aproximadamente 3000 pies de promedio de espesor; en el sector Norte 3550 pies; y en el centro unos 3000 pies, y en el sector Sur 2550 pies. La sección penetra rocas del Pre-Cámbrico, algunas Paleozoicas, Mesozoicas, Cenozoicas y Cuaternarias, dependiendo del sector” [28].

#### 5.3.1.2.1 Precámbrico.

“El Pre-Cámbrico está representado por un basamento igneo-metamórfico complejo, compuesto de granitos, gneíses-granulíticos, intrusiones ácidas similares a la Formación Imataca. Las rocas del basamento del Área BITOR

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

afloran en las márgenes Norte y Sur respectivamente del Río Orinoco, y estos “granitos”, han sido penetrado en la mayoría de los pozos de la faja” [28].

“La superficie del basamento en el sector tiene un buzamiento regional muy suave hacia el Norte (2° a 5°). En la parte central representa una gran depresión que sirvió como centro de deposición de las Formaciones Cretáceas y Terciarias” [28].

### **5.3.1.2.2 Paleozoico.**

“Por encima de ese basamento se depositaron intervalos lutíticos, areniscas y conglomerados correspondientes a las formaciones Carrizal y Hato Viejo de edad Carbonífera del Paleozoico” [28].

### **5.3.1.2.3 Mesozoico.**

“Este intervalo el cual comprende el grupo Temblador, ha sido plenamente identificado al Norte de la Faja. Por encima de estas formaciones paleozoicas, o del basamento, se encuentran en algunas zonas de Cerro Negro; conglomerados, areniscas y limolitas de la formación Canoa, y areniscas glauconíticas y calizas dolomíticas de la formación Tigre, ambas pertenecientes al grupo Temblador del Cretáceo Superior” (Henaó, 2001).

“Sobre este basamento ígneo metamórfico, se depositó la formación Oficina del Mioceno” (Henaó, 2001).

### **5.3.1.2.4 Cenozoico.**

“La columna estratigráfica correspondiente está constituida por una secuencia de arenas fluvio-deltaicas de la formación Oficina. En el área BITOR, la formación Oficina fue subdividida en cuatro miembros, que de más antiguo a más joven son: Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. A su vez cada uno de ellos se ha subdividido en intervalos denominados O-11 a O-16, de la siguiente forma: Miembro Pilón: O-1 a O-6, Miembro Jobo: O-7 a O-8, Miembro Yabo: O-9 a O-10 y Miembro Morichal: O-11 a O-16 (Ver figura 5.6)” (Henaó, 2001).

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

“Por encima de la formación Oficina, en el área O-16, se depositó la formación Freites y encima de ésta la formación Las Piedras. Cubriendo esta última aparece la formación Mesa” (Henao, 2001).

Basándose en el último estudio integrado realizado por Intevep <sup>[31]</sup> para el año 2001 “el Miembro Morichal fue subdividido en nueve (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” (Intevep, 2002).

En la figura 5.8 se muestra la equivalencia de correlaciones de las unidades genéticas interpretadas con las anteriores.

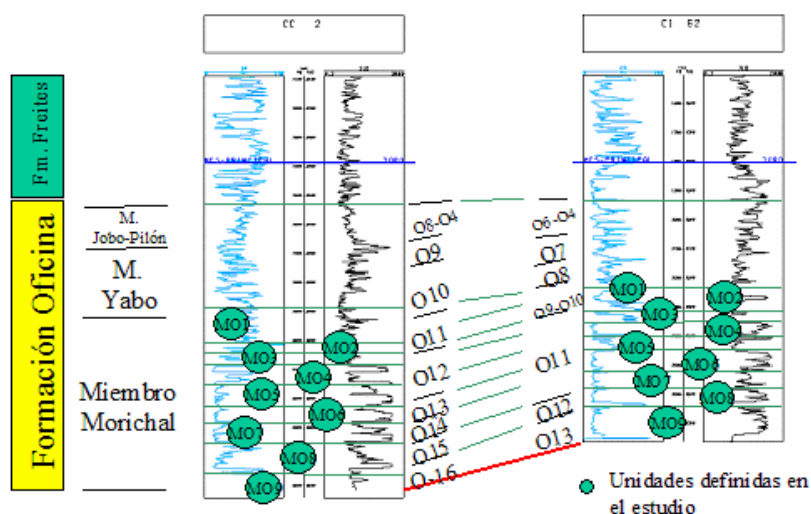


Figura 5.8.- Equivalencia de correlaciones de las unidades genéticas <sup>[31]</sup>.

### **5.3.1.2.5 Miembro Yabo.**

“Es un intervalo lutítico, marino-transgresivo de aguas someras, con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcárea y fosilífera, en el cual, a medida que se acuña hacia el Sur con el alto de Uverito, se confunde con las areniscas de los miembros infra y suprayacente. La importancia de este miembro radica en que hacia el Norte, en los campos tradicionales, constituye un buen marcador lutítico el cual es una barrera efectiva que separa los yacimientos en los Miembros Morichal y Jobo. Es la unidad más característica de la Formación Oficina y fácil de correlacionar a través de casi toda el área Sur de Monagas” [32].

### **5.3.1.2.6 Miembro Jobo.**

“Es el segundo en importancia dentro del complejo fluvio-deltaico de la Formación Oficina. Está constituido por yacimientos pobremente consolidados: areniscas, lutitas, con algunas capas calcáreas y ligníticas. Disminuye hacia el Norte gradualmente el contenido de arena y su escogimiento varía de pobre a bueno. La extensión en el subsuelo de este miembro es mayor que la del Miembro Morichal, porque sobrepasa parcialmente los altos de Barrancas y Soledad” [32].

### **5.3.1.2.7 Miembro Pilón.**

“El Miembro Pilón constituye la máxima superficie de inundación, es fácilmente identificable en los registros eléctricos, descansa concordantemente sobre el Miembro Jobo y en el tope subyace en relación de aparente concordancia a las lutitas de color gris verdoso de la Formación Freites. Está compuesto litológicamente de lutita gris oscuro, arenosa, calcárea, fosilífera y por capas de arenas poco consolidadas” [32].

### **5.3.1.2.8 Formación Freites (Mioceno Medio).**

“Litológicamente está conformada por lutitas de color gris a gris verdoso, intercalados con areniscas de grano fino a grueso, poco consolidadas. La base de esta formación marca la primera evidencia regional de transgresión marina somera sin restricciones, desde el centro de la cuenca hasta casi el borde del actual río

Orinoco. La presencia de capas de lutitas de gran espesor y la excelente continuidad lateral en esta formación sirven de marcadores en las correlaciones. Los contactos con la Formación Las Piedras suprayacente y la Formación Oficina infrayacente es concordante y transicional. Hacia el Sur-Este, se confunde con la Formación Oficina por cambios de facies que la tornan arenosa, y se establece el contacto con la Formación suprayacente en forma arbitraria por debajo de la última arenisca que contiene agua dulce, que se supone corresponde a la Formación Las Piedras” (Henao, 2001).

### **5.3.1.2.9 Formación Mesa Las Piedras (Plioceno-Pleistoceno)<sup>33</sup>.**

“Estas dos formaciones representan el tope de la columna estratigráfica de toda el área de la Faja del Orinoco y aún no se ha diferenciado debido a la dificultad que presenta su correlación. Consiste principalmente en paquetes de arenas de gran espesor, de grano grueso, con cemento ferruginoso y menores proporciones de lutitas y limolitas carbonosas. La importancia económica está representada en la capacidad de almacenamiento, generación y descarga de grandes volúmenes de agua dulce” (Henao, 2001)

### **5.3.1.3 Modelo Petrofísico<sup>32</sup>.**

El modelo petrofísico presentado a continuación, es una copia fiel y exacta del informe técnico de Intevep <sup>[31]</sup> para el año 2002.

El modelo generado se basa en las relaciones existentes entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua y radio de garganta de poro. En total, se evaluaron 340 pozos que disponían de la información mínima necesaria para efectuar su análisis. En el modelo petrofísico se utilizaron los pozos CH-2, CH-37 y CI-74. Las correlaciones construidas se basaron principalmente en el registro de densidad neutrón.

A continuación se presenta el procedimiento realizado por Intevep para caracterizar el modelo petrofísico.

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

### 5.3.1.3.1 Información utilizada.

Los tres pozos mencionados anteriormente fueron seleccionados basándose en los siguientes criterios (ver tabla 5.3):

- 1) Información de núcleo disponible, que permitieron generar y validar el modelo petrofísico.
- 2) Ubicación geográfica, de manera de obtener un cubrimiento total del área.

<i><b>Pozo</b></i>	<i><b>Ubicación</b></i>	<i><b>Curva Resistividad</b></i>	<i><b>Curva Porosidad</b></i>	<i><b>Análisis de núcleos</b></i>
<b>CH-2</b>	O-16	DLL	Densidad	Convencionales
<b>CH-37</b>	O-16	DLL	Densidad	Convencionales
<b>CI-74</b>	J-20	DLL	Densidad	Conv/Especiales

Tabla 5.3.- Pozos seleccionados para el modelo petrofísico.

Los pozos que se utilizaron en la evaluación del área se dividieron de acuerdo a la información de curvas disponibles, los grupos son:

#### 5.3.1.3.1.1 Pozos con curvas de porosidad

En total se disponían de 76 pozos con curvas de porosidad, en su mayoría pozos verticales y que sirvieron como pozos control, para los pozos que carecían de estas curvas. En la tabla 5.4, se listan los pozos con registro de porosidad.

BCN1	CC11	C45	C105	C42	C99	C41	CX20
BCN2	CC13	C4B39	C100	C15	C4102	C42	CX24
BCN3	CC9	C11	C174	C60	C4112	C44	CX25
BCN4	CD1	C100	C102	C71	C4115	C45	PCN11
BCN5	CD13	C122	C192	C74	C4127	C47	
BCN6	CD19	C124	C20	C79	C4190	C52	
BCN7	CD9	C127	C210	C8	C4194	C61	
BCN8	C41	C139	C211	C85	C435	CX5	
BCN9	C42	C153	C21	C80	C438	CX21	
CC1	C437	C158	C40	C88	C439	CX22	

Tabla 5.4.- Pozos con registros de porosidad

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

### 5.3.1.3.1.2 Pozos sin curvas de porosidad

En general, este grupo está conformado en su mayoría por pozos inclinados, a los cuales se les estimó una curva sintética de porosidad a partir del registro de Gamma Ray. En total son 264 pozos y se listan en la tabla 5.5.

CC10	CD32	CHB1	CI129	CI68	CI	CB2	CB3	CN90
CC12	CD33	CHB2	CI13	CI69	CI00	CB3	CB4	CN16
CC2	CD34	CHB3	CI30	CI17	CI01	CB4	CB5	CO1
CC3	CD35	CHB4	CI31	CI70	CI02	CB5	CB7	CO2
CC4	CD37	CHB5	CI32	CI71	CI04	CB6	CB8	CO3
CC5	CD4	CHB6	CI33	CI73	CI05	CB7	CB9	CO4
CC6	CD5	CH4	CI34	CI75	CI06	CB8	CI7	CO5
CC7	CD6	CH6	CI37	CI76	CI07	CB9	CI0	
CC8	CD7	CH7	CI38	CI77	CI08	CH	CI2	
CD10	CD8	CH8	CI14	CI78	CI09	CH1	CI3	
CD11	CH10	CH9	CI40	CI79	CI21	CH3	CI5	
CD12	CH11	CI10	CI41	CI18	CI12	CH4	CI6	
CD14	CH12	CI102	CI42	CI80	CI14	CH5	CI7	
CD15	CH13	CI103	CI44	CI81	CI15	CH6	CI8	
CD16	CH14	CI105	CI45	CI83	CI16	CH7	CB0	
CD17	CH16	CI108	CI47	CI84	CI17	CH8	CB1	
CD18	CH17	CI109	CI48	CI85	CI18	CH9	CB2	
CD2	CH18	CI11	CI49	CI86	CI19	CB0	CB3	
CD20	CH19	CI111	CI15	CI87	CI22	CB1	CB4	
CD21	CH20	CI113	CI51	CI88	CI20	CB3	CB9	
CD22	CH21	CI114	CI52	CI19	CI21	CB4	CB	
CD23	CH22	CI116	CI54	CI90	CI22	CB5	CB1	
CD24	CH23	CI119	CI55	CI91	CI23	CB6	CB2	
CD25	CH25	CI12	CI57	CI93	CI25	CB7	CB3	
CD26	CH26	CI120	CI58	CI94	CI26	CB8	CN121	
CD27	CH27	CI121	CI59	CI95	CI27	CB9	CN123	
CD28	CH28	CI123	CI16	CI96	CI28	CB	CN126	
CD29	CH29	CI125	CI60	CI97	CI29	CB0	CN189	
CD3	CH3	CI126	CI61	CI98	CB	CB1	CN195	
CD31	CH30	CI128	CI63	CI99	CI30	CB2	CN44	

Tabla 5.5.- Pozos con registros de “Gamma Ray”.

### 5.3.1.3.2 Parámetros básicos utilizados.

Para realizar el análisis cuantitativo es necesario conocer las propiedades eléctricas de la roca, tales como:

- a) Resistividad del agua de formación ( $R_w$ ).
- b) Factor de cementación ( $m$ ).
- c) Exponente de saturación ( $n$ ).



### 5.3.1.3.2.1. Resistividad del agua de formación.

Este parámetro fue obtenido partir de registros, en arenas 100% saturadas de agua, utilizando para ello.

- Obteniéndose un resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) promedio de 0.5 ohmm @ 115 °F, correspondiente a una salinidad del agua de formación aproximada de 7500 PPM.
- Análisis de Agua de formación

### 5.3.1.3.2.2. 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 (ver ecuación 5.1):

$$FF = \frac{R_o}{R_w} = \frac{1}{Phi^m} \quad \text{Ec. 5.1}$$

Donde:

FF: Factor de Formación. (Adimensional)

$R_o$ : Resistividad de una roca saturada 100% de agua. ( $\Omega$ -m)

$R_w$ : Resistividad del agua de formación. ( $\Omega$ -m)

Phi: Porosidad. (fracción)

$m$ : Factor de cementación (adimensional).

En cuanto, al exponente de saturación se utilizó el valor usado en el área, debido a la carencia de información de este parámetro a partir de núcleo. En la tabla 5.6, se muestran los resultados obtenidos.

Area	Intervalo	"a"	"m"	"n"
O-16	MO1-MO6	1	1.48	2
	MO7-MO9	1	1.67	2

Tabla 5.6.- Factor de cementación y exponente de saturación.

### 5.3.1.3.2.3. Determinación de la porosidad.

Para el cálculo de la porosidad, se utilizó el registro de densidad, ya que el registro de neutrón está afectado por las condiciones de mal hoyo y por el tipo de crudo. Para los pozos que no disponen de registros de porosidad, se generó la correlación de porosidad con el Gamma Ray, debido a que el mismo es independiente del fluido presente en la formación y no está afectado por las condiciones ambientales. Las correlaciones utilizadas fueron las siguientes:

Para el área O-16:

$$Porosidad = 0.3772 - (0.00352 \times GR) \quad \dots Ec. 5.2$$

Para el área J-20:

$$Porosidad = 0.3684 - (0.0024 \times GR) \quad \dots Ec. 5.3$$

Donde:

Porosidad= (fracción)

GR = "Gamma Ray" (API).

### 5.3.1.3.2.4. Modelo de saturación de agua.

La saturación de agua ( $S_w$ ) fué 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.

### 5.3.1.3.2.5. Calculo del radio de garganta de poro y permeabilidad.

El radio de garganta de poro puede ser estimado de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleo. Para ello se utilizó la ecuación de Pittmann, que relaciona los datos de porosidad, permeabilidad al aire y radio de garganta de poro correspondiente a una saturación de 35 %. La ecuación utilizada fue:

$$\text{Log } R_{35} = 0.255 + (0.565 \times \text{Log } K_a) - (0.523 \times \text{Log } \Phi) \quad \dots \text{Ec. 5.4}$$

Donde:

R35: Radio de garganta de poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35% ( $\mu\text{m}$ ).

Ka: Permeabilidad al aire (mD).

Phi: Porosidad (%).

Para calcular el valor del radio de garganta de poro (R35) de aquellas zonas sin núcleo se utilizó la ecuación 5.5.

$$R_{35} = 10^{1.8901 - (0.0248 \times GR)} \quad \dots \text{Ec. 5.5}$$

Donde:

R35: Radio de garganta de poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35% ( $\mu\text{m}$ ).

GR: "Gamma Ray" (A.P.I)

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

Finalmente la permeabilidad se obtuvo con la relación presentada en la ecuación 5.7., la cual proviene de la ecuación 5.6.

$$\text{Log } Ka = \frac{(\text{Log } R35 + 0.523 \times \text{Log } \text{Phi} - 0.255)}{0.565} \quad \dots \text{Ec. 5.6}$$

$$Ka = 10^{\text{Log } Ka} \quad \dots \text{Ec. 5.7}$$

Donde:

R35: Radio de garganta de poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35% ( $\mu\text{m}$ ).

Ka: Permeabilidad al aire (mD).

Phi: Porosidad (%).

En el pozo CH-2 se realizó una correlación núcleo-perfil donde la correlación generada tiene una desviación estándar, para el caso de la porosidad, en el orden de 8% con respecto a los valores obtenidos del núcleo; para la permeabilidad la desviación está en el orden de 3 %. Para el caso de la correlación de permeabilidad fue calculada con el pozo CH-38 del área de la Operadora Cerro Negro (OCN).

### 5.3.1.3.2.6. Parámetros de cortes.

Los parámetros de corte fueron determinados en los pozos CH-2, CH-6, CH-37, CH-33, CI-127, CC-13.

$$\text{Porosidad } (\Phi) = 0.20 \%$$

$$\text{Saturación de Agua } (S_w) = 45 \%$$

$$\text{Arcillosidad } (V_{sh}) = 25 \%$$

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

Los parámetros de corte petrofísicos (“cut-off”) presentados anteriormente corresponden a todo el Miembro Morichal, desde la unidad MO-1 en el tope hasta la unidad MO-9 en la base. Es de hacer notar, que debe realizarse un estudio sedimentológico para poder afinar un “cut-off” al menos para cada uno de los ambientes de sedimentación de dicha sección vertical.

### 5.3.2. Historia de producción.

“En el área se tienen 145 pozos completados desde el año 1980, de los cuales actualmente 55 son verticales y 14 se convirtieron en reentrys y a medida que se ha desarrollado los planes iniciales de explotación del campo se han perforado 34 pozos horizontales, 41 desviados y 1 multilateral, hasta la fecha. Estos se han completado en todas las unidades genéticas exceptuando la primera capa” [29].

“El mecanismo de producción principal es el empuje por gas en solución, debido al incremento en la relación gas-petróleo, la caída brusca en la tasa de producción y fuerte declinación de presión. El crudo de este yacimiento tiene características espumantes, lo cual representa un mecanismo adicional de producción” [29].

“La explotación del Área se inicio con bombeo mecánico e inyección de vapor alternada como un mecanismo de disminución de la viscosidad del crudo, y así obtener niveles de producción comerciales” [29].

“En el comportamiento de producción del área O-16 (ver gráfico 2.1), se observan tres periodos de producción de Bitumen claramente identificables, un periodo inicial caracterizado por una producción promedio de 10 MBNBD con 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 MBNBD y por último a partir del año 2000 con la perforación de pozos horizontales se alcanza una producción de bitumen promedio de 30 MBNBD (Dic. 2001). En este período se observa disminución de la

## Capitulo V.- Descripción del Área de Trabajo

relación gas / petróleo y un crecimiento en el corte de agua ( 15 y 18% ) producto del incremento de la producción” (González, 2002).

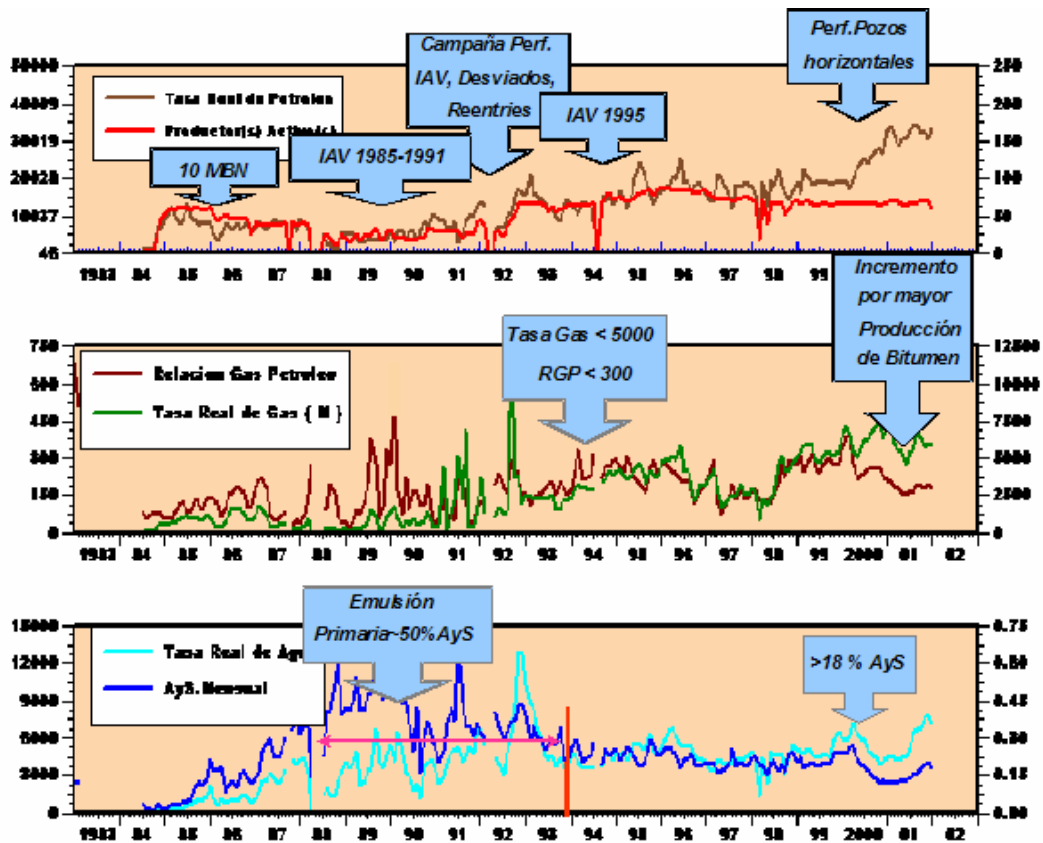


Gráfico 5.1.- Comportamiento de la historia de producción<sup>31</sup>.

“La producción de crudo se ha visto incrementada como consecuencia de campañas de perforación de pozos nuevos, estimándose que aun queda un importante volumen de reservas remanentes por drenar. Como consecuencia de los diferentes espaciamientos de pozos 150, 300, 400 y 600 metros, el drenaje del campo ha sido irregular, estimándose que en las zonas de menor espaciamiento (150 y 300 metros) el nivel de reservas remanentes es considerablemente menor. En las zonas de mayor espaciamiento (400 y 600 metros) se ubican las mejores expectativas de producción, concentrándose en ellas la mayoría de los pozos horizontales y desviados” (González, 2002).

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

“En este yacimiento se ha observado producción temprana de agua en un grupo importante de pozos, lo que demuestran la relación de movilidad adversa para el crudo” (Pineda, 2001).

”En el área la relación gas-petróleo se ha mantenido cercano a su valor inicial, teniendo pequeños incrementos a partir del año 2000, lo que sirve como indicio de se está muy cerca de la presión de burbujeo, específicamente de las macollas que se encuentran al Norte del campo” (Pineda, 2001).

### **5.3.3. Contactos agua-bitumen.**

“En el análisis de la naturaleza de los contactos de agua-bitumen original (CABO) presentes en esta área, se han agrupado los contactos con profundidades similares lo cual ha dado como resultado la presencia de al menos 4 poblaciones distintas en la zona. Estas poblaciones están asociadas a las profundidades por debajo del nivel del mar (“subsea”) promedio de 3120’, 3160’, 3200’ y 3250’. Esta última profundidad anteriormente sólo observada en 2 pozos al Norte del área, ahora confirmada por otro pozo perforado a finales del año 2001 al noroeste de la zona. En este último pozo, parece observarse tanto este último contacto como también el de 3200’. La localización de otros contactos fuera del área de interés, parece confirmar la norma en cuanto a la presencia de múltiples contactos. La figura 5.9, representa una sección estructural Norte-sureste del sector en estudio, estando presentes cuatro sectores distintos con aguas basales. Es importante recordar que la unidad más infrayacente es la unidad 9. Dos de estos sectores se encuentran aparentemente separados por una importante falla regional” (Pineda, 2001).

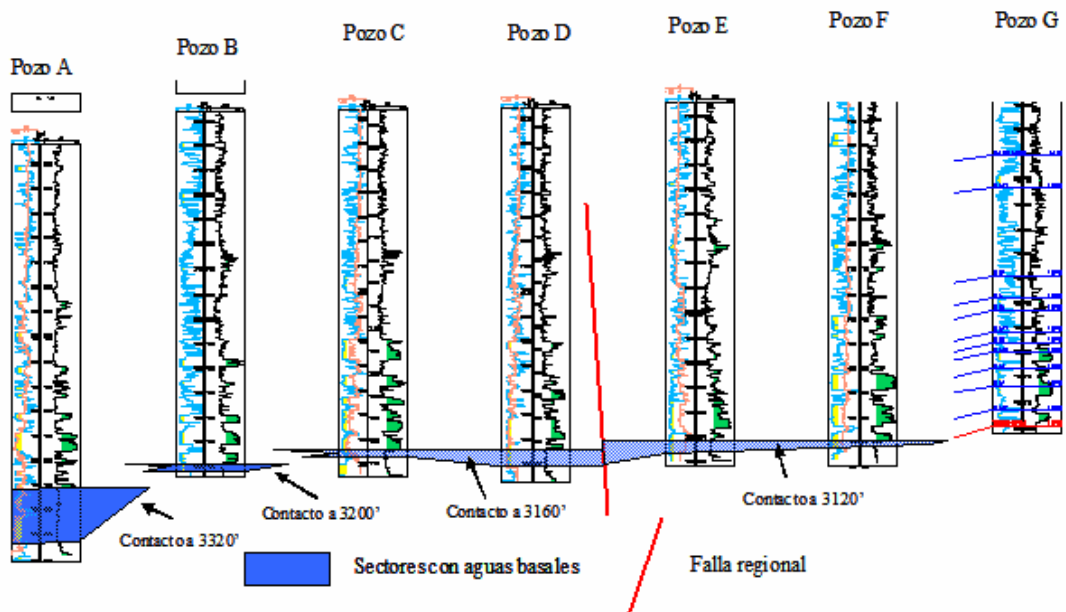


Figura 5.9.- Sección estructural Norte-sureste en el área.

“La figura 5.10, por su parte, muestra los mismos cuatro sectores, pero en esta ocasión utilizando una mapa estructural del tope de la unidad 9. En dicha figura, cada sector es mostrado con una zona que representa 100% agua, y otra definida como cuña, donde hay agua y petróleo. Ambas zonas referidas a la última capa. La cuña relacionada con el contacto de 3160' es obviada por ser insignificante para la escala mostrada. En cuanto a las zonas 100 % agua y de cuñas relacionadas con el contacto 3250' se muestra una interpretación gráfica inicialmente en un mapa estructural al tope de la arena 8 y posteriormente calcada al mapa estructural mostrado” (Pineda, 2001).



## Capitulo V.- Descripción del Área de Trabajo

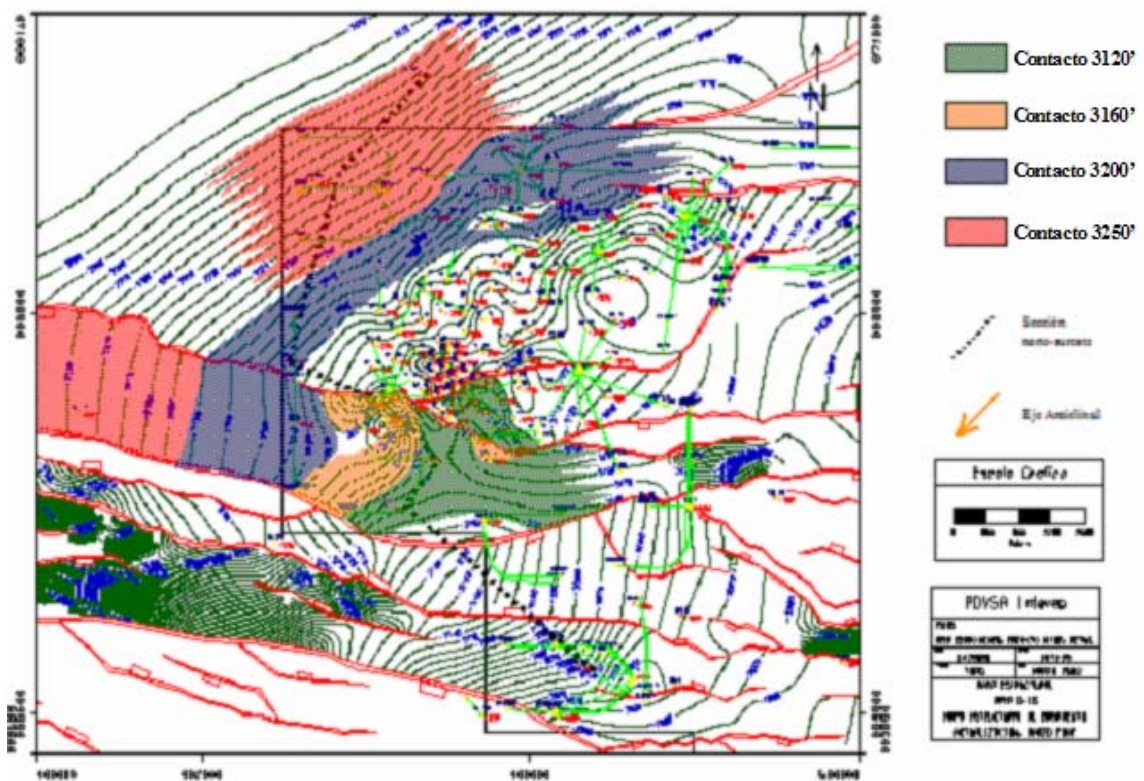


Figura 5.10.- Distribución de aguas básicas en el tope de basamento.

“La distribución de aguas básicas mostrada en la figura 5.10, toma en consideración no sólo la estructura sino también el efecto de barreras de permeabilidad y/o canales preferenciales presentes en la unidad MO-9. Obsérvese que los contactos de 3120' y 3200' han sido detectados a ambos lados de la falla señalada. Igualmente, destaca el hecho de que al Norte de la falla, en el caso del agua relacionada con el contacto de 3120', ésta localiza al Sur del eje anticlinal descrito. Precisamente consiste en un área de grano más fino, lo cual permite explicar no sólo desde un punto de vista estructural sino también litológico, y en condiciones originales, la discontinuidad del agua al flanco Norte del anticlinal. Por otra parte, solo se presentan cuñas de agua relacionadas con el contacto de 3200' en aquellos lugares donde hay mayor certeza de su existencia” (Pineda, 2001).

### 5.3.4. Presiones capilares y permeabilidades relativas.

“Para caracterizar el movimiento del agua se definieron los 2 contactos más importantes para el área. Posteriormente se realizaron las curvas de profundidad vs. saturación inicial de agua para observar la distribución inicial de los fluidos. Los resultados mostraron 2 comportamientos, correspondientes 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 5.11 y 5.12, se encuentran las curvas de profundidad y saturación de agua para las regiones del Norte y Sur. El espesor promedio de las zonas de transición para el Norte y el Sur es de 100 y 50 pies, respectivamente. Los parámetros de corte tomados en petrofísica para realizar el análisis de capilaridad son; porosidad de 23%, arcillosidad de 40% y saturación de agua de 45%” (Pineda, 2001).

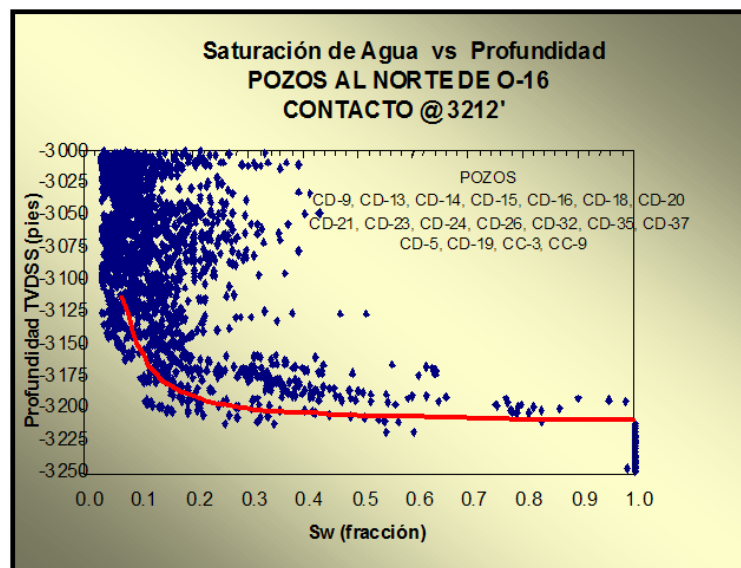


Figura 5.11.- Curva de profundidad vs. saturación con pozos al Norte del área.

## Capitulo V.- Descripción del Área de Trabajo

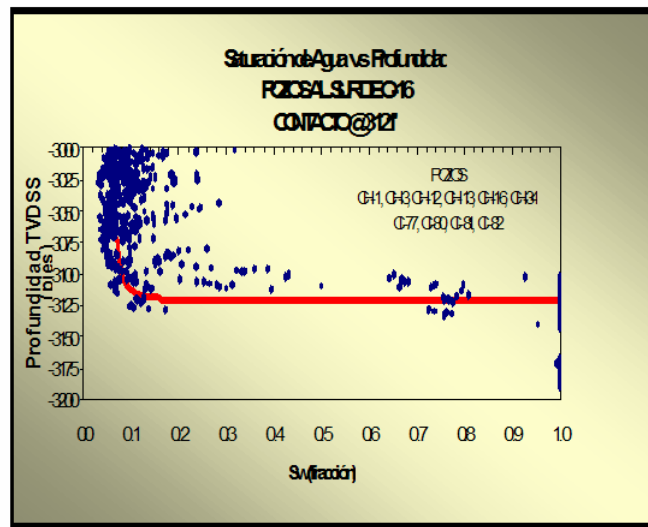


Figura 5.12.- Curva de profundidad vs. saturación con pozos al Sur del área.

“Las permeabilidades relativas de esta área se obtuvieron mediante pruebas de desplazamiento en núcleos de yacimientos de área vecinas. En la figura 5.13 se presenta la curva de permeabilidades relativas agua-petróleo para esta área” [29].

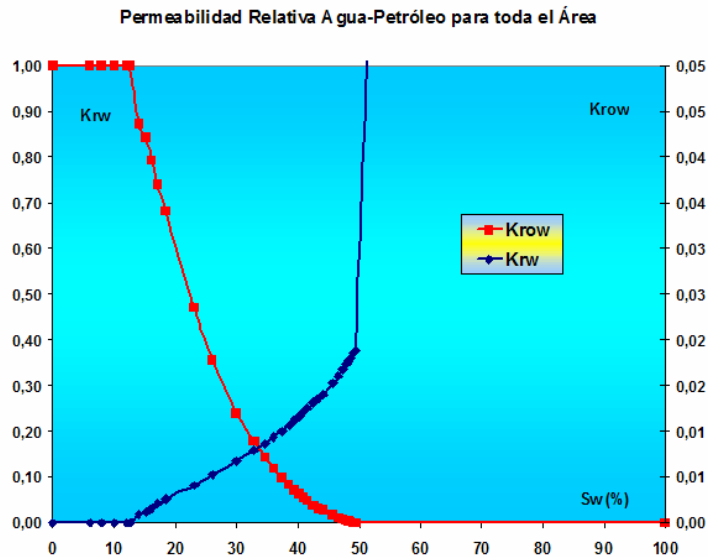


Figura 5.13.- Curva de permeabilidad relativa agua-petróleo para toda el área.

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

### 5.3.5. PVT del bitumen.

En el área de Bitor se tienen en su historial cuatro análisis PVT convencionales en los pozos CI-74 (J-20), CD-6 (O-16), CO-4 (J-20) y CH-26 (O-16) y uno para crudo espumante (no convencional), realizado en el pozo CI-210 perteneciente al área J-20. Las características básicas de estos se presentan a continuación:

Análisis Convencional								
Pozo	Tipo de Muestra	Fecha de Muestreo	Temp (°F)	Grav. (API)	Pb (lpc)	Bo a Pb (BY/BN)	Rs a Pb (PCN/BN)	Visc. Abs. Burb (cp)
CH-26	Recombinada	23/09/1985	124	7,4	1305	1,048	80	
CD-6	Recombinada	13/09/1985	122	7,7	1095	1,075	100	6200
CO-4	Recombinada	22/10/1985	126	7,8	1040	1,047	79	5900
CI-74	Recombinada	17/11/1985	119	8,5	875	1,052	86	3860
CI-210	Muestra de Fondo	19/01/1997	129	7,7	995	1,0739	100	no reportado
CI-210	Recombinada	19/01/1997	129	8,3	1110	1,0764	106	no reportado
Análisis No Convencional								
CI-210	Muestra de Fondo	19/01/1997	129	7,7	705	1,0847	100	1958
CI-210	Recombinada	19/01/1997	129	8,3	905	1,0867	107	1670

Tabla 5.7.- Propiedades PVT de los fluidos del área de Bitor.

#### 5.3.5.1 P.V.T del pozo CI-210.

“En este pozo se tomaron dos tipo de muestras; uno con crudo de fondo en condiciones monofásicas tomado en el pozo CI-210 del Campo Morichal y otra con crudo recombinado a condiciones de presión (P) y temperatura (T) de fondo del mismo pozo; se realizó la determinación de la viscosidad de crudo vivo en función de la presión tanto (crudo de fondo y recombinado), PVT convencional y no convencional para los dos sistemas (crudo de fondo y recombinado)” <sup>[33]</sup>.

“De la comparación de los datos obtenidos de la caracterización PVT convencional y no convencional del crudo se determinó el efecto del entrapamiento de gas sobre propiedades del sistema como compresibilidad, densidad, RGP y presión de burbujeo, obteniéndose una diferencia de 205 lpca entre la presión de burbujeo y la presión de pseudo-burbujeo en el crudo CI-210 para el crudo recombinado y 290 lpca para el crudo de fondo. La viscosidad de crudo en función de la presión se determinó empleando el viscosímetro capilar, encontrándose una viscosidad de 1958 cp en los alrededores de la presión de pseudo-burbujeo para el crudo de fondo y 1670 cp para el crudo recombinado en los alrededores del punto de pseudo-burbujeo” (Huerta,1997).

### 5.3.5.2 PVT del agua.

El PVT del agua que se tiene para el área pertenece al pozo CD-6, el cual se presenta a continuación:

Propiedades	Valor
Bw (BY/BN)	1,0093
Cw (lpc-1)	3,24 E-7
Viscosidad (cP)	0,62
Densidad (lb/pie <sup>3</sup> )	62,52
Salinidad (p.p.m)	16000

Tabla 5.8.- Propiedades PVT del agua de la muestra del pozo CD-6.

### 5.3.6. Análisis de pruebas especiales.

Entre la prueba especial de núcleos realizada en Bitor se encuentra el Pozo CI-74 ubicado en el Área J-20, análisis realizado en marzo de 1984 por la empresa CORELAB. A esta muestra de le realizaron las siguientes pruebas:

1. Prueba de presión capilar.
2. Permeabilidad relativa agua-petróleo.
3. Permeabilidad al líquido en función del volumen poroso.
4. Pruebas de humectabilidad.

Los análisis mencionados anteriormente se hicieron a presión de sobrecarga efectiva a excepción de la prueba de presión capilar por centrifuga.

### 5.3.7. Situación actual.

En el área O-16 se tienen 127 pozos completados desde 1983, entre ellos se encuentran 48 verticales donde 12 se convirtieron en "reentrys". A través del plan de explotación se han perforado 37 horizontales y 41 desviados, donde se encuentran las llamadas "macollas". Estos datos son contentivos hasta Julio del 2002. La mayoría de estos pozos se han completado en todas las arenas.

## Capítulo V.- Descripción del Área de Trabajo

---

La producción de bitumen se ha visto incrementada por la demanda del producto Orimulsión® a nivel mundial, por lo que se ha realizado una campaña de perforación de nuevos pozos, con la finalidad de drenar un importante número de reservas remanentes. Ya que se ha cambiado notablemente el tipo de pozo perforado (verticales, horizontales, desviados), se encuentran zonas que todavía no han sido atravesadas por no poseer una buena caracterización del yacimiento. Esto ha traído como consecuencia que algunos de los pozos nuevos perforados, al poco tiempo presentan altos cortes de agua en su producción y hasta en algunos casos se han tenido que cerrar.

Además de la temprana producción de agua en un grupo importante de pozos, se encuentra adicionado a esto la movilidad adversa para el bitumen. Por todo esto, es importante realizar una caracterización de las zonas de agua y su posible movimiento dentro del yacimiento, por lo que a través del estudio de las fuerzas capilares se puede permitir aportar esta información y así disminuir considerablemente la producción de agua en el área O-16.

---

---

## **CAPITULO VI.- METODOLOGÍA DE TRABAJO.**

---

---

### VI. METODOLOGÍA DE TRABAJO.

Para obtener una caracterización mediante la función “J” de Leverett de los yacimientos del Área O-16 con una mayor definición, es necesario seguir una serie de pautas para alcanzar los objetivos propuestos.

#### 6.1.- Consideraciones del estudio.

En el área de Bitor se han presentado en la actualidad problemas de alta producción de agua por realizarse perforaciones de pozos sin poseer un estudio profundo de las características de los yacimientos.

Es por ello que mediante el uso de la técnica de la función “J” de Leverett se desea reducir la incertidumbre en el modelo geológico, ya que se necesita ampliar la información que debe ser introducida en el modelo estático del yacimiento, para efectuar la simulación numérica del yacimiento y así optimizar el plan de explotación y tomar los correctivos necesarios.

Para tal fin, debe usarse el modelo geológico existente (incluye el modelo petrofísico), para aplicar la técnica de la función “J”, para definir tendencias de la continuidad de los yacimientos considerando el tipo de facies presentes, y posibles compartimientos, por lo cual se plantearon los siguientes objetivos:

#### 6.2.- Objetivos.

##### 6.2.1 Objetivo General.

- Caracterizar los yacimientos del Área O-16 de BITOR mediante el uso de la técnica de la función “J” de Leverett.

##### 6.2.2 Objetivos Específicos.

- Revisar el modelo estático, calcular el BOES y las reservas remanentes.
- Descripción de la metodología de la función “J”.



- Descripción del paquete Geo2flow-RMS y preparación de los datos de entrada.
- Definir los niveles de agua libre en el yacimiento y los pozos que se encuentran en transición con dichos niveles.
- Definir las curvas de la función “J” por facies.

### 6.3.- Revisión bibliográfica y recolección de datos.

En primera instancia se recolectó toda la información existente del área, así como investigar los antecedentes de la función “J” de Leverett y su aplicación en la actualidad.

En cuanto a la recaudación de datos se realizaron las siguientes actividades:

- Traslado a las instalaciones de Bitor en el campo Morichal en el Estado Monagas, por un periodo de un mes al comenzar este trabajo. La finalidad fue una familiarización con las actividades, instalaciones y operaciones del área, complementado con la actualización de carpetas de pozos y revisión de informes técnicos del área.
- Revisión de informes técnicos en la sede de Bitor-Caracas (PDVSA-Chuao), como planes de explotación a diferentes años, modelo estático realizado por INTEVEP, entre otros.
- Asesoría y recolección de datos a través del personal del equipo de Estudios Integrados de INTEVEP.
- Asesoría por parte del Prof. Martín Essinfeld en cuanto a su experiencia en el área de Bitor.

En cuanto a la recopilación de información sobre la técnica de la función “J” de Leverett se realizó lo siguiente:

- Bibliografía correspondiente a las primeras publicaciones realizadas por Leverett y sus seguidores, dotados por el Prof. Martín Essinfeld y recopilados de algunas bibliotecas de PDVSA.
- Búsqueda en publicaciones de la SPE acerca de la técnica de la función “J” e implementación en algún estudio de yacimiento.
- Asesoría por parte del personal de la empresa O’Meara Consulting en lo que respecta al manejo y bondades del programa “Geo2flow”.

### **6.4.- Revisión del Modelo Estático.**

Se realizó una revisión de los modelos; geológico, estructural, estratigráfico y petrofísico, teniendo presente que al momento de realizar este trabajo, dichos modelos se encontraban en fase de reinterpretación por parte de INTEVEP. Debido a esto se concatenó la información de los años anteriores con el nuevo modelo como; cambios de nomenclatura, interpretaciones nuevas, entre otros.

#### **6.4.1. Revisión del Modelo Geológico.**

La revisión del modelo geológico se realizó a través de informes técnicos del área, mayormente realizados por compañías de servicio que caracterizaron la geología de la región, como el de Geoexploración, S.A (1996) <sup>[28]</sup> y el de Intevep (2002) <sup>[32]</sup>.

#### **6.4.2. Revisión del Modelo Estructural.**

Para el momento de esta investigación, el modelo estructural del área O-16 se encontraba en una fase de reinterpretación por parte del equipo de estudios integrados de INTEVEP, ya que se interpretaron nuevas fallas, que dieron pie a la creación de nuevos mapas estructurales para cada unidad geológica del Miembro Morichal (MO-1 a MO-9), retardándose así el proceso de revisión de los mismos.

Por otro lado, en el momento se estaba planteando la toma de sísmica 3D para el área, ya que sólo cuenta con líneas sísmicas 2D, por lo que la interpretación fue basada considerando la sísmica 3D de áreas vecinas.

### **6.4.3. Revisión del Modelo Estratigráfico.**

El modelo estratigráfico revisado es la última interpretación del equipo de estudios integrados de INTEVEP, el cual realizó un nuevo modelo basado en superficies de inundación que originaron la nomenclatura de nuevas unidades genéticas, (arenas) desde MO-1 a MO-9, cuando anteriormente eran nombradas desde arena O-11 a la O-16.

### **6.4.4. Revisión del Modelo Petrofísico.**

El modelo petrofísico analizado se refiere a la interpretación realizada por INTEVEP para el mes de Junio de 2002. Los datos de la petrofísica fueron suministrados por INTEVEP y posteriormente, se agruparon y cargaron en el formato requerido para la base de datos en la plataforma "Oil Field Manager - O.F.M.", para luego ser añadido al proyecto Bitor a través del personal de Geoquest-Chuao.

Después de ello se realizó el análisis de las propiedades petrofísicas según las tendencias obtenidas en los mapas de isopropiedades realizados en OFM, donde se estudiaron todas las unidades pertenecientes al Miembro Morichal (MO-1 a MO-9).

Es importante recalcar que dicho modelo no está validado por información de núcleos pertenecientes al área O-16, sino de un núcleo al sur en el área J-20 (CI-74), razón por la cual se está a la espera de realizar una campaña de toma de núcleos con el fin de reducir la incertidumbre en el modelo petrofísico.

### **6.5.- Análisis del Yacimiento.**

Se realizó un estudio de algunas propiedades del yacimiento, entre las cuales se tiene la determinación del BOES volumétrico, una evaluación de las propiedades petrofísicas utilizadas para el cálculo del BOES, un estudio de las reservas remanentes, un análisis del comportamiento de los fluidos mediante una validación

del PVT y por último una revisión de la historia de presión del área para obtener parámetros importantes del yacimiento.

Todo lo anterior debido a que para generar propuestas y aportar soluciones a un estudio de yacimiento, es necesario conocer a fondo sus características para así obtener el mejor provecho del manejo de la información del área. A continuación se planteará la metodología desarrollada para cumplir con dichos estudios.

### 6.5.1. Determinación del BOES volumétrico.

Para determinar el Bitumen Original en Sitio (BOES) se utilizó el método volumétrico. Se realizó un cálculo para un BOES total considerando cada arena para toda el área O-16, ya que en el estudio integrado de INTEVEP, no se tenía con certeza el carácter sellante de las fallas para clasificar los yacimientos.

El BOES volumétrico fue realizado a través de la aplicación OFM (“Oil Field Manager”), mediante operaciones con mapas de celdas (“Grid Map”) de propiedades petrofísicas con la distribución respectivas de estas últimas en el yacimiento. La ecuación para el cálculo del BOES se presenta a continuación (ver ecuación 6.1):

$$BOES = \frac{1.9161 \times A \times H \times \phi \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad \text{Ec. 6.1}$$

Donde:

BOES: Bitumen original en sitio, BN.

A = Área, m<sup>2</sup>

H = Arena Neta Petrolífera, pies.

Ø = Porosidad Promedio, fracción.

S<sub>wi</sub>: Saturación de agua inicial, fracción.

Boi = Factor volumétrico inicial del bitumen, (1.0833 BY/BN) (pozo CI-210).

1.9161 = Conversión de unidades.

### 6.5.1.1 Área superficial para el cálculo del BOES.

La superficie utilizada para el cálculo del BOES para el área O-16 fue delimitado en O.F.M. especificadas según las coordenadas oficiales, dando como resultado un valor total de 6455 acres representado en la figura 6.1.

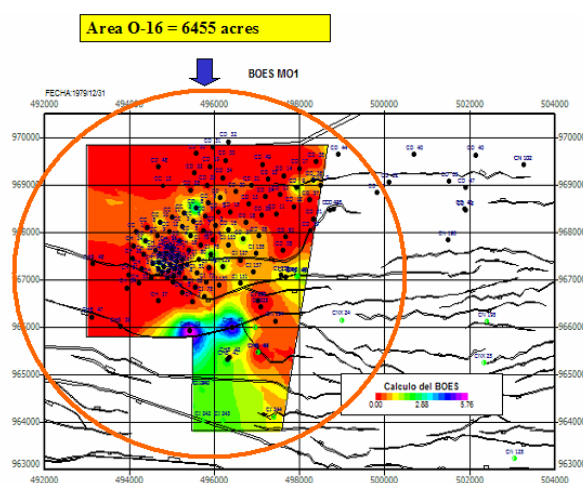


Figura 6.1.- Superficie del área O-16.

### 6.5.1.2 Construcción de mapas de isopropiedades.

Mediante la aplicación OFM se permiten construir mapas de isopropiedades promedio yacimiento o para unidades de flujo, la cuales son base para obtener la distribución del bitumen original en sitio, y el valor total del mismo en el yacimiento analizado. El método de interpolación utilizado para calcular las propiedades es la técnica denominada “vecino más cercano” (“Nearest Neighbor”).

Con estos mapas de isopropiedades se pueden analizar la variación de cada parámetro a través de toda el área del yacimiento e identificar posibles anomalías, así como el uso de esos mapas en el proceso del cálculo de la distribución de Bitumen Original en sitio (BOES).

Se crearon mapas por unidad genéticas, las cuales van desde MO-1 hasta MO-9 de las siguientes variables:

A: Area Superficial (m<sup>2</sup>)

H: Arena Neta Petrolífera (pie)

$\phi$ : Porosidad (fracción)

$S_{wi}$ : Saturación de agua inicial (fracción)

A continuación se presenta un ejemplo de los mapas de celdas (“grid map”) realizados para la unidad MO-3 (ver figura 6.2), y en el apéndice 1-A se muestran los mapas de isopropiedades para todas las arenas del Miembro Morichal (MO-1 a MO-9).

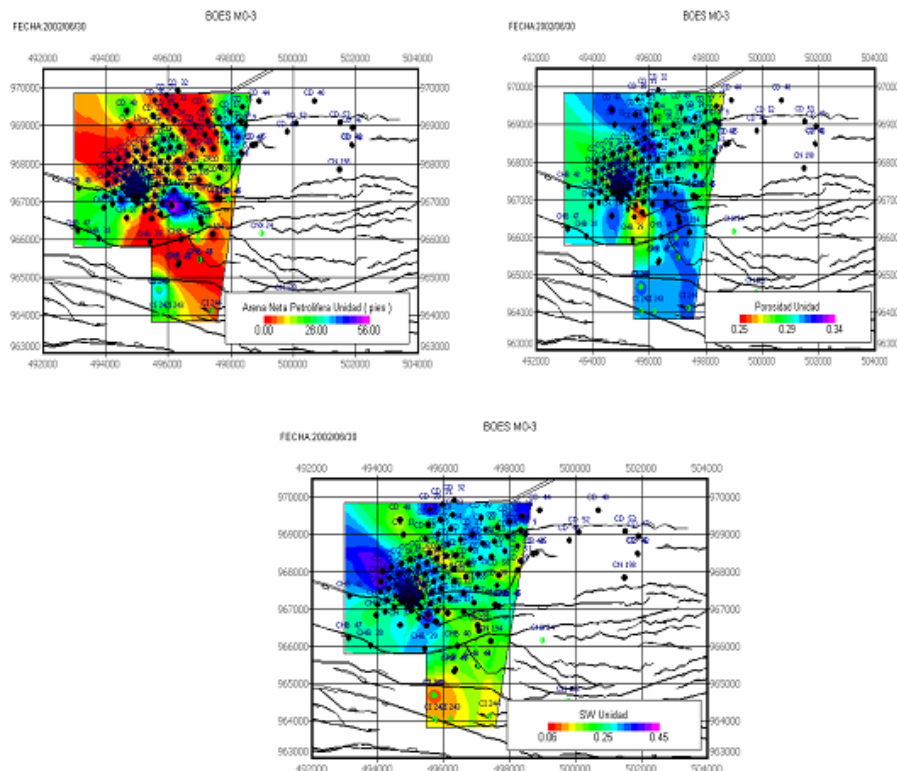


Figura 6.2.- Mapa de isopropiedades del área O-16.

### 6.5.1.3 Cálculo del BOES volumétrico.

Por medio de la aplicación del programa OFM se multiplicaron los mapas de isopropiedades por cada una unidad de flujo (ver figura 5.3) y se cálculo el BOES como un solo yacimiento por medio de la ecuación 6.1 para el método volumétrico.

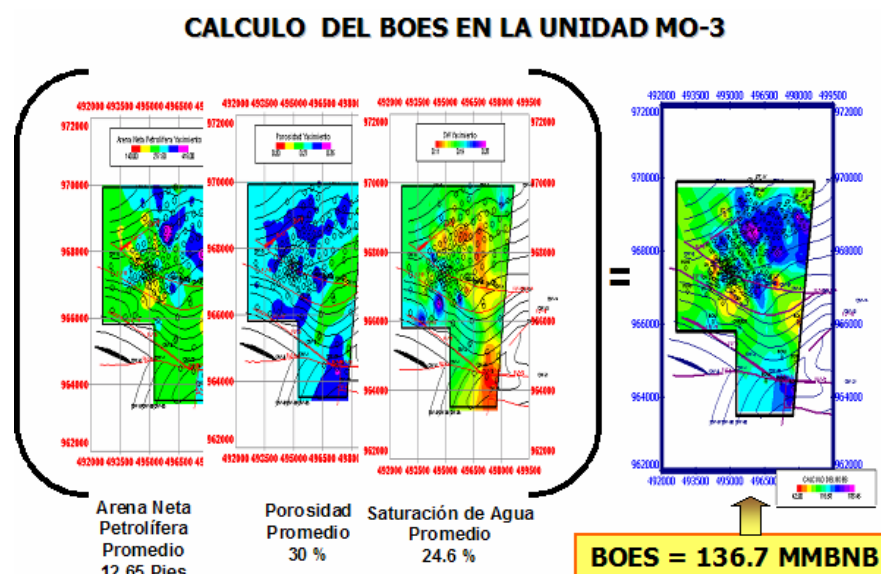


Figura 6.3.- Esquema de multiplicación de mapas para el cálculo del BOES.

Estos cálculos ser realizaron para las nueve unidades desde MO-1 a MO-9, para el área O-16.

### 6.5.2. Evaluación de las propiedades petrofísicas y el BOES.

Con las propiedades petrofísicas promedio calculadas con los mapas de celdas en OFM, se realizaron gráficos en función de las unidades geológicas para analizar estas variables en el área O-16 (ver gráfico 6.1). En el apéndice 1-B y 1-C se muestran los resultados obtenidos para esta evaluación.

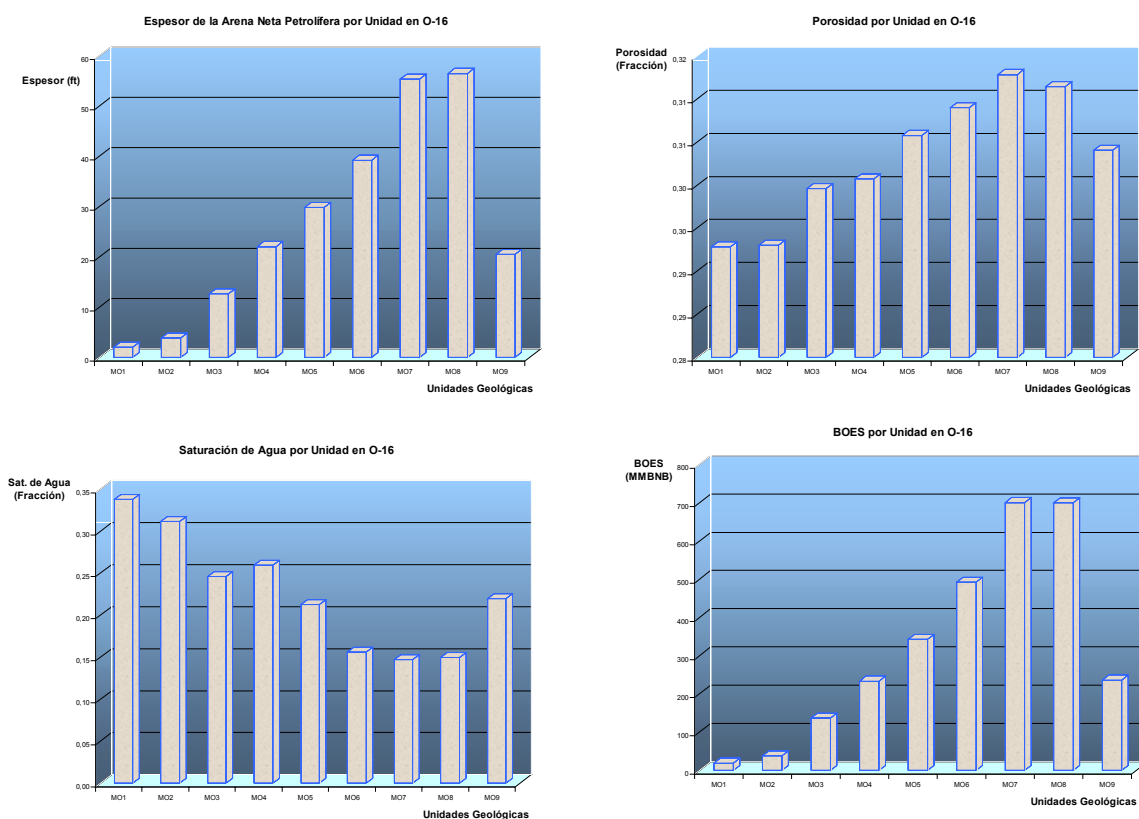


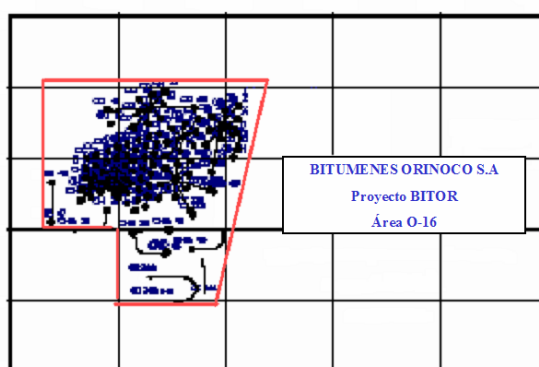
Gráfico 6.1.- Histograma de propiedades petrofísicas y BOES del área O-16.

### 6.5.3. Cálculo de las reservas remanentes.

Para el área O-16 se realizó el cálculo de las reservas remanentes utilizando el método de curvas de declinación de producción, con la herramienta de “Oil Field Manager” (OFM), donde en ella se observó para cada pozo del área tanto la curva de producción de petróleo como la tendencia del corte de agua, para así evidenciar el estado del pozo. Tal análisis se realizó para un total de 140 pozos.

Para realizar una clasificación de los pozos y estimar las reservas, se filtraron los datos en función de los pozos que se encuentran ubicados en el área O-16 como se muestra en la figura 6.4.





Cierre de Producción Actualizado Junio 2002

Figura 6.4.- Mapa esquemático del área de pozos utilizados para el estudio de declinación del área O-16.

### 6.5.3.1. Reservas remanentes pozo a pozo.

Para estimar las reservas remanentes se analizaron las curvas de producción de bitumen y de corte de agua por cada uno de los pozos para observar su estado, para ello se detallaron los comportamientos de dichas curvas presentando un ejemplo en el gráfico 6.2 del pozo vertical CC-1.

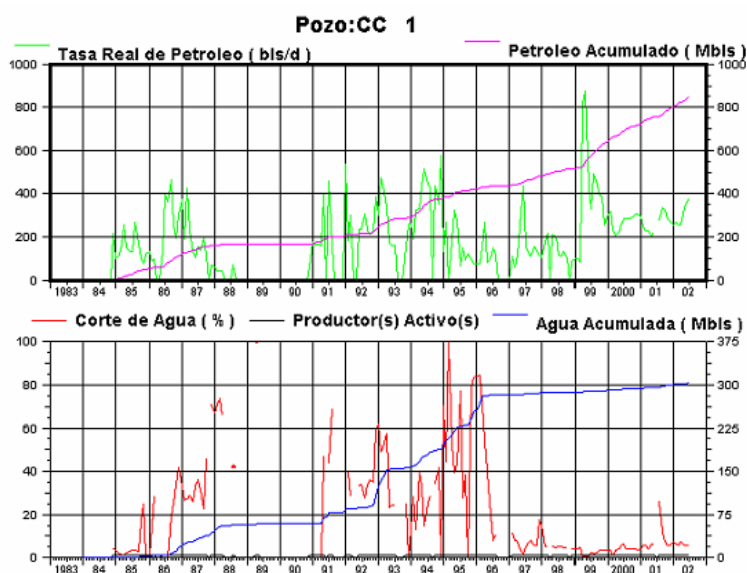


Gráfico 6.2.- Historia de producción de petróleo y agua para el pozo CC-1.

Posteriormente se graficó la tasa real de petróleo vs. el tiempo y se realiza la curva de declinación tomando en cuenta los siguientes parámetros:

- Tasa para el límite económico del pozo igual a 50 BNBD.
- Tiempo de pronóstico de aproximadamente 240 meses (20 años).
- Si el corte de agua supera el valor de 60 % la tasa de declinación del pozo, se coloca una tendencia de declinación mayor.

Al observar el gráfico 6.3 se toma en cuenta para la declinación, los puntos más representativos donde se aprecie la declinación de producción del pozo. En el apéndice 2-A se muestran las curvas para todos los pozos estudiados del área O-16.

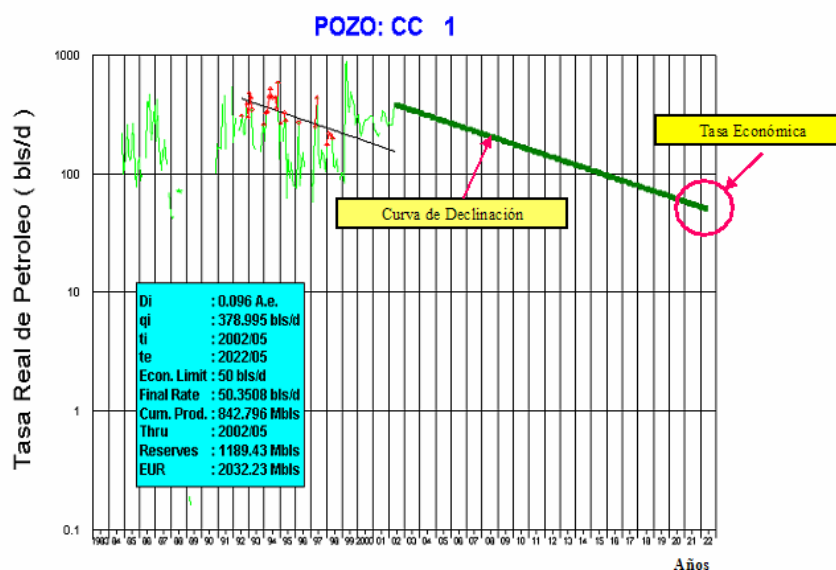


Gráfico 6.3.- Declinación de producción realizada al pozo CC-1.

Los resultados mostrados en la leyenda del gráfico 6.3 representan:

Di: Pendiente de la declinación del pozo (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 (año/mes).

Econ. Limit: Tasa límite económica (BNBD)

Final Rate: Tasa final (BNBD)

Cum. Prod: Producción acumulada (MBNB)

Reserves: Reservas remanentes (MBNB)

Todos estos parámetros se colocaron en una hoja de cálculo donde se contabilizaron las reservas totales remanentes del área total, resultando un valor de 64.1 MMBNB (ver apéndice 2-B).

### **6.5.3.2. Reservas remanentes según el corte de agua.**

Un segundo método fue empleado para obtener el valor de las reservas remanentes; este consistió en considerar un corte de agua máximo de 95% y con límite económico de 50 BNBD. Para ello se realizó lo siguiente:

Para obtener las reservas remanentes por pozo se gráfico para cada pozo el valor del corte de agua (%) en función del petróleo producido acumulado ( $N_p$ ). En estas se observaron las diferentes tendencias y se tomó para el estudio el comportamiento del último período de producción. A partir de esta ultima tendencia se extrapolo un comportamiento lineal hasta un corte de agua del 95 %, en este punto se obtiene la producción máxima acumulada que puede obtener el pozo sin ningún tipo de estimulación y con la suposición de que el pozo será cerrado en su límite económico. En el gráfico 6.4 se muestra un ejemplo para el pozo CC-1. En dicha gráfica se tiene una leyenda en la cual muestra los valores obtenidos a través de ella; se encuentra la producción acumulada hasta Junio del año 2002, las reservas totales y las reservas remanentes que no es más que la diferencia entre las reservas totales y la producción acumulada. Este

procedimiento se realizó para todos los pozos del área O-16 y son presentados en el apéndice 3-A.

Luego se cuantificaron las reservas remanentes de todos los pozos, los cuales son presentados en el apéndice 3-B, resultando un valor de reservas remanentes de 67.2 MMBNB.

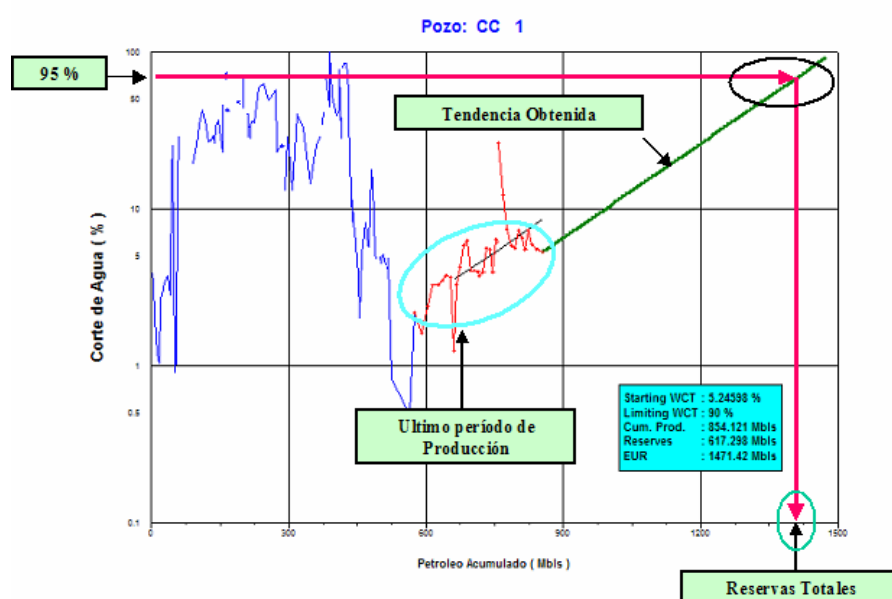


Gráfico 6.4.- Declinación de producción realizada al pozo CC-1 según el corte de agua.

### 6.5.3.3. Reservas remanentes por grupo de pozos.

Por último, se realizó un procedimiento agrupando los pozos de la siguiente manera:

- Por espaciamiento en fondo (150 y 300 m)
- Por macollas
- Pozos horizontales

Al clasificarlos, se graficó el comportamiento de producción agrupando según lo anterior y se realizó la declinación, para el siguiente caso se muestra la tendencia

obtenida con el grupo de pozos verticales que poseen un espaciamiento en fondo de 150 metros (mt.) (ver gráfico 6.5).

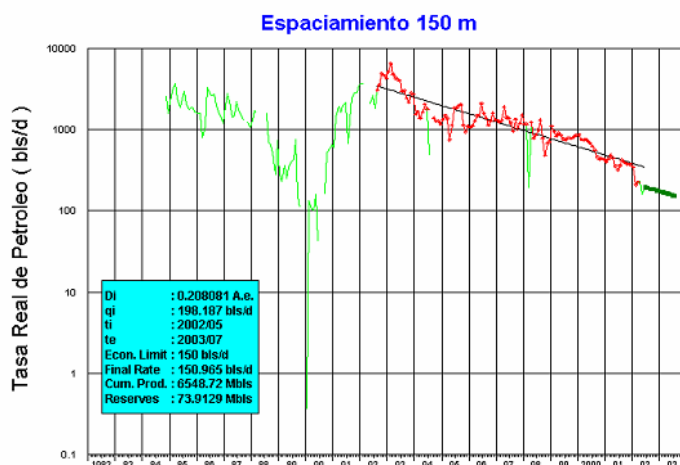


Gráfico 6.5.- Declinación de producción realizada por grupo de pozos con espaciamiento en superficie de 150 mt.

Se implementó una metodología similar para los demás grupos de pozos (ver apéndice 4-A) y se colocaron los resultados en una hoja de cálculo donde se determinó un valor de reservas remanentes de 57.5 MMBNB. (Ver apéndice 4-B).

#### 6.5.4. Validación de la prueba P.V.T. del pozo CI-210.

Las pruebas de validación fueron realizadas al P.V.T. del CI-210 (área J-20) de la muestra recombina, ya que es la única muestra de fluidos que se le ha realizado pruebas de análisis no convencionales, donde se demuestra el carácter espumante del bitumen y que ha sido válido desde el año 1998 para su utilización en el área O-16.

Las relaciones presión–volumen del fluido a 129 °F para el estudio no convencional de la muestra recombina se presenta en la tabla 6.1. En esta se presentan los volúmenes relativos ( $V_r$ ), la función “Y” registrada en el análisis y la densidad del fluido a presiones mayores que la de burbujeo ( $P > P_b$ ). La presión de burbuja es 905 lpca a 129 °F.

Presión (lpca)	Vol. Relativo	Densidad (gr/cc)	Función "Y" (Reportada)
2600	0,9908	0,9564	
2410	0,9914	0,9558	
2210	0,9922	0,9551	
2010	0,9929	0,9544	
1815	0,9937	0,9536	
1610	0,9946	0,9527	
1420	0,9955	0,9519	
1200	0,9965	0,9509	
1120	0,9969	0,9505	
1015	0,9976	0,9499	
<b>905</b>	<b>1,0000</b>	<b>0,9476</b>	
725	1,0644		3,8559
565	1,1597		3,7682
470	1,2526		3,6633
385	1,3743		3,6081
220	1,8976		3,4689
Presión de Burbujeo = <b>905 lpca</b>			

Tabla 6.1.- Resultados de la prueba P.V.T. del pozo CI-210 (muestra recombinada no convencional).

#### 6.5.4.1 Procedimiento para la validación del PVT.

Los datos reportados de un análisis PVT puede estar sujetos a errores de medición en el laboratorio, y por esto es necesario chequear su consistencia antes de usarlo en estudios de yacimiento. La validación de los resultados se hace a través de las siguientes pruebas:

- Prueba de linealidad de la función "Y".
- Prueba de balance de masas.

##### 6.5.4.1.1 Prueba de linealidad de la función "Y"

Regularmente el informe de la prueba PVT incluye una tabla con la función "Y" calculada de los datos de expansión a composición constante como que se muestra en la tabla 6.1. El valor de la función se gráfica contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión.

$$Funcion Y = \frac{(P_{sat} - P)}{P \times (V_r - 1)} \quad Ec. 6.2$$

Donde:

Pb: Presión de Burbujeo (lpc)

P: Cualquier Presión (lpc)

Vr: Volumen relativo tomado del análisis PVT (adimensional).

Para validar la linealidad de la función “Y”, se realiza una correlación lineal entre el último punto de la tabla 6.1 y el punto correspondiente a la presión de burbujeo. Con esta correlación se genera una nueva tabla de presión y función “Y” ajustada, obtenida a través de la ecuación 6.2. Se calcula el error entre la función “Y” original y la ajustada, el cual debe ser menor del 5%. En la tabla 6.2 se presentan los valores obtenidos para este procedimiento.

Presión (lpca)	Función "Y" (Reportada)	Función "Y" (Calculada)	Función "Y" Error (%)
2600			
2410			
2210			
2010			
1815			
1610			
1420			
1200			
1120			
1015			
<b>905</b>			
725	3,8559	3,8552	0,018
565	3,7682	3,7681	0,002
470	3,6633	3,6640	0,020
385	3,6081	3,6085	0,010
220	3,4689	3,4688	0,002
Presión de Burbujeo = <b>905 lpca</b>			

Tabla 6.2.- Función “Y” calculada con su respectivo error.

### 6.5.4.1.2 Validación por prueba de balance de masas para el P.V.T.

Esta prueba consiste en chequear si la relación gas-petróleo en solución ( $R_s$ ) experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a  $R_s$  calculada por balance de masas. La diferencia entre los dos valores no debe exceder de 5%.

Para realizar el balance de masas de la liberación diferencial se necesita la siguiente información obtenida del informe de la prueba PVT:

- Gravedad API del crudo residual.
- Relación gas-petróleo en solución a diferentes presiones.
- Factor volumétrico del petróleo a diferentes presiones.
- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa de liberación.
- Densidad del petróleo a diferentes presiones.

En la deducción de las ecuaciones para calcular  $R_{s_{cal}}$  se tomará como base un litro (1000 cc) de petróleo residual a condiciones normales (60 °F y 14,7 psia).

- **Condiciones a 14,7 lpc y 60 °F**

- Masa de petróleo:

$$m_{o1} = \gamma_o \times \rho_w \times 1000 \quad \dots \text{Ec. 6.3}$$

donde:

$m_{o1}$ : Masa de petróleo en la etapa 1 (gr)

$\rho_w$ : Densidad del agua (gr/cc)

$\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo, calculada con la siguiente ecuación:



$$\lambda_o = \frac{141,5}{131,5 + API} \quad \dots \text{Ec. 6.4}$$

donde:

API: Gravedad del crudo residual en °API

A estas condiciones se tiene lo siguiente:

- Masa de gas en solución:  $m_{g1} = 0$
- Volumen de gas en solución:  $V_{g1} = 0$
- Relación gas-petróleo en solución:  $R_{s1} = 0$

- **A condiciones de 14,7 lpc y T (temperatura de la prueba):**

- Masa de petróleo:

$$m_{o2} = m_{o1} \quad (\text{no varía}) \quad \dots \text{Ec. 6.5}$$

- La masa y volumen de gas en solución

$m_{g2} \neq 0$  (se calcula a partir de la ecuación 6.7 entre las etapas 2 y 3)

$V_{g2} \neq 0$  (se calcula a partir de la ecuación 6.8 en la etapa 2)

- Relación gas-petróleo en solución:  $R_{s2} = 0$

- **A condiciones de  $P_i$  y  $T_i$ :**

- Masa de petróleo:

$$m_{oi} = \rho_{odi} \times B_{odi} \times 1000 \quad \dots \text{Ec. 6.6}$$

donde:

$m_{oi}$ : Masa de petróleo en la etapa "i" (gr)

$\rho_{odi}$ : Densidad de petróleo en la etapa "i" (gr/cc)

$B_{odi}$ : Factor volumétrico del petróleo.

- Incremento de la masa de gas en solución entre las presiones  $P_i$  y  $P_{i-1}$ ,

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1} \quad \dots \text{Ec. 6.7}$$

donde:

$m_{gi}$ : Masa de gas correspondiente a una etapa de cambio de presión (gr)

- Volumen de gas en solución correspondiente a  $m_{gi}$

$$V_{gi} = \frac{379,4}{28,96 \times 454,7} \times \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} \quad \dots \text{Ec.6.8}$$

donde:

$m_{gi}$ : masa de gas en la etapa "i" (gr)

$\gamma_{gdi}$ : Gravedad específica del gas en la etapa "i"

$V_{gi}$ : Volumen de gas en PCN en la etapa "i"

379,4: Volumen de un lbmol de gas a condiciones normales.

28,96: Peso molecular del aire.

454,7: Conversión de lb a gr.

- Relación gas-petróleo ( $R_s$ ) en solución a  $p_i$

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + 159 \times V_{gi} \quad \dots \text{Ec. 6.9}$$

Significado de los subíndices:

d = diferencial

i = nivel de presión “i”

159 = Conversión de BBL a lt.

Para las otras presiones se procedió en forma similar y son presentadas las variables en la tabla 6.3.

Presión (lpca)	Bo	Rs medido	Densidad (gr/cc)	Grav. Gas	moi (gr)	mgi	vgi	Rs (Calc.)	Error Rs (%)
905	1,0847	107	0,9481	0,680	1028,40	1,509	0,064	94,17	11,99
750	1,0772	84	0,9533	0,686	1026,89	3,704	0,156	84,75	0,89
500	1,0695	60	0,9567	0,697	1023,19	3,030	0,125	59,92	0,13
300	1,0630	40	0,9597	0,720	1020,16	4,568	0,183	43,05	7,62
100	1,0556	14	0,9621	0,842	1015,59				

Tabla 6.3.- Parámetros utilizados en el balance de masas para el P.V.T.

### 6.5.5. Análisis de la historia de presiones.

Para el comportamiento de la presión, se tomaron las pruebas de presión estática llevadas a la profundidad de referencia (“datum”) igual a 2.600 pies bajo el nivel del mar (p.b.n.m) realizadas en los pozos del Área O-16 (ver apéndice 5-A).

#### 6.5.5.1. Procedimiento para el análisis del comportamiento de la presión.

Con los datos recopilados de la historia de presión, se realizó el gráfico 6.6 donde se muestra los puntos obtenidos al colocar la presión (lpc) vs. producción acumulada (Np) (MBNB).

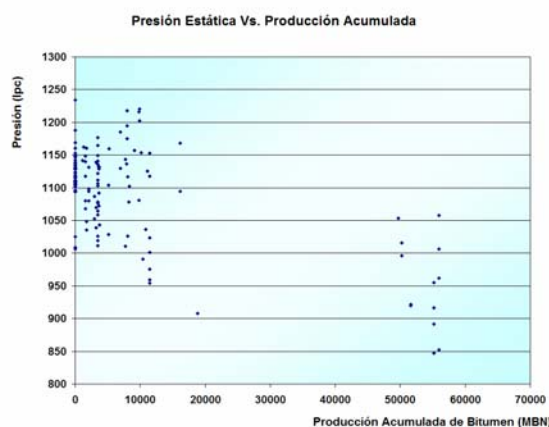


Gráfico 6.6.- Comportamiento de la presión estática en el área O-16.

Para mejorar la dispersión de puntos obtenidos en el gráfico 6.6, el cual muestra la presión vs. producción acumulada, se realizaron gráficos de las pruebas de presión por cada pozo, se colocaron dichos puntos graficados en una mesa de luz y se descartaron los valores de presión que salían fuera de un rango aceptable de valores (800 a 1200 lpc). Para observar si existía una tendencia clara por sectores, se parceló el área por grupo de pozos para definir una mejor tendencia, en el apéndice 5-B se muestra el listado de pozos que poseen prueba de presión estática por cada celda. También se utilizó como base para descartar valores, aquellos que estuvieran por encima de la presión hidrostática inicial a un nivel de 2600 pies de profundidad como se muestra en el ejemplo del cálculo a partir de la ecuación 6.10.

$$P = 0,433 * Pr\ of \quad Ec. 6.10$$

Donde:

P: Presión (lpc).

Prof: Profundidad (pies)

0,433: Factor de conversión.

Sustituyendo nos queda:

$$P = 0,433 * 2600 \text{ pies}$$

$$P = 1125,8 \text{ lpc}$$

Además los pozos donde la presión estática no tiene correspondencia con la producción acumulada del pozo.

En el apéndice 5-C se muestran las tendencias por cada celda de trabajo tomadas para el estudio.

En el gráfico 6.7 se muestra la tendencia que más se ajusta a la dispersión de los puntos, tomando como base los pozos con nomenclatura "C1" y en el apéndice 5-D el listado de los pozos que están incluidos en esta tendencia.

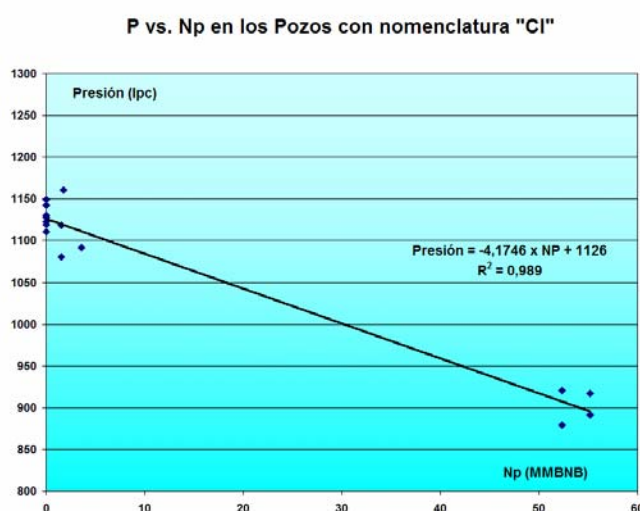


Gráfico 6.7.- Comportamiento de la presión estática para los pozos con nomenclatura "C1".

#### 6.5.5.2. Estimación de la presión inicial del yacimiento.

Para obtener el estimado de la presión inicial del yacimiento, se toma la ecuación obtenida en el gráfico 6.7 que se muestra a continuación:

$$P = -4.1746 \times N_p + 1126 \quad \text{Ec. 6.14}$$

Donde:

P: Presión (lpc)

Np: Producción acumulada (MMBNB)

Para el comienzo de la vida activa del yacimiento, se considera para el cálculo de la presión inicial un  $N_p = 0$  MMBNB y se sustituye en la ecuación 6.14 obteniéndose una presión inicial de 1126 lpc.

### 6.5.5.3. Estimación de la presión actual del yacimiento.

Para obtener la presión actual del yacimiento, se tomó el comportamiento de la presión de los pozos “C1”, realizando el cálculo según la ecuación 6.14. Para el comienzo del presente estudio, se considera para dicha estimación como fecha el mes de Junio del año 2002. Para esta fecha el área O-16 alcanzó una producción acumulada de 67.45 MMBNB. Sustituyendo dicho valor en la ecuación 6.14 se tiene:

$$P = (-4.1746 \times 67,45) + 1126$$

$$P = 823 \text{ lpc}$$

Como resultado se obtiene una presión actual de aproximadamente 823 lpc, en el yacimiento del área O-16 para Junio del 2002.

### 6.6.- Revisión del modelo estático creado en la plataforma “Irap 6.2”.

El modelo estático de los yacimientos del área O-16 fue creado por el equipo de estudios integrados de Bitor en INTEVEP en la plataforma Irap 6.2 de Roxar. A continuación se muestra la ventana principal utilizada en el programa RMS-Irap 6.2 para revisar las variables del modelo (ver figura 6.5).

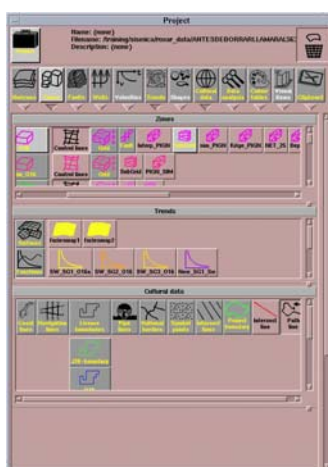


Figura 6.5.- Ventana principal del programa “Irap-RMS”.

En éste se tiene un grid en el cual se pueden observar los horizontes que fueron definidos a través de la superficies de máxima inundación, las unidades genéticas (arenas) y la ubicación de los pozos con su trayectoria (ver figura 6.6).

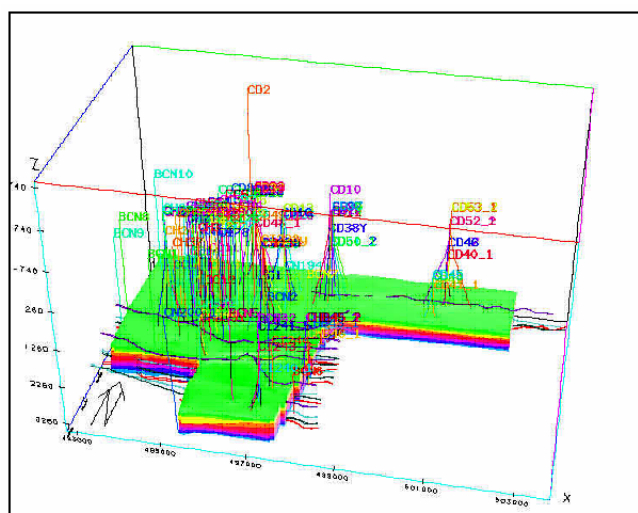


Figura 6.6.- Modelo estático del área O-16 en la plataforma "Irap-6.2".

Además en dicho modelo se tienen instalados los perfiles de porosidad, saturación de agua, permeabilidad, volumen de arcilla (Vsh), los cuales son la base para el cálculo de la función "J" en el programa "Geo2flow".

Estos perfiles digitales fueron comparados con perfiles originales para constatar su veracidad, por otro lado, se utilizó la plataforma "Openworks" para comparar con los que se encuentran en Irap 6.2. En esta revisión se encontró que la curva de permeabilidad no era la correcta por presentar valores muy bajos. Observando la figura 6.7 se tiene que la curva de permeabilidad (KINT) expresada en milidarcies (mD) posee la mayor parte de la curva en la sección del Miembro Morichal con valores menores a 100 mD, lo cual no corresponde, ya que dichas arenas poseen valores de permeabilidad que en el menor de los casos es de aproximadamente 4000 mD promedio en la unidad MO-1, razón por la cual se debió crear un nuevo proyecto introduciendo una nueva curva de permeabilidad corregida e importando los horizontes, unidades genéticas, trayectoria de los pozos, las curvas

petrofísicas, las fallas geológicas principales, para generar un nuevo modelo con los datos corregidos.

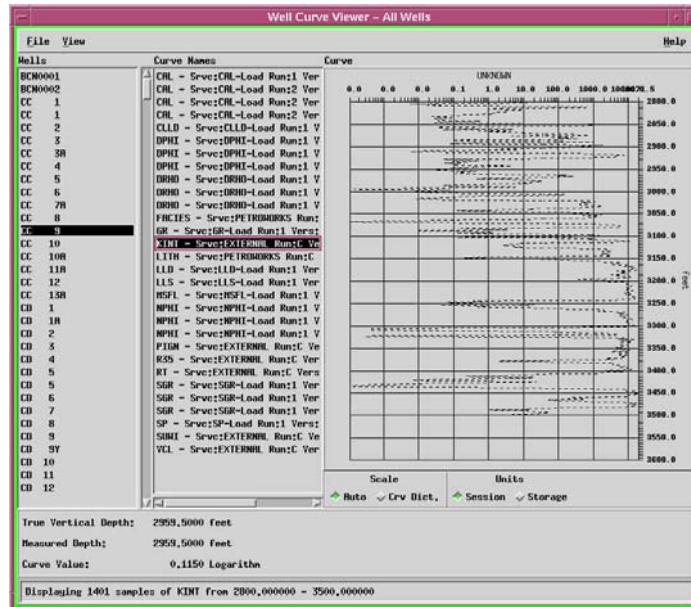


Figura 6.7.- Ventana en la plataforma “Openworks” donde se encuentran las curvas de propiedades petrofísicas por pozo.

El procedimiento de carga de datos en el programa Irap 6.2 tuvo inconvenientes a la migración de archivos, ya que Intevp tenía un formato diferente al que utiliza la plataforma “Irap 6.2” lo que motivo a realizar cambios de formato de diferentes maneras como archivo “\*.las” e importando desde la plataforma “Geoframe” sin tener éxito. Por ultimo, se tuvo que cargar las curvas importándolas desde la plataforma “Openworks”, tomando en cuenta que deben realizarse por grupo reducido de pozos ya que el software necesita suficiente memoria de la computadora para trabajar eficientemente.

Además, se chequearon las profundidades en los registros de 157 pozos que presentan correlaciones petrofísicas. En cuanto a la plataforma de “Openworks” se revisaron los pozos uno a uno porque existían problemas de duplicidad en las curvas.



A través de este modelo estático se pueden diferenciar sectores según las fallas principales, las cuales van a ser utilizadas para el estudio de la compartimentalización del yacimiento. El área O-16 está dividida en seis (6) regiones, las cuales se presentan en la figura 6.8.

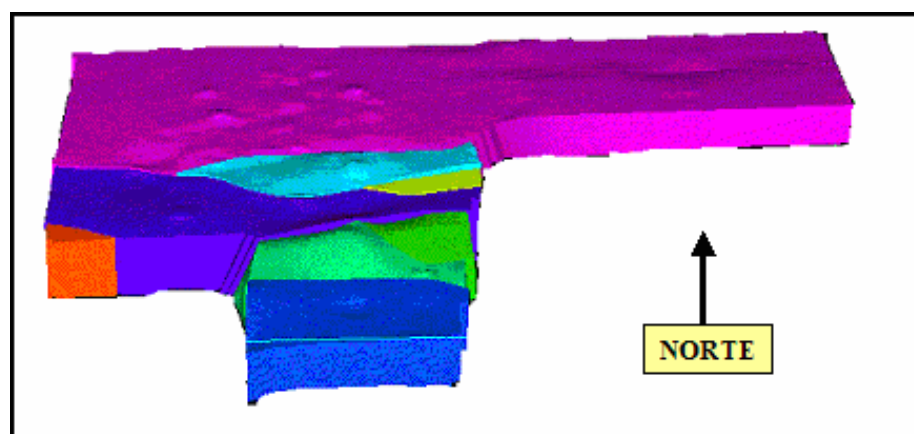


Figura 6.8.- Regiones principales en el área O-16 visualizadas en la plataforma "Irap-6.2".

### 6.7.- Análisis de la función "J"

La función "J" de Leverett derivada de perfiles de pozos, es utilizada para complementar la información del modelo geológico y así reducir la incertidumbre del modelo estático del área O-16 de Bitor.

Para ello, la técnica de esta metodología fue aplicada en un programa computarizado llamado "Geo2flow" (ver capítulo IV) creado por la empresa O'Meara Consulting, el cual se utilizó para obtener los objetivos propuestos en este trabajo.

En primera instancia, se realizó un adiestramiento para un manejo básico del programa por parte del personal de la empresa, sin contar con un manual de

operación, ya que todavía se encontraba en fase experimental, por lo cual el aprendizaje en muchos casos fue por ensayo y error. A continuación se explicará el procedimiento utilizado y el alcance obtenido.

### **6.7.1 Creación de la base de datos en el programa “Geo2flow”.**

Para obtener la base de datos utilizada en el programa “Geo2flow” es necesario poseer la plataforma “IRAP-RMS”, de donde se realiza una conexión y se importa del modelo estático la información de los registros de pozos tales como; porosidad, permeabilidad, saturación de agua inicial, profundidad medida, curvas de facies y arcillosidad.

Por otro lado, se le introducen variables como las unidades de medida, fases de los fluidos, PVT del bitumen (ver apéndice 6) y agua, tensión interfacial y ángulo de contacto entre los fluidos petróleo y agua derivadas de pruebas de laboratorio. (Ver apéndice 7).

En total se cargaron 157 pozos que poseen datos petrofísicos, y las curvas de presión capilar de dos pozos pertenecientes al área vecina de Cerro Negro y el pozo CI-74 del área J-20 de Bitor, al sur del área O-16.

### **6.7.2 Función “J” derivada de muestras de núcleos.**

Como primer paso, se estudiaron las curvas de la función “J” derivada de los datos de presión capilar provenientes de la muestra de núcleos, para ser comparadas con la función “J” derivada de los perfiles sintéticos creados por INTEVEP introducidos en el programa “Geo2flow” (ver figura 6.9). La prueba de presión capilar realizada a un núcleo se encuentra en el pozo CI-74 al Sur del área O-16, específicamente en el área J-20. Aquí no se pudo obtener información debido a que esta muestra de núcleo se encuentran fuera del área O-16 de Bitor.

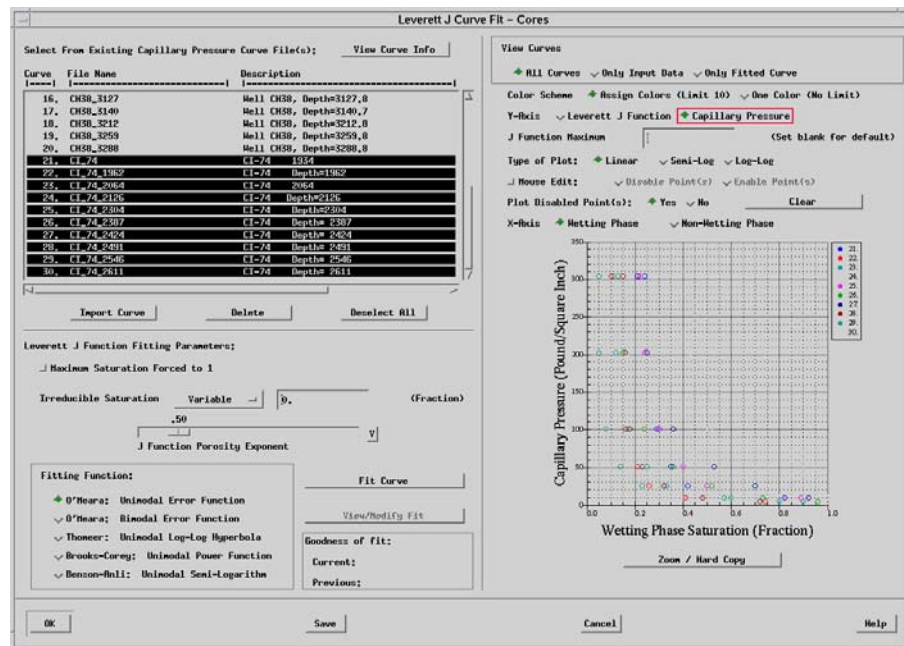


Figura 6.9.- Curva de presión capilar de la muestra de núcleo del pozo CI-74 vista a través de una ventana del programa “Geo2flow”.

### 6.7.3 Comprobación de la calidad de los registros de pozos.

Se realizó una revisión de las curvas de la función “J” para cada pozo, con el fin de comprobar la calidad de los registros sintéticos introducidos en el modelo estático. Se identificaron 40 de los 157 pozos que desplegaron alta dispersión en las curvas de la función “J” de Leverett derivada de perfiles de pozos. Como resultado de la revisión de los 40 pozos, el petrofísico de Estudios Integrados de INTEVEP recomendó que se retiraran de éste análisis 4 pozos altamente desviados debido a su cuestionable calidad en los datos, y se presentaron estos detalles en los pozos horizontales, por lo cual para el análisis se hizo hincapié en los pozos verticales e inclinados.

### 6.7.4 Procedimiento para la identificación de los niveles de agua libre.

Para identificar el nivel de agua libre (“FWL”) en un pozo en particular, se usan los registros o las medidas de la función “J” derivada de perfiles, para guiar el cambio de desplazamiento del valor de la función “J”. Existe un dato puntual que se

perderá porque éste puede tener una presión capilar negativa si el nivel de agua libre será un valor justo por encima de este punto (ver figura 6.10).

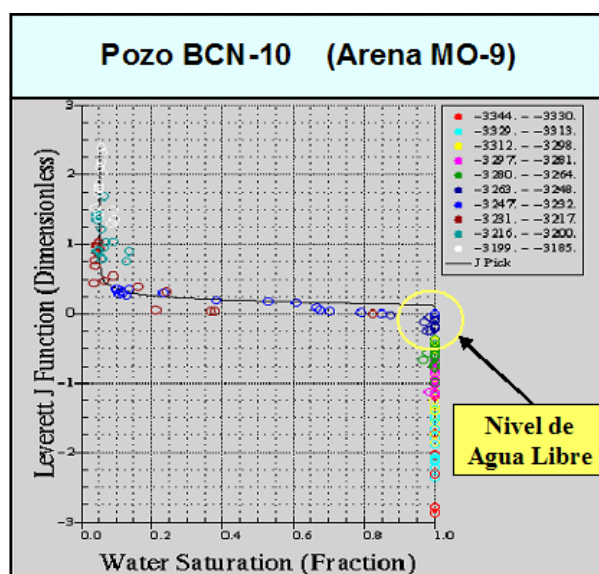


Figura 6.10.- Nivel de agua libre según la función “J” en el pozo BCN-10.

Si el nivel de agua libre (FWL) es la profundidad a la cual la arena se encuentra 100% saturada de agua y a partir de este punto comienza la etapa de transición de la curva de función “J” (ver figura 6.11).

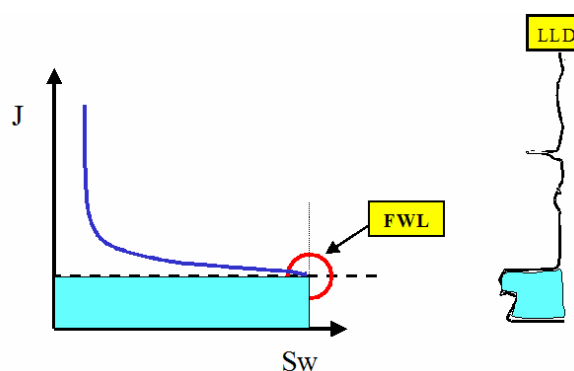


Figura 6.11.- Comparación del nivel de agua libre obtenido mediante la función “J” y por medio de un registro de resistividad.

Para obtener con exactitud este nivel, en primer término se realizó una revisión de los pozos que observaron el contacto agua-bitumen según los registros de pozos

## Capítulo VI.- Metodología de Trabajo

originales, los cuales estaban registrados en el historial de la zona. Dicho listado fue revisado en conjunto con el petrofísico de Estudios Integrados de INTEVEP, para así tener la base de datos certera de los contactos de agua-bitumen original (CABO). A continuación se presenta el listado de los pozos que vieron contacto en el área O-16 (ver tabla 6.4):

POZO	MD	TVD	EMR	TVDSS
BCN-1	3400	3400	271	3129
BCN-8	3485	3485	271	3214
BCN-9	3476	3476	269	3207
BCN-10	3520	3520	280	3240
CC-13	3488	3488	268	3220
CD-17	3742	3476	278	3198
CD-19	3496	3496	282	3214
CD-21	3761	3495	303	3192
CD-22	3760	3496	282	3214
CD-23	4238	3499	303	3196
CD-30	3750	3491	282	3209
CD-31	3730	3496	282	3214
CD-32	4180	3502	282	3220
CD-33	3760	3489	282	3207
CD-34	3840	3492	282	3210
CD-35	4214	3475	278	3197
CH-1	3388	3388	287	3101
CH-3	3402	3402	288	3114
CH-4	3418	3418	293	3125
CH-12	3414	3414	287	3127
CH-13	3423	3423	287	3136
CH-14	3420	3420	291	3129
CH-16	3418	3418	293	3125
CH-19	3941	3450	282	3168
CH-31	3642	3444	282	3162
CH-32	3629	3434	282	3152
CH-37	3408	3408	294	3114
CI-77	3382	3382	279	3103
CI-78	3394	3394	279	3115
CI-81	3400	3400	290	3110
CI-82	3414	3414	288	3126

**Leyenda:**

- POZO:** Nombre del Pozo  
**MD:** Profundidad Medida en pies  
**TVD:** Profundidad Vertical en pies  
**EMR:** Elevación de la Mesa Rotaria en pies  
**TVDSS:** Profundidad bajo el nivel del mar en pies

Tabla 6.4.- Profundidad del contacto agua-bitumen orginial vistos en registros.

Para obtener veracidad del procedimiento planteado y corroborar que la función “J” presenta un valor confiable, se utilizó por otra parte la plataforma “Openworks” donde se tienen digitalizados los registros de pozos que vieron contacto de agua petróleo (ver apéndice 8) y se comparó el nivel de agua libre (FWL) obtenido en la

plataforma “Geo2flow” con el contacto agua-bitumen original (CABO) observado en los registros como se presenta en la figura 6.12 donde se muestra el pozo BCN-1 que presentó el CABO a una profundidad de 3129 (p.b.n.m) y en el programa “Geo2flow” resultó una profundidad de 3129.5’ (p.b.n.m).

### Comparación del nivel de agua libre (FWL)

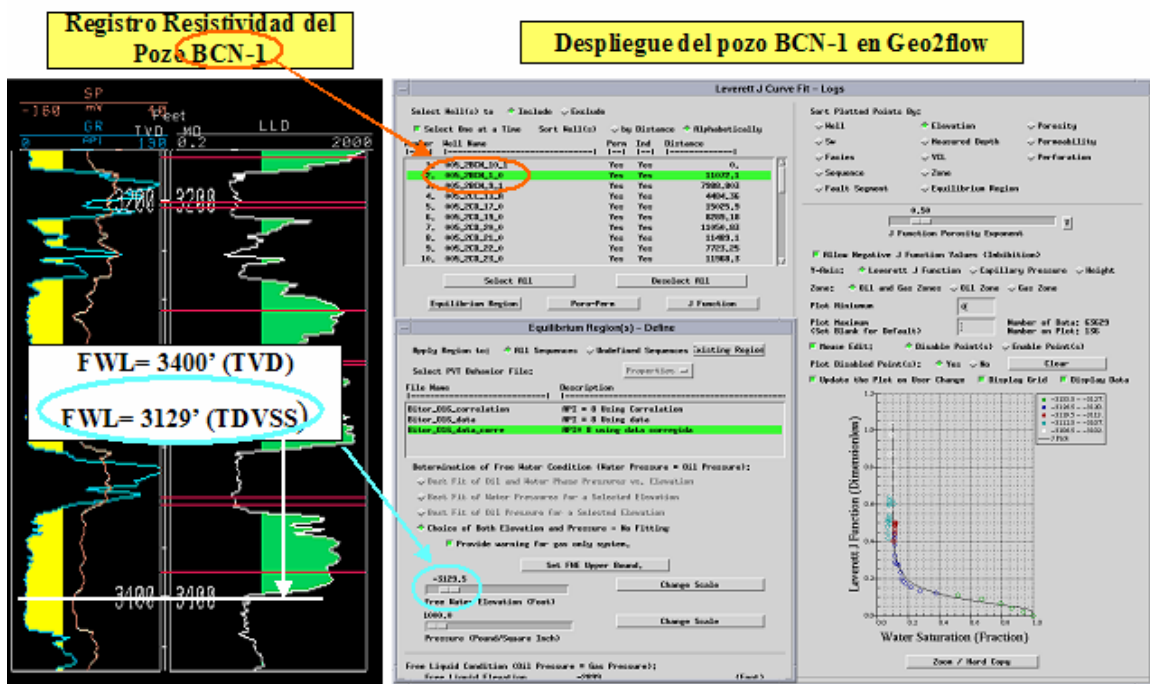


Figura 6.12.- Despliegue de las ventanas de trabajo utilizadas para el cálculo del nivel de agua libre para el pozo BCN-1.

#### 6.7.5 Mapa de contactos agua-bitumen.

Al obtener los niveles de agua libre (FWL) correspondiente a los pozos que vieron contacto de agua-bitumen original (CABO) en los registros originales de pozos, se procedió a agruparlos en profundidades con una tolerancia de  $\pm 10$  pies. En el programa “IRAP-RMS” se agruparon los pozos y se visualizaron por niveles de agua libre, para observar los sectores y su ubicación en el área (ver apéndice 9).

Dichos pozos fueron colocados en un mapa estructural al tope de la arena MO-9 para obtener los diferentes contactos de niveles de agua libre (FWL) en el área

O-16 (ver apéndice 10). Este mapa del nivel de agua libre obtenido se comparó con el mapa realizado en el estudio integrado de Intevep para los contactos agua-bitumen (ver anexo 1).

Por otro lado, se realizó un catálogo de curvas de función “J”, presión capilar y altura sobre el nivel de agua libre versus saturación de agua, para los pozos que vieron contacto de agua-bitumen original (ver apéndice 11).

### 6.7.6 Mapa de pozos en transición.

Al tener identificados las zonas de contacto agua-bitumen (CABO), se realizó un estudio de los pozos que se encuentran en período de transición con dichos CABO. Para ello, se fijó el nivel de agua libre en el programa “Geo2flow” y se colocó el grupo de pozos correspondientes a ese nivel, se trazó una curva de función “J” para este grupo y posteriormente se solaparon sobre ésta cada uno de los pozos de la lista total. Si la dispersión de puntos del pozo mostrado concordaba con dicha curva se dice se encuentra en transición a ese nivel de agua libre. En la figura 6.13 se muestra un ejemplo del procedimiento anterior para un nivel de 3115 pies.

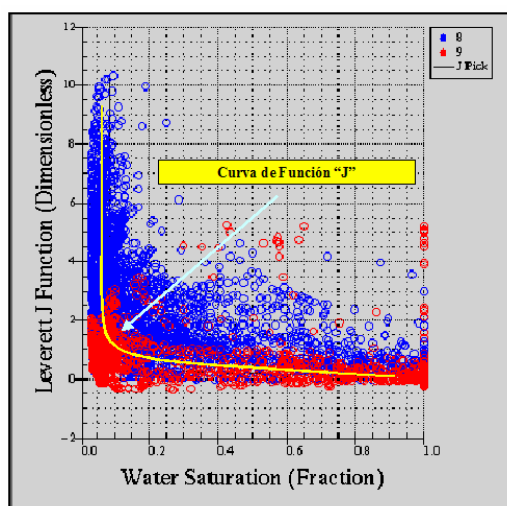


Figura 6.13.- Curva de función “J” a una profundidad de 3115’ para el estudio de las arenas MO-8 y MO-9.

Este análisis sólo pudo realizarse para las arenas inferiores MO-8 y MO-9 por su cercanía al acuífero, para todos los contactos de agua-bitumen obtenidos, y de allí la importancia del estudio, para tener identificadas las zonas saturadas altamente de agua y su posible movimiento en el área O-16. En el apéndice 12 se muestran los mapas interpretados para las arenas MO-8 y MO-9.

### **6.7.7 Mapas de “J-Facies”.**

Utilizando la información obtenida en los mapas de contacto agua-bitumen y comportamiento de la transición, apoyándonos para ello, los mapas de arena neta de las unidades MO-8 y MO-9 (ver anexo 2), se procedió a realizar un mapa de “Facies” para cada unidad, resultado de la función “J”, en este caso llamada “J-Facies”.

A partir de las zonas de transición y los espesores de arena neta total, se identificaron cuatro (4) “J-Facies” para la arena MO-9 y tres (3) “J-Facies” para la arena MO-8 (ver apéndice 13). Dichas regiones de “J-Facies”, fueron comparados con los mapas de sedimentación del ultimo modelo estático realizado por Intevp, para las unidades MO-8 y MO-9 (ver anexo 3).

### **6.7.8 Limitaciones del estudio.**

Los alcances de los objetivos planteados en un principio no se pudieron lograr en su totalidad, debido a los problemas que surgieron a raíz del cese de las actividades de la industria petrolera, durante los meses de Diciembre del 2002 y Enero del 2003. En ese momento los sistemas de redes de computación que manejan las bases de datos del proyecto no se encontraban operativos, razón por la cual no se pudo lograr la totalidad del objetivo final, que era identificar la mayor cantidad de J-facies posibles. Sin embargo, los resultados obtenidos tienen un aporte significativo para próximas actualizaciones de los Estudios Integrados de Yacimientos, pudiendo ser utilizada para los estudios de simulación del área O-16.



---

---

## **CAPITULO VII.- ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

---

---

## VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

### 7.1.- Modelo Geológico.

#### 7.1.1 Modelo Estructural.

Para el momento del estudio (Julio 2002) un equipo multidisciplinario de INTEVEP integró los datos existentes en el área obteniendo principalmente que la estructura es un monoclinall fallado con un suave buzamiento de 3° a 4° en dirección norte.

Anteriormente (interpretación estructural 1997)<sup>3</sup>, se encontraban dos fallas principales que dividían el área O-16 en los yacimientos MOR-90, MOR-91 y una sección de MOR-92, interpretadas de una línea sísmica de 2D que pasa por el centro del área.

A través de un proceso de integración sísmica se tomaron la sísmica 3D del módulo MPE-2 y la sísmica 3D del área de Cerro Negro (área vecina) y se extendieron las fallas principales mediante un software corrigiéndose éstas mediante datos petrofísicos tomando en cuenta los topes de basamento. Este proceso dió como resultado un sistema de fallas principales y secundarias que corren en dirección Este-Oeste, con alto buzamiento.

No se determinaron el carácter sellante de este sistema de fallas, por lo cual para el presente estudio se consideró el área O-16 como un solo yacimiento.

#### 7.1.2 Modelo Estratigráfico.

En lo que respecta al modelo estratigráfico, anteriormente las arenas del Miembro Morichal se encontraba dividido en intervalos denominados O-11 a O-16. Después del estudio integrado de INTEVEP fue dividido el miembro Morichal en nueve unidades genéticas (MO-1 a MO-9), interpretados dichos topes geológicos a partir de correlaciones por un método de cronoestratigrafía secuencial, que radica en el tiempo de depositación. Con ello se toma en cuenta las superficies de inundación tales como; paquetes de carbón, carbonatos, lutitas, así como también tendencias

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

transgresivas y regresivas, y distintos tipos de ambientes de sedimentación (marino, fluvial, deltaico, continental, etc).

Para correlacionar las unidades genéticas (MO-1 a MO-9) del Miembro Morichal de la Formación Oficina, se utilizó como criterio para su interpretación las superficies máximas de inundación (“MFS”). Hay que destacar que en ciertos sectores del área O-16, motivado al efecto erosionante de los procesos transgresivos y regresivos, desaparecen ciertas unidades superficies de inundación internas (paquetes de lutita, carbón, etc) del Miembro Morichal, creando la conexión entre las arenas (coalescencia), los cuales se observaron en algunos registros de pozos. En la figura 7.1 se muestran los registros petrofísicos para el pozo CD-20, donde se destaca el fenómeno de coalescencia en las unidades MO-5 a MO-7 y MO-8 a MO-9 resaltados en el registro de Gamma Ray (GR) y potencial espontáneo (SP).

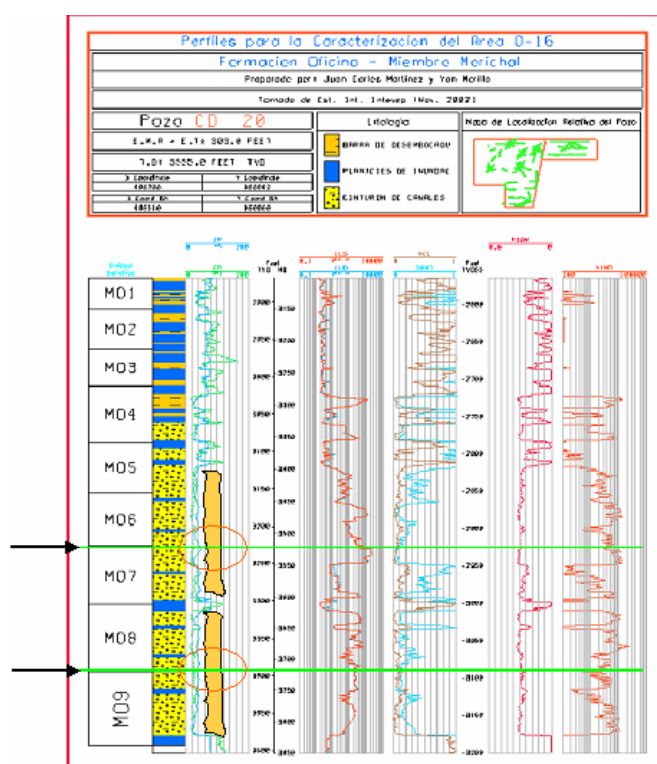


Figura 7.1.- Coalescencia en los paquetes de arena observado en el pozo CD-20.

### 7.1.3 Modelo Petrofísico.

En cuanto al modelo petrofísico, en un principio se realizaron mapas de isopropiedades utilizando para ello la herramienta O.F.M. Se analizaron las propiedades para cada una de las arenas del Miembro Morichal (MO-1 a MO-9). Es importante recalcar que el programa O.F.M. afina la interpolación en la zona donde se encuentra la mayor densidad de pozos.

Por otro lado, se realizó una revisión al último modelo petrofísico realizado por el grupo de Estudios Integrados de INTEVEP.

#### 7.1.3.1.- Arena neta petrolífera.

Por medio del análisis petrofísico en el área O-16 se pudo observar que las unidades MO-7 y MO-8 poseen el mayor espesor de arena neta petrolífera. Se tiene una tendencia de incremento desde la unidad MO-1 a MO-8 (ver gráfico 7.1), debido a los diferentes ambientes de depositación desde el tope del Miembro Morichal, siendo un ambiente deltaico desde MO-1 a MO-3, con espesores entre 3 y 18 pies, un ambiente transicional desde MO-4 a MO-6, con espesores que van desde 22 a 38 pies y un ambiente fluvial en las unidades restantes MO-7 a MO-9 con espesores aproximados de 55 pies, con excepción de la unidad MO-9 que se encuentra por encima del basamento con un espesor de 20 pies.

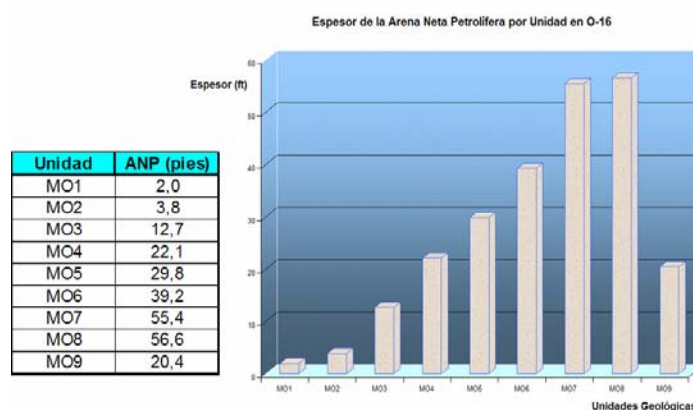


Gráfico 7.1.- Histograma de arena neta petrolífera en el área O-16.

### 7.1.3.2.- Porosidad.

En cuanto a la porosidad se tiene que en las arenas superiores (MO-1 a MO-3) los valores oscilan entre 24 y 34%, concentrando la distribución hacia un valor promedio de 29,3 % creciendo hacia la unidad MO-3.

Lo que concierne a las arenas intermedias se observa un incremento con valores desde 27 a 33 %. Mientras que las arenas inferiores aumentan los valores de porosidad en las unidades MO-7 y MO-8 con valores entre 28 y 35%, pero disminuyendo en la arena MO-9 por su cercanía al basamento. Los valores promedios de porosidad oscilan entre 29,3 y 30,4%, encontrándose los poros mas grandes en las arenas MO-7 y MO-8.

Este comportamiento incremental del tope a la base del Miembro Morichal desde las arenas MO-1 a MO-8 (exceptuando la unidad MO-9) se debe principalmente a los ambientes de sedimentación (ver gráfico 7.2). En el primer sector (MO-1 a MO-3) se tiene un ambiente deltaico, el cual posee mayor cantidad de arcillas que disminuyen la porosidad de la arena. Luego una etapa transicional (MO-4 a MO6) entre un ambiente deltaico y fluvial que incrementa sus valores y por último un ambiente fluvial caracterizado por canales trenzados que aumenta en el espacio poroso.

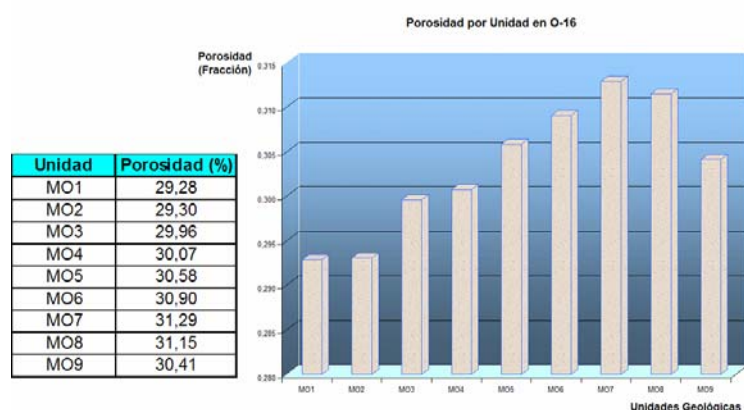


Gráfico 7.2.- Histograma de porosidad en el área O-16.

**7.1.3.3.- Saturación de agua inicial.**

Se observó una tendencia de decrecimiento de los valores de saturación de agua inicial desde el tope del Miembro Morichal hasta su base, con un rango promedio entre 33 y 15% exceptuando la arena inferior MO-9, la cual se incrementa por su cercanía al acuífero del yacimiento.

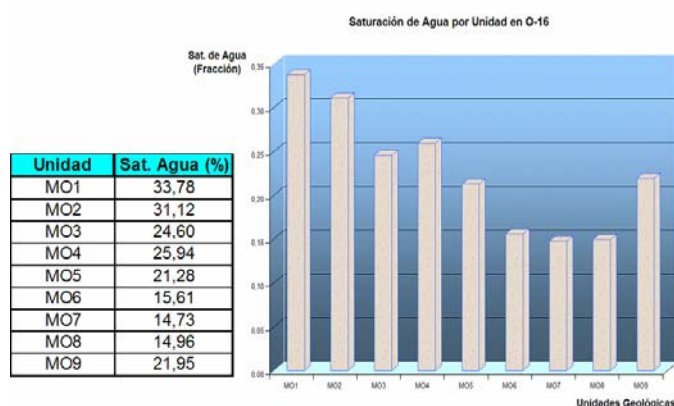


Gráfico 7.3.- Histograma de saturación de agua inicial en el área O-16.

En lo que respecta a la unidad MO-1 refleja el valor más alto de saturación de agua inicial promedio (33,78%) en el Miembro Morichal, ya que esta arena posee poco espesor y una alta arcillosidad por estar infrayacente al Miembro Yabo, el cual es predominantemente lutítico, lo que a pesar de haber sido corregida por el modelo de Waxman-Smits, aún se presenta alta saturación de agua en esa arena por la cantidad de arcilla presente.

Es importante acotar que para el cálculo de la saturación de agua inicial fue utilizado un solo parámetro de corte (“cut-off”) de resistividad para todo el Miembro Morichal, lo cual presenta incertidumbre, ya que se encuentran tres tipos de ambientes de sedimentación distintos y debería utilizarse un valor específico de corte para la resistividad para cada arena o al menos para cada ambiente de sedimentación. Esto ocurre debido a que no se posee en el área una caracterización de la salinidad del agua que puedan aportar dicha información y

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

afinar este parámetro, además de no contar con datos de núcleos confiables que garanticen un grado mayor de confiabilidad.

### 7.1.3.4.- Permeabilidad.

En cuanto a este parámetro se tiene una tendencia incremental de los valores de permeabilidad similar a la porosidad (ver gráfico 7.4). Los valores oscilan desde 1000 mD en las arenas superiores hasta 15000 mD en las arenas inferiores. Estos altos valores se deben a que son arenas no-consolidadas y a sus distintos ambientes de sedimentación.

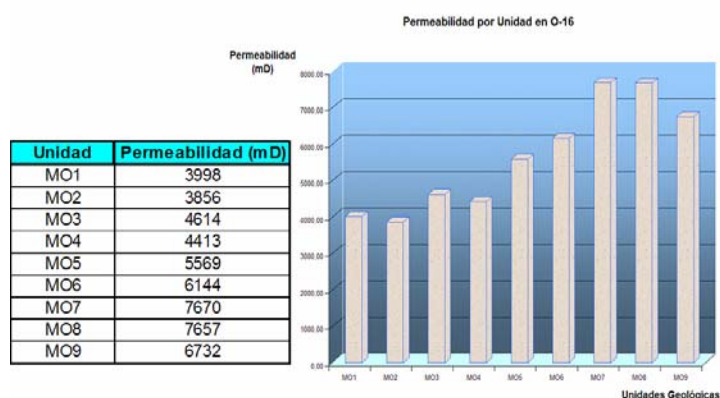


Gráfico 7.4.- Histograma de permeabilidad en el área O-16.

Se observó que las arenas con mayor permeabilidad son las unidades MO-7 y MO-8 con valores promedios aproximados de 7600 mD.

Igualmente como en las propiedades petrofísicas nombradas anteriormente, la arena MO-9 es menor su valor a la tendencia incremental del todo el Miembro Morichal por su cercanía al basamento.

Por lo anteriormente expuesto, se puede decir que las arenas que presentan mejor calidad de roca en las unidades MO-7 y MO-8 reflejadas en la tabla 7.1.

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

Unidad	ANP (pies)	Porosidad (%)	Sat. Agua (%)	K (mD)
MO1	2,0	29,28	33,78	3998
MO2	3,8	29,30	31,12	3856
MO3	12,7	29,96	24,60	4614
MO4	22,1	30,07	25,94	4413
MO5	29,8	30,58	21,28	5569
MO6	39,2	30,90	15,61	6144
MO7	55,4	31,29	14,73	7670
MO8	56,6	31,15	14,96	7657
MO9	20,4	30,41	21,95	6732

Tabla 7.1.- Propiedades petrofísicas de las arenas del Miembro Morichal en el área O-16.

Por último, se realizó los promedios ponderados por espesor de arena neta petrolífera de las propiedades petrofísicas por cada unidad, las cuales son presentadas en la tabla 7.2.

Parámetros	Valor
Porosidad ponderada por espesor (%)	30,83
Saturación de Agua ponderada por espesor (%)	18,01

Tabla 7.2.- Propiedades petrofísicas del área O-16 ponderadas por ANP.

### 7.2.- Análisis del BOES.

A continuación se presenta en la tabla 7.3 los resultados de las variables involucradas en el cálculo del BOES para las nueve unidades desde MO-1 a MO-9 tales como; arena neta petrolífera (ANP), porosidad, saturación de agua inicial y BOES por cada unidad representadas en la parte superior de la tabla, y en la parte inferior se presenta el área superficial, el factor volumétrico del petróleo (Boi) utilizado en el cálculo y luego la arena neta petrolífera total. Al final de la tabla, se muestra el valor del bitumen original en sitio en el yacimiento por área cuantificada. El BOES total obtenido para el área O-16 es de 2817.7 MMBNB.



<b>CÁLCULO DEL BOES PARA EL ÁREA O-16</b>				
<b>Unidad</b>	<b>ANP (pie)</b>	<b>Porosidad (frac.)</b>	<b>Sat. Agua (frac.)</b>	<b>BOES (MMBNB)</b>
MO-1	2.0	0.293	0.338	17.9
MO-2	3.8	0.293	0.311	35.5
MO-3	12.7	0.300	0.246	132.8
MO-4	22.1	0.301	0.259	227.9
MO-5	29.8	0.306	0.213	331.7
MO-6	39.2	0.309	0.156	472.6
MO-7	55.4	0.313	0.147	683.8
MO-8	56.6	0.311	0.150	691.7
MO-9	20.4	0.304	0.219	223.9
<b>Área Superficial (acres)</b>				<b>6455</b>
<b>Factor Volumétrico del Petróleo Inicial (Boi) (BY/BN)</b>				<b>1.0833</b>
<b>Arena Neta Petrolífera Total (pie)</b>				<b>242</b>
<b>BOES (MMBNB)=</b>				<b>2817.7</b>

Tabla 7.3.- Parámetros petrofísicos y BOES para el área O-16.

La cantidad de bitumen original en sitio (BOES) depende de las propiedades petrofísicas analizadas anteriormente, trayendo como consecuencia que la arena MO-8, una de las cuales posee mejor calidad de roca, es aquella que presenta mayor cantidad de BOES con un valor de 691.7 MMBNB. Aquí se comprueba que dicha unidad tiene el mayor espesor de arena neta petrolífera (56 pies) y se encuentra entre los más bajos niveles de saturación de agua inicial (14,96 %) (ver tabla 7.1.).

Además se tienen que los valores reportados (Plan Maestro 1997)<sup>3</sup> de las propiedades petrofísicas son las siguientes (ver tabla 7.4):

<b>Parámetros</b>	<b>Valor</b>
Arena Neta Petrolífera (pies)	258
Porosidad (%)	32
Saturación de Agua (%)	18
Factor Volumétrico del Petróleo Inicial (Boi) (BY/BN)	1.0833
<b>BOES (MMBNB)</b>	<b>3129.5</b>

Tabla 7.4.- Propiedades petrofísicas reportadas por Bitor.

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

Al ser comparado los valores obtenidos mediante la herramienta OFM y de los libros oficiales se tiene la siguiente tolerancia (ver tabla 7.5):

<i>Propiedad Petrofísica</i>	<i>Error (%)</i>
Arena Neta Petrolífera	6.2
Porosidad	3.75
Saturación de Agua Inicial	0
BOES	9.96

Tabla 7.5.- Diferencia porcentual entre las propiedades petrofísicas reportadas y las calculadas.

La dispersión del BOES (9.96%) es producto de la diferencia entre los parámetros de corte petrofísicos (“cut-off”) utilizados en el estudio del Plan Maestro 1997<sup>3</sup> versus el último modelo petrofísico presentado por INTEVEP (2002), en el cual se obtuvo una considerable reducción de la arena neta petrolífera (ANP) alrededor del 6%.

Otro factor que afecta los resultados es la interpolación que realiza el programa O.F.M de los mapas de celdas (“grid map”) de las propiedades petrofísicas, ya que no existe una interpolación rigurosa donde no existe información en los pozos, disminuyendo considerablemente su efectividad de estimación de parámetros.

### 7.3.- Reservas remanentes recuperables.

Para obtener las reservas recuperables del yacimiento en el área O-16 se utilizó la ecuación 7.1:

$$\text{Reservas Recuperables} = \text{BOES} \times Fr_{\text{oficial}} \quad \text{Ec. 7.1}$$

Donde:

BOES: Bitumen original en sitio (MMBNB).

$Fr_{\text{oficial}}$ : Factor de recobro oficial.

Sustituyendo, las reservas recuperables de bitumen son:

$$\text{Reservas Recuperables} = 2817.7 \text{ MMBNB} * 0.122 = 343.8 \text{ MMBNB.}$$

Las reservas remanentes se calculan con la ecuación 7.2:

$$\text{Reservas Remanentes} = \text{Reservas Recuperables} - \text{Bitumen Producido Acumulado} \quad \text{Ec.7.2}$$

Sustituyendo en la ecuación 7.2 las reservas recuperables y el bitumen producido se tiene que las reservas remanentes del yacimiento son:

$$\text{Reservas Remanentes} = 343.8 \text{ MMBNB} - 67.45 \text{ MMBNB} = 276.30 \text{ MMBNB}$$

Las reservas remanentes desarrolladas son aquellas que se producen sin modificar los mecanismos de producción. A través de la herramienta O.F.M. se realizó éste cálculo utilizando tres métodos distintos para corroborar el resultado.

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

---

El primer método consistió en realizar una declinación mecánica de la producción de bitumen a través del tiempo, trabajando pozo a pozo, obteniéndose unas reservas remanentes desarrolladas de 64.1 MMBNB y tomando en cuenta el bitumen producido arrojó un factor de recobro de 4,67%.

En el estudio de las reservas remanentes pozo a pozo se observó que la tasa de declinación en los pozos verticales está en el orden del 15%, tendiendo en algunos casos a incrementarse debido a los altos cortes de agua, lo que influye en la tasa de producción de bitumen actual, que es relativamente baja y no garantiza que se puedan extraer muchas reservas de los pozos verticales. Otro factor influyente es la condición mecánica del pozo, ya que estos son los más antiguos y el taponamiento progresivo del empaque con grava por arena del yacimiento, hace que la tasa de producción disminuya considerablemente.

En lo que respecta a los pozos desviados y reentrys se observó una declinación de alrededor del 12%, y en algunos casos aumenta considerablemente. Los pozos horizontales por su parte, presentaron una declinación anual promedio de 8%, tomando en cuenta para la fecha del presente estudio se realizó la declinación a pozos que solo tienen dos años de producción, lo cual no representa el comportamiento de producción que tendrán a posteriori. Además, es importante recalcar que se encontraban pozos horizontales nuevos con apenas producción de un mes, los cuales no se tomaron en cuenta para este análisis porque no se tenían aún sus datos de producción.

El segundo método empleado consistió en considerar un corte máximo de agua del 95% y con límite económico de 50 BNBD por pozo. Se realizó la declinación para todos los pozos obteniéndose unas reservas remanentes de 67.2 MMBNB. En este análisis se observó que las reservas obtenidas en los pozos verticales fue menor, debido a que se encuentran en una zona del yacimiento donde se contabiliza alto corte de agua en su producción. En cuanto a los pozos horizontales, se tiene alta incertidumbre en la estimación de sus reservas

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

---

remanentes recuperables que el resto de los pozos, debido a la poca historia de producción que se tiene de los mismos.

Por último, se realizó una estimación de reservas remanentes por agrupación de pozos, utilizando el procedimiento de declinación de la tasa, pero agrupando los pozos por espaciamento en fondo, macollas y pozos horizontales, arrojando unas reservas remanentes de 57.5 MMBNB, alejándose este valor obtenido de los métodos anteriores por la no discretización de los pozos (ver apéndice 4-A y 4-B).

En el apéndice 2-B se presentan las reservas remanentes de todos los pozos, con las respectivas variables utilizadas para la estimación, obteniéndose unas reservas remanentes desarrolladas de 64.1 MMBNB, para el caso de declinación de la tasa. Tomando en cuenta la producción acumulada arrojó 67,45 MMBNB, se obtiene unas reservas recuperables de 131,55 MMBNB.

Por otro lado, las reservas estimadas por las curvas de logaritmo de agua versus bitumen producido acumulado se obtuvo un valor de 67.2 MMBNB y agregando la producción de bitumen acumulado de 67,45 MMBNB se obtiene 134,65 MMBNB.

Los métodos anteriores presentan una diferencia en el valor de las reservas remanentes recuperables, debido a la sensibilidad que existe en la estimación de las curvas por la pendiente de la declinación utilizada en el cálculo.

Teniendo en cuenta que el BOES obtenido en el área O-16 es de 2817.7 MMBNB, se obtuvo un factor de recobro del 4,67 %, sin cambios en el plan de explotación, por lo cual debe realizarse un estudio a profundidad del yacimiento para disminuir la tasa de declinación del bitumen, analizando los problemas referentes a la producción con alto corte de agua. De este modo, aumentar la productividad y las reservas recuperables.

### 7.4.- Comportamiento de los fluidos (PVT)

Se realizó una prueba de validación al P.V.T. del pozo CI-210 (muestra recombinada no-conveccional), siendo el ensayo más parecido al comportamiento espumante del bitumen que se encuentra en este yacimiento.

Si la curva de la función "Y" resulta una recta perfecta, indica que la presión de burbujeo medida en el laboratorio es correcta, en caso contrario, puede ser que se encuentre subestimada o sobreestimada la presión de burbujeo.

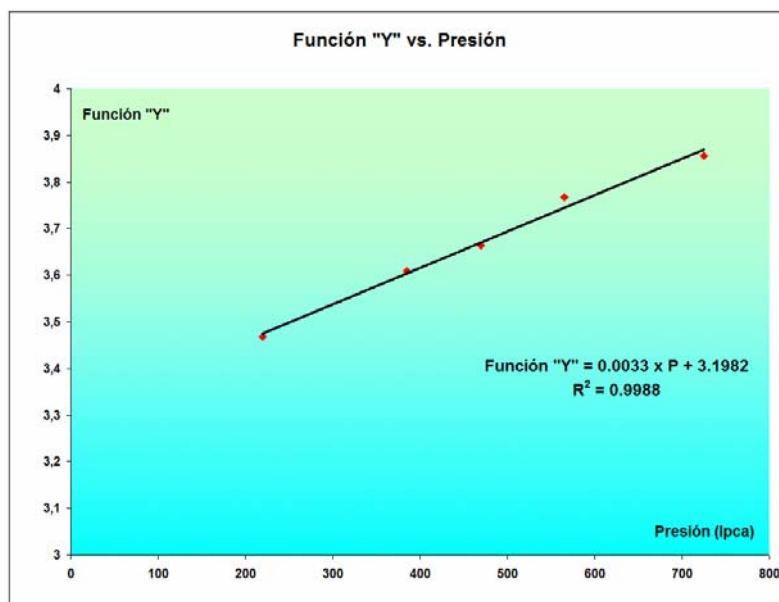


Gráfico 7.5.- Linealidad de la función "Y" para el análisis PVT

En el gráfico 7.5 se muestra la linealidad de la función "Y" y se obtienen errores menores del 5% para todos los puntos entre la función "Y" reportada en el análisis P.V.T. y la función "Y" calculada.

Por otro lado, se realizó un método de validación por balance de masas, en el cual se compara la relación gas-petróleo (Rs) medido para cada presión y el valor calculado mediante dicho procedimiento. En la tabla 7.6 se muestran los valores obtenidos:

Presión (lpca)	Rs (medido) (PCN/BN)	Rs (Calc.) (PCN/BN)	Error Rs (%)
905	107	94,17	11,99
750	84	84,75	0,89
500	60	59,92	0,13
300	40	43,05	7,62

Tabla 7.6.- Diferencia entre relación gas-petróleo disuelto (Rs) medida y calculada. Según los resultados se observa un error mayor al 5%, el cual se debe a que en la presión de burbujeo (905 lpc), puede interferir en la medición el efecto espumante del bitumen, donde el gas se libera del seno del líquido pero quedan burbujas dispersas y discontinuas. En el gráfico 7.6 se muestra la tendencia del Rs medido y calculado, donde se aprecia la diferencia solo en el punto de presión de burbujeo (905 lpc).

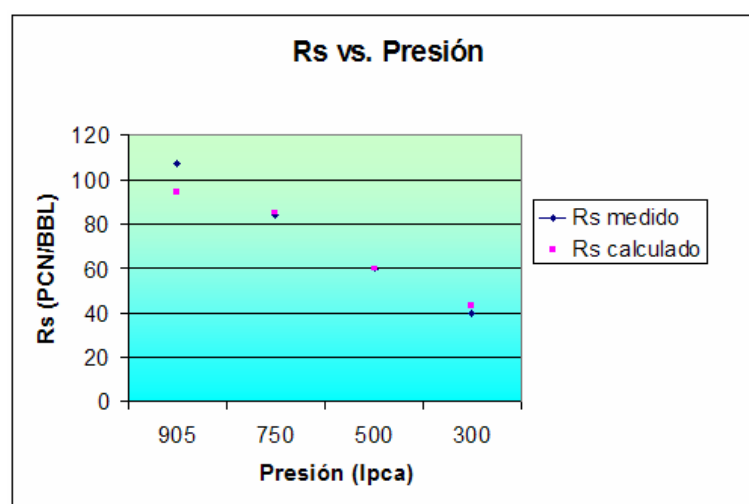


Gráfico 7.6.- Relación gas petróleo medida y calculada en función de la presión.

### 7.5.- Historia de presiones.

Para el comportamiento de la presión se tomó en cuenta las mediciones de presión estática realizadas a todos los pozos a lo largo de la vida productiva del área O-16. Estas presiones son llevadas a la profundidad de referencia ("Datum") a una profundidad de 2600 p.b.n.m. (pies bajo el nivel del mar).

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

En primera instancia se observó una dispersión alta de los puntos en la gráfica de Presión vs. Producción acumulada, que incluso para la misma fecha de prueba a pozos cercanos existe diferencias hasta de 200 lpc. (ver gráfico 7.7).

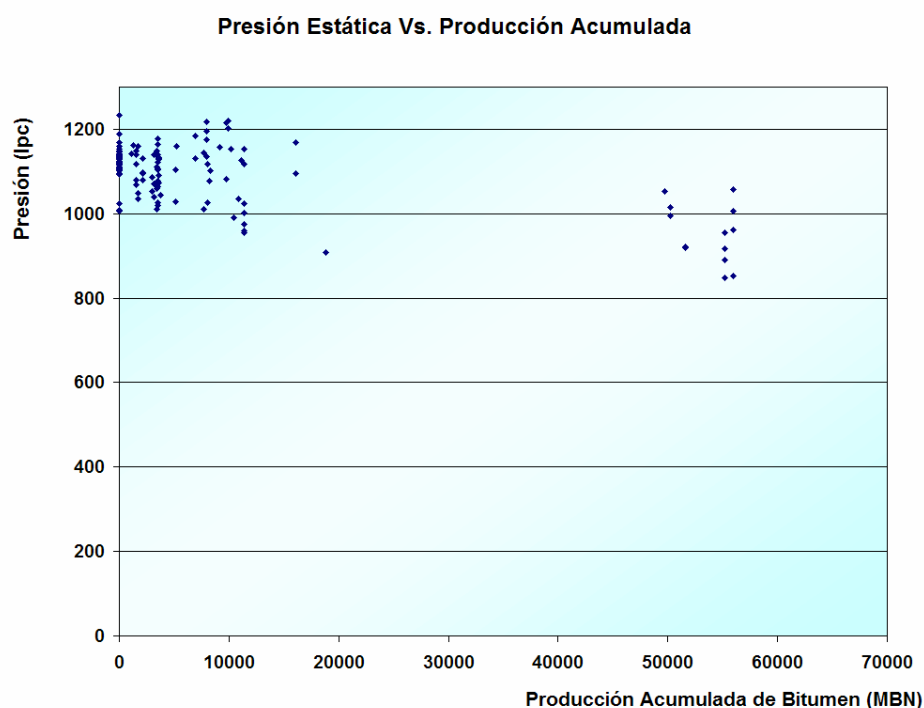


Gráfico 7.7.- Presión estática versus producción acumulada para todos los pozos en el área O-16.

Al observar tal dispersión de puntos, se procedió a evaluar cual era la discrepancia de dichos valores, para ello se revisó el procedimiento para la toma de las pruebas de presión en la carpeta de pozos y se observó lo siguiente:

- Para bajar la herramienta dentro del pozo hasta el objetivo, era necesario disminuir la viscosidad del fluido dentro del pozo agregando agua caliente, haciendo que se produzca interferencia en la onda de presión dentro del pozo.
- El cierre del pozo se realizaba en superficie y no en fondo, creando otra perturbación al sistema.



## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

- El tiempo de cierre era de aproximadamente doce horas, lo cual es muy poco para un crudo con alta viscosidad.
- Al llevar las mediciones de presión estática a la profundidad de referencia (“datum”), se utilizó un gradiente que no corresponde al fluido dentro del pozo, ya que existe una mezcla de agua, bitumen y diluyente que no fue contabilizado.

Al final se tomó la tendencia de los pozos con nomenclatura “C1” (ver gráfico 7.8) para establecer la tendencia final del comportamiento de la presión del yacimiento. Estos pozos son de característica vertical y se encuentran aproximadamente en el centro del campo.

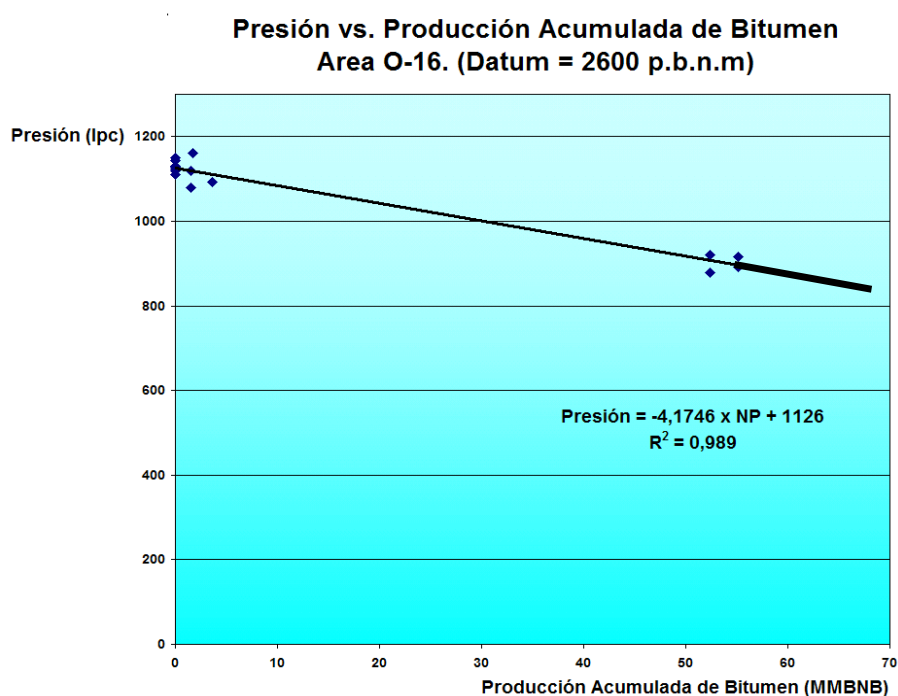


Gráfico 7.8.- Comportamiento de la presión estática en el área O-16.

Es necesario recalcar que se utilizó una tendencia lineal debido a que no existen pruebas de presión estática en la parte intermedia de la historia de producción del yacimiento, complicándose la manera de utilizar otra tendencia que no sea la

lineal. En el siguiente gráfico se muestra la tendencia que más se ajusta a la dispersión de los puntos.

Con la tendencia de la curva obtenida en la historia de presión se tiene la información de que la presión inicial del yacimiento es de 1126 lpc y una presión actual del yacimiento para Junio del 2002 de 823 lpc.

### 7.6.- Función “J” de Leverett.

Mediante la técnica de la Función “J” de Leverett y el programa Geo2flow fue posible obtener una descripción de los niveles de agua libre en la arena MO-9 y los pozos que encuentran en transición en las arenas MO-8 y MO-9, además de la identificación de algunas “J-facies” presentes en la unidad MO-8 y MO-9. A continuación se presentan los resultados y análisis obtenidos de esta investigación:

#### 7.6.1 Variables involucradas en la función “J”.

En la ecuación de la función “J” (ver ecuación 7.3) están involucradas variables petrofísicas cada una de ellas presenta un grado de incertidumbre las cuales se explican a continuación:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad \text{Ec. 7.3}$$

Donde:

$J_{sw}$  = Función adimensional de saturación del fluido mojante.

$P_c$  = Presión Capilar (dinas/cm<sup>2</sup>)

$\sigma$  = Tensión interfacial (dinas/cm)

$\theta$  = Angulo de contacto (grados)

$k$  = permeabilidad (cm<sup>2</sup>)

$\phi$  = Porosidad (fracción)

- Porosidad ( $\phi$ ): Algunos de los datos de porosidad fueron tomados de los registros de densidad pero en aquellos donde no existe tal registro se realizó una correlación basándose en el registro de Gamma Ray, lo que añade cierta incertidumbre en la variable. La ecuación 7.4 presenta la correlación, donde GR está en API y porosidad en fracción:

$$\text{Porosidad} = 0.3772 - (0.00352 \times GR) \quad \text{Ec. 7.4}$$

- Permeabilidad (k): Es originada a partir de una correlación en función de la porosidad y del radio de garganta de poro (R35), donde ésta última tiene alta incertidumbre porque las pruebas especiales realizadas al núcleo existente no son confiables y dicha muestra pertenece a un pozo que se encuentra fuera del área O-16. Por otro lado, esta correlación presenta como resultado la permeabilidad al aire, la cual no fue corregida a permeabilidad real por no poseer un núcleo preservado en buenas condiciones para realizar dicha prueba. La ecuación que genera la permeabilidad al aire en mD, incluyendo la porosidad ( $\Phi$ ) en fracción y en radio de garganta de poro (R35) en  $\mu\text{m}$ , se presenta en la ecuación 7.5:

$$K_a = 10^{\frac{(\text{Log } R35 + 0.523 \times \text{Log } \Phi - 0.255)}{0.565}} \quad \text{Ec. 7.5}$$

- Saturación de Agua ( $S_w$ ): La saturación de agua fue calculada utilizando la relación de Waxman-Smits y la resistividad del agua obtenida con la salinidad del agua, donde esta última no posee una buena caracterización, por lo cual aumenta la incertidumbre.
- Presión Capilar ( $P_c$ ): Este parámetro se calcula por medio de las densidades de los fluidos provenientes del análisis P.V.T. del pozo CI-210 que es un pozo que se encuentra fuera del área O-16 pero es el que más se ajusta a la simulación de yacimientos.

- Ángulo de contacto ( $\theta$ ): El comportamiento de humectabilidad fue tomado de una prueba especial de laboratorio realizada en un área vecina a Bitor, por la poca confiabilidad del mismo en el área. Para ello, se fijó un valor correspondiente de un ángulo de contacto de  $30^\circ$  a condiciones de yacimiento.
- Tensión Superficial ( $\sigma$ ): Este valor fue tomado de una prueba especial de laboratorio realizada en un área vecina a Bitor. Para ello, se fijó un valor correspondiente de tensión superficial de 30 dinas/cm a condiciones de yacimiento.

Los parámetros petrofísicos mencionados anteriormente y utilizados en la función “J” de Leverett, pueden disminuir su incertidumbre si se realiza la adquisición de toma de núcleos, con el fin de obtener entre otros, una correlación núcleo-perfil y pruebas especiales de desplazamiento, para mejorar el modelo petrofísico.

### 7.6.2 Parámetros petrofísicos y calidad de los registros.

Se pudo notar mediante la función “J” de Leverett que la correlación usada en el modelo estático para las curvas petrofísicas en las unidades superiores (MO-1 y MO-2) tienen cierta dispersión en los datos producto que estas unidades son arcillosas y de bajo espesor. Esto sumado a la falta de resolución de las herramientas de perfilaje de pozos y carencia de datos provenientes de núcleos que permitan mejorar las correlaciones utilizadas para estas unidades en los actuales momentos.

Por otro lado, a través de la función “J” se verificaron que los parámetros de corte (“cut-off”), utilizados para establecer las correlaciones, el cual es idéntico para todas las arenas del Miembro Morichal. Ello no debería ser así, ya que los ambientes de sedimentación son distintos y con las curvas de la función “J”, se aprecia una dispersión que sólo disminuye en las arenas intermedias, donde las arenas van de medianamente arcillosa a excelente calidad. Pero esta incertidumbre se debe, a que no se tiene una descripción exacta de los ambientes de sedimentación por la carencia de una muestra de núcleo confiable.

En el programa Geo2flow es posible ajustar los datos de la función “J” para conformar una sola tendencia para un grupo de pozos en un determinado sector del yacimiento, entre estas opciones se encuentra poder manipular los exponentes pertenecientes a la Ecuación de Archie, pero no es posible, ya que la ecuación es aplicable a un volumen de arcilla menor al 5% y en el área es mayor a éste. Por lo tanto, para este yacimiento fue utilizada las correlaciones de Simandoux.

Existen cambios en los parámetros petrofísicos cuando la herramienta está cerca de la zona basal, y frecuentemente es apagada en esos niveles. Esto trae como consecuencia que los valores calculados de; porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad (K), y saturación de agua ( $S_w$ ) no sean confiables cerca del basamento y aumenten considerablemente su valor. Las ecuaciones utilizadas para calcular los parámetros de porosidad, permeabilidad y saturación de agua, están correlacionadas al Miembro Morichal y cuando este llega a basamento cambian los valores considerablemente. También se debe a que llegando al fondo del pozo el GR se dispara a cero y la permeabilidad aumenta bruscamente. Existen algunos valores de permeabilidad en el orden de 34.000 mD y VCL=0 como el pozo CC-13.

### 7.6.3 Análisis de las curvas de la función “J”.

En las curvas de Función “J” derivada de los datos de núcleos, no se hizo hincapié en su estudio, ya que estas pruebas especiales pertenecen a pozos que se encuentran fuera del área O-16.

Debido a la dispersión de puntos observadas mediante las curvas de la función “J” de las curvas petrofísicas derivada de las correlaciones, fue necesario revisar las curvas de la función “J” pozo a pozo y chequear con los registros originales las discrepancias observadas.

En el pozo CH-12 y CH-14 se observa una gráfica de la función “J” que cumple con las correlaciones, se presenta una curvatura que no es consistente y una

trayectoria irregular comparado con la función “J” ideal (ver figura 7.2). Se verificó este fenómeno en los registros originales de los pozos, encontrándose espesores pequeños que presentan arcillosidad, que producen este efecto en el comportamiento de la función “J”.

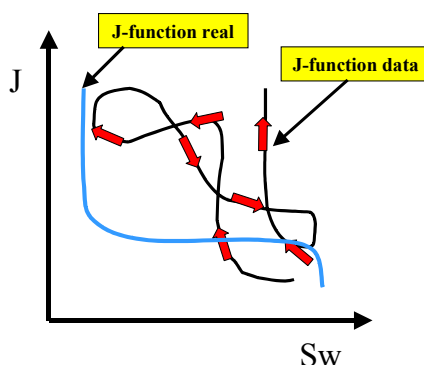


Figura 7.2.- Tendencia de la función “J” encontradas en los pozos CH-12 y CH-14.

En los pozos CI-77, CI-78 y CI-82 del área O-16, se presentó la tendencia de la curva de la función “J” presentada en la figura 7.3. Dicho corte en la curva, es posible a una zona de paso de agua que quedó más arriba, quedando impregnado de petróleo irreducible. Se observaron en los registros y se verificó un pico en el valor de resistividad, posiblemente el bitumen quedó atrapado en esa arena delgada.

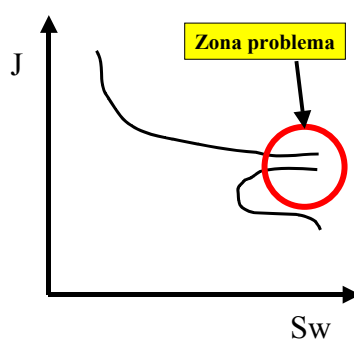


Figura 7.3.- Tendencia de la función “J” encontradas en los pozos CI-77, CI-78 y CI-82.

Al final de la observación de las curvas de la función “J” para todos los pozos, se tomaron para el estudio los pozos verticales e inclinados, ya que la dispersión de

puntos en los pozos horizontales y altamente desviados no permite un análisis de ellos. Este inconveniente se debe a la calidad de los registros, por lo cual debe realizarse un procedimiento para mejorar dichos perfiles.

### 7.6.4 Niveles de agua libre.

Es importante señalar, como la función “J” puede hacer un buen trabajo para estimar las elevaciones de agua libre, que es un procedimiento vinculado a los perfiles de saturación de agua. Primero, se notó que el nivel de agua libre estimado por el programa, se encuentra por debajo de los contactos agua petróleo estimados por INTEVEP, provenientes de los perfiles de saturación de agua. Cada contacto de agua-bitumen (contrario a los niveles de agua libre), son estimados identificando donde hay un significativo incremento de la saturación de petróleo en el registro. En contraste, la función “J” derivada de perfiles puede usar valores lejanos por encima del contacto para ayudar a definir el nivel de agua libre. Valores bajos (cerca de cero) de la función “J” derivada de perfiles son usados para definir los niveles de agua libre. Tales valores pueden existir porque los datos ocurren cerca de los contactos (poca diferencia entre el nivel de los datos y el nivel de agua libre).

Por otro lado, toma valores bajos de la función “J” cuando la permeabilidad es baja. Así, alta saturaciones de agua que aparecen muy lejos de los contactos, pueden también contribuir a estimar el nivel de agua libre. En este procedimiento, la mayoría de los datos en pozos son usados para estimar su nivel de agua libre, que puede ser usada para estimar el contacto exclusivamente del perfil de saturación.

El contacto de agua-bitumen de un pozo a otro puede ser variable, porque el período de transición de la presión capilar es distinto a lo largo del yacimiento, pero cuando se estudia el nivel de agua libre, se toma la premisa que es constante en ese nivel, puede cambiar un poco con el buzamiento del yacimiento, debido a la irregularidad de la superficie, pero para este caso no aplica por poseer poco

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

buzamiento ( $3^{\circ}$  a  $4^{\circ}$ ). En el caso de tener un grupo de pozos en estudio, es necesario tomar un nivel de agua libre promedio en el grupo de estudio.

En la tabla 7.7, se muestran los valores del contacto agua-bitumen registrados por Intevep a través de los perfiles de pozos, y a su vez se muestran los niveles de agua libre obtenidos mediante la técnica de la función "J". En dicha tabla, se aprecia que existe poca diferencia de altura (en pies) entre ambos. Por lo cual, se verifica que la función "J" derivada de perfiles estima el nivel de agua libre con suficiente certeza, respaldado por los registros originales de los pozos.

**Bitor - Área O-16**

**Comparación entre los contactos de agua observados por registros y el obtenido a través de J-function**

POZO	INTEVEP	FUNCION "J"
	TVDSS	(TVDSS)
BCN-1	3129	3130
BCN-8	3214	3215
BCN-9	3207	3212
BCN-10	3240	3247
CC-13	2980	2980
CD-17	3198	3196
CD-19	3214	3213
CD-21	3192	3199
CD-22	3214	3217
CD-23	3196	3196
CD-30	3209	3211
CD-31	3214	3221
CD-32	3220	3222
CD-33	3207	3208
CD-34	3248	3254
CD-35	3197	3206
CH-1	3101	3102
CH-3	3114	3114
CH-4	3125	3130
CH-12	3127	3127
CH-13	3136	*
CH-14	3129	3135
CH-16	3125	3129
CH-19	3168	3170
CH-31	3162	3162
CH-32	3152	3152
CH-37	3114	3113
CI-77	3103	3112
CI-78	3115	*
CI-81	3110	3115
CI-82	3126	*

\* En Geo2flow no se tiene los datos completos

Tabla 7.7.- Pozos que vieron contacto agua-bitumen por registro y el nivel de agua libre calculado mediante la función "J".



Se tienen otros métodos para calcular el nivel de agua libre; el primero es mediante la curva de presión capilar ( $P_c$ ) en función de la saturación de agua ( $S_w$ ), provenientes de datos de laboratorio (ver figura 7.4), pero no pudo realizarse porque la información que se tiene de núcleos es de áreas vecinas y no garantizan el éxito del estudio.

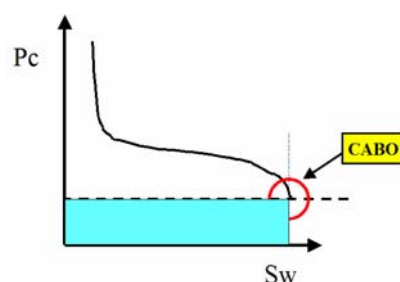


Figura 7.4.- Punto que muestra el nivel de agua libre mediante la función “J”.

El segundo método es a través de los datos de presión estática de los pozos que tienen dicha prueba, pero existen inconvenientes ya que éstas se realizaron tomando en cuenta toda la columna de fluido existente en el pozo (mezcla de agua, bitumen y diluyente), siendo no fidedigno para su análisis. Además, no se tienen pruebas de presión en la cara de la arena, para realizar un estudio más detallado del gradiente de presión en el yacimiento. Por este déficit, no pudo realizarse el cálculo del nivel de agua libre (“FWL”) mediante el gradiente de presión (ver figura 7.5).

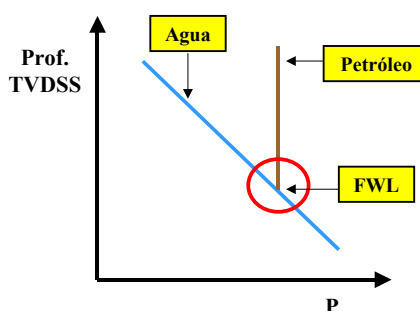


Figura 7.5.- Nivel de agua libre mediante el gradiente de presión de los fluidos.

## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

### 7.6.4.1.- Evaluación de los niveles de agua libre en el yacimiento.

Los niveles de agua libre (“FWL”) obtenidos del programa “Geo2flow” fueron agrupados por regiones en función de la profundidad determinada para cada uno de los pozos con una tolerancia de  $\pm 10$  pies. Luego, se agruparon a un valor de nivel de agua libre promedio por región y posteriormente visualizados en la plataforma IRAP-RMS. En algunos casos, la zona de nivel de agua libre atraviesan la falla geológica, pudiendo inferirse que dichas fallas sean parcialmente sellantes a nivel de las arenas inferiores, lo cual debe ser corroborado con la toma de sísmica 3D para verificar la posición del sistema de fallas geológicas, debido a la alta incertidumbre del modelo estructural. En la tabla 7.8 se muestra la agrupación de los pozos según la profundidad del nivel de agua libre (bajo el nivel del mar) y en las figuras siguientes su respectiva ubicación en el área O-16.

FWL = 3115:		FWL = 3130:		FWL = 3160:	
Pozo	FWL	Pozo	FWL	Pozo	FWL
CH-3	3114	BCN-1	3130	CH-19	3170
CH-37	3113	CH-4	3130	CH-31	3162
CI-77	3112	CH-12	3127	CH-32	3152
CI-78	3115	CH-13	3136		
CI-81	3115	CH-14	3135		
		CH-16	3129		
		CI-82	3126		
FWL = 3200:		FWL = 3215:		FWL = 3250:	
Pozo	FWL	Pozo	FWL	Pozo	FWL
CD-17	3196	BCN-8	3215	BCN-10	3247
CD-21	3199	BCN-9	3212		
CD-23	3196	CC-13	3220		
CD-35	3206	CD-19	3213		
				FWL = 3101:	
		CD-22	3217	Pozo	FWL
		CD-30	3211	CH-1	3102
		CD-31	3221		
		CD-32	3222		
		CD-33	3208		
		CD-34	3210		

Tabla 7.8.- Niveles de agua libre encontrados en “Geo2flow” con la función “J” y agrupados por sectores.

- Nivel de Agua libre: 3115' – 3130'.

Se identificaron dos grupos de pozos en el centro del área O-16; un grupo con un nivel de 3115 pies y otro grupo con un nivel de 3130 pies. Como se puede observar en la figura 7.6 y 7.7, ambos grupos de pozos atraviesan la misma falla geológica, lo cual permite inferir el carácter no sellante de la misma. Por otro lado, se estudiaron las curvas de altura versus saturación de agua y se encontró que la altura de transición promedio en el grupo de total de pozos está entre 40 a 50 pies, razón por la cual se agruparon éstos en una sola zona para identificarlo como un contacto de agua-bitumen. Además se agregó el pozo CH-1 que posee un nivel de agua libre de 3100' por observarse en su curva de altura versus saturación que posee la misma transición que el grupo de pozos mencionados anteriormente.

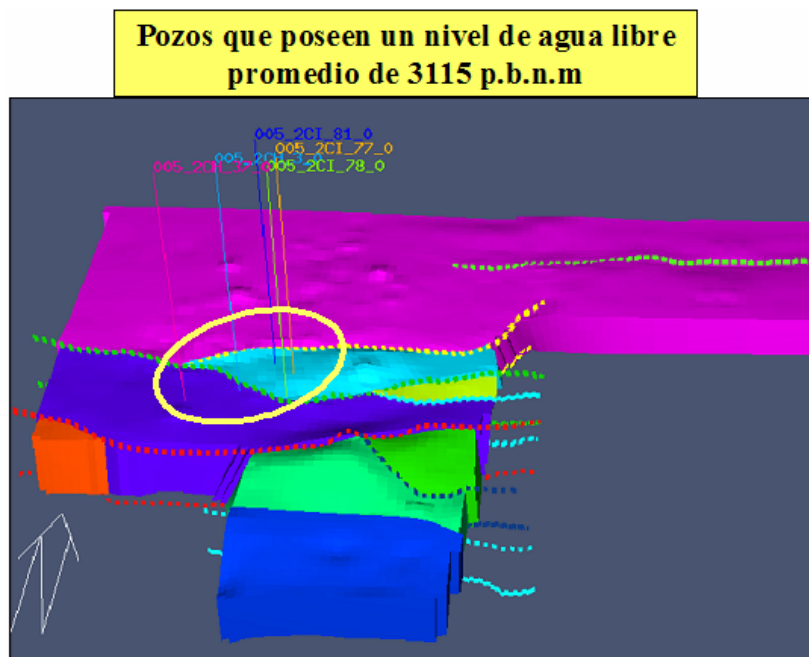


Figura 7.6.- Nivel de agua libre de 3115 p.b.n.m.

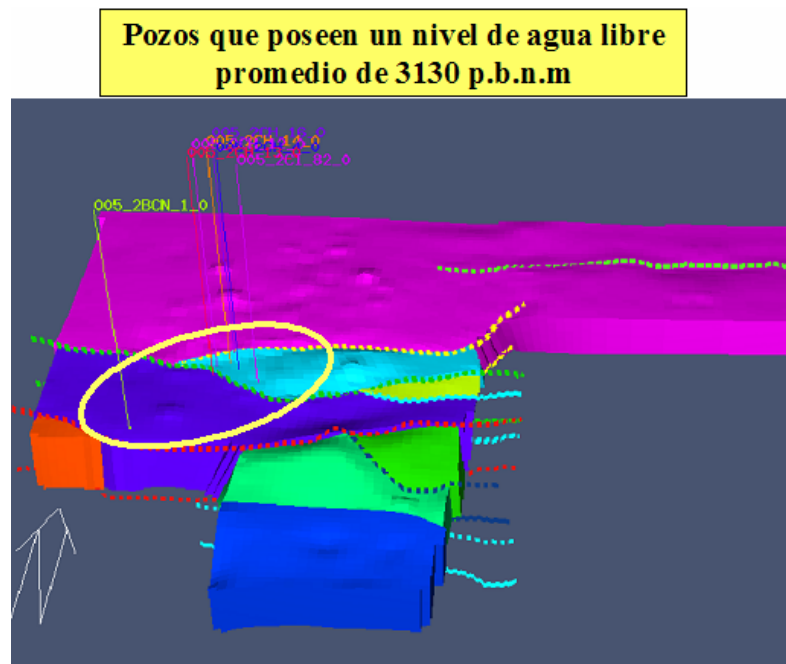


Figura 7.7.- Nivel de agua libre de 3130 p.b.n.m.

- Nivel de Agua libre: 3160'.

Se identificó un grupo de pozos en el centro-oeste del área O-16. En la figura 7.8, se evidencia que el nivel de agua libre atraviesa la falla geológica, lo cual infiere de nuevo el carácter no sellante de la misma. Se obtuvo una altura de transición de 30 pies promedio para estos pozos, razón por la cual se agruparon éstos en una sola zona para identificarlo como un segundo contacto de agua-bitumen.

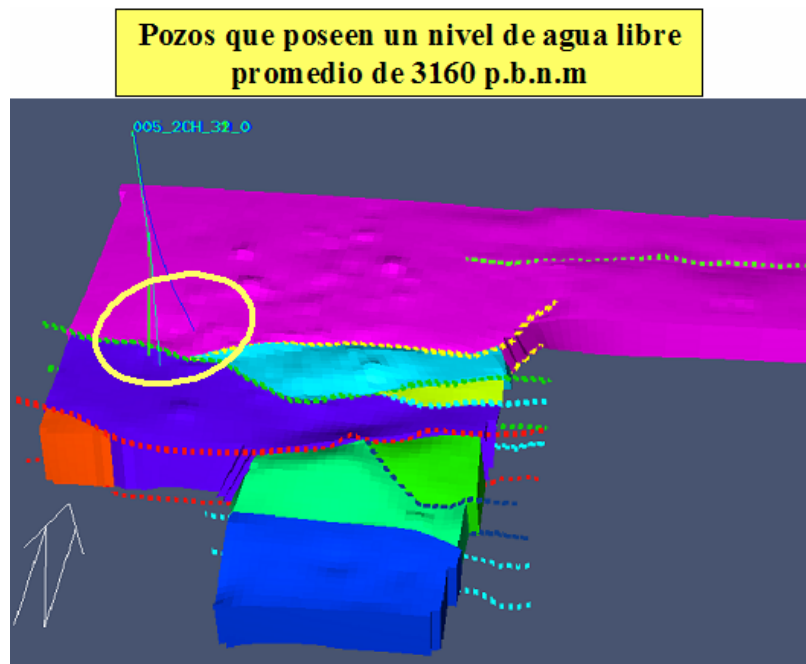


Figura 7.8.- Nivel de agua libre de 3160 p.b.n.m.

- Nivel de Agua libre: 3200'.

Se identificó un grupo de pozos en el noreste del área O-16. En la figura 7.9, se muestra la zona de ubicación de los pozos. Se obtuvo una altura de transición entre 80 y 100 pies promedio para estos pozos, razón por la cual se agruparon éstos en una sola zona para identificarlo como un tercer contacto de agua-bitumen.



Figura 7.9.- Nivel de agua libre de 3200 p.b.n.m.

- Nivel de Agua libre: 3215'.

Se identificó un grupo de pozos en el nor-oeste del área O-16. En la figura 7.10 se muestra la zona de ubicación de los pozos. Se obtuvo una altura de transición entre 40 y 60 pies promedio para estos pozos, razón por la cual se agruparon éstos en una sola zona para identificarlo como un cuarto contacto de agua-bitumen. Es de hacer notar, que el contacto de 3200 pies, a pesar que está muy cercano (15 pies por encima), no se agrupó a este sector, por poseer una altura de transición de aproximadamente 40 pies más con respecto a éste.

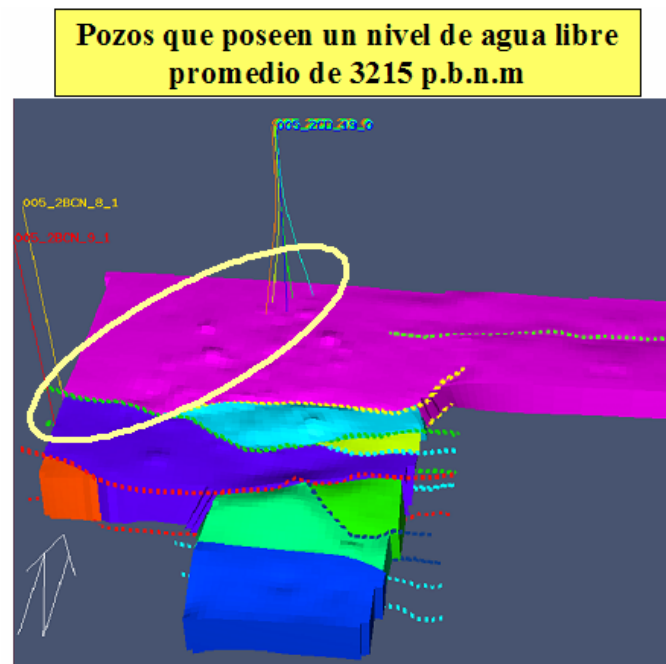


Figura 7.10.- Nivel de agua libre de 3215 p.b.n.m.

- Nivel de Agua libre: 3250'.

Se identificó un solo de pozo en el noroeste del área O-16 (BCN-10). En la figura 7.11 se muestra la zona de ubicación del pozo. Se obtuvo una altura de transición de 20 pies para este pozo, razón por la cual se agrupó una sola zona para identificarlo como un quinto contacto de agua-bitumen. Es importante recalcar que no se encuentran pozos cercanos a éste para discretizar la zona del contacto agua-bitumen, teniéndose alta incertidumbre en dicha área.



Figura 7.11.- Nivel de agua libre de 3250 p.b.n.m.

Si desea ver con mayor detalle las figuras 7.6 a la 7.11 dirigirse al apéndice 9.

#### 7.6.5 Mapa de contactos agua - bitumen

En la figura 7.12 se muestran las zonas de contacto agua-bitumen en un mapa estructural de la unidad MO-9, que es la arena que se encuentra por encima del basamento. Allí se aprecia que existen cinco (5) contactos principales; tres al norte del área y dos al sur de la misma. Esta diferencia entre las zonas, fue corroborada a su vez con la altura de transición y la tendencia de la curva en la función “J”, observada para el grupo de pozos que conforman la zona de contacto de agua-bitumen. Analizando el mapa, se induce que existe en el yacimiento una especie de compartimientos que acumulan el agua en cierto sectores, que depende mayormente de la estructura del yacimiento, sin poseer un nivel constante del agua en toda la unidad MO-9, tomando en cuenta que el buzamiento de la estructura no excede de 3° a 4°.



## Capítulo VII.- Análisis de Resultados.

---

En la figura 7.13, se muestra un mapa esquemático de contactos agua-bitumen original llevados al basamento, realizado por el equipo de Estudios Integrados de Intevp, allí se describieron cuatro contactos, estos en cierta parte concuerdan con el estudio hecho mediante la función "J" derivada de perfiles, la diferencia radica en la discretización del contacto agua-bitumen de la parte noreste del área, donde se identificaron dos zonas con contactos muy cercanos, apenas con una diferencia de 15 pies, pero que pudo ser dividido principalmente a la altura de transición de los pozos y la tendencia de la función "J" obtenida. En lo que respecta a la zona sur del área, en el mapa de Intevp, se encuentra identificada una especie de cuña de agua a una profundidad de 3160', exactamente sobre el pozo CH-1 que presenta una profundidad de contacto agua-bitumen de 3101'. Analizando la curva de la función "J" y la altura de transición se pudo constatar que el pozo se encuentra en la zona de contacto de 3115'-3130', como puede verse en la figura 7.12. Si desea ver con mayor detalle la figura 7.12 dirigirse al apéndice 10 y la figura 7.13 al anexo 1.

De los análisis de la función "J" derivada de perfiles, se puede obtener información valiosa que puede disminuir la incertidumbre del modelo petrofísico, es por ello, que debe realizarse tal estudio en las arenas superiores e intermedias, para identificar otras zonas de agua llamadas "poncheras" que aún no han sido completamente identificadas.

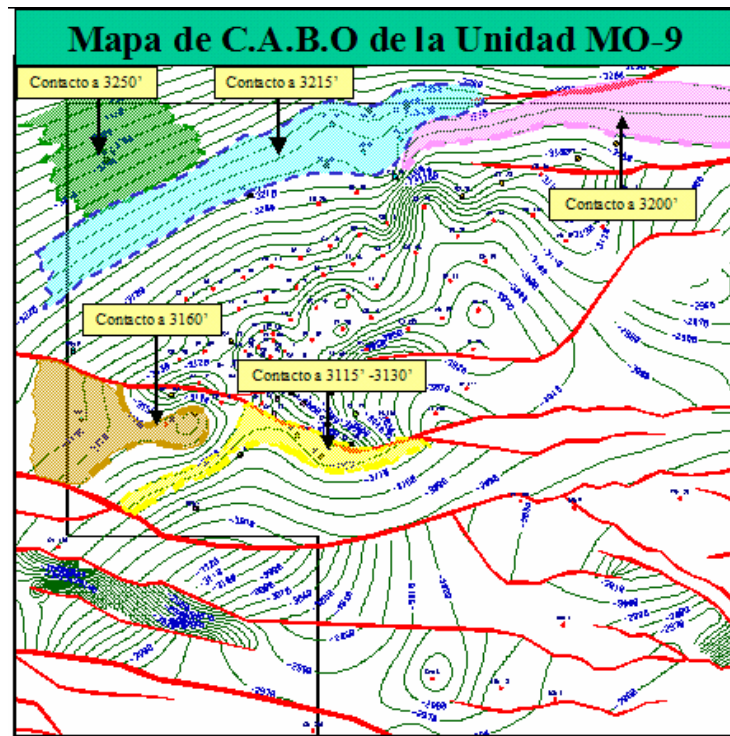


Figura 7.12.- Mapa de contactos agua-bitumen original en la unidad MO-9.

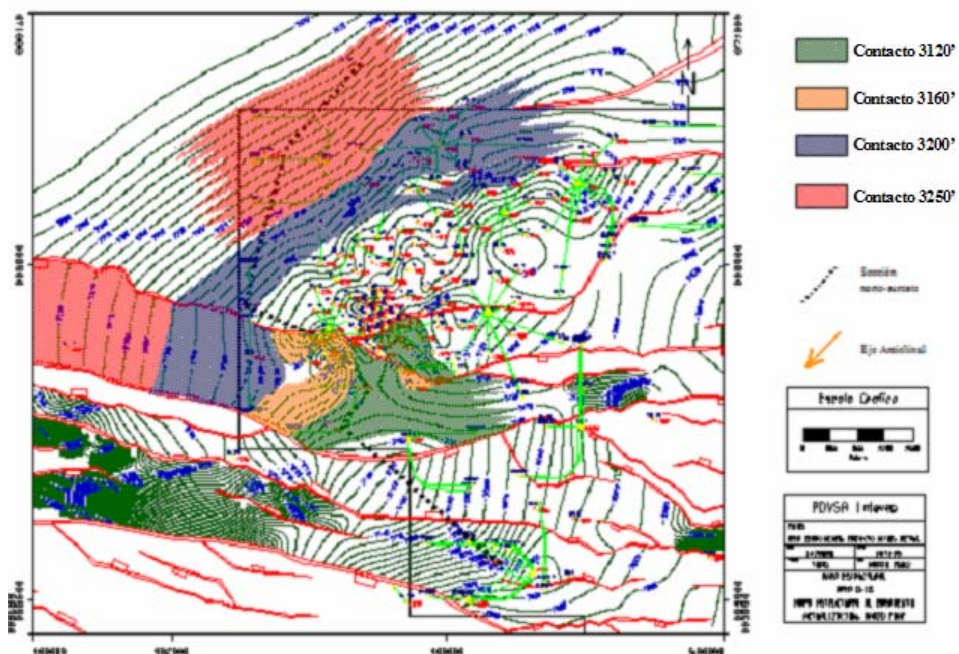


Figura 7.13.- Distribución de aguas basales al tope del basamento.

### 7.6.6 Zonas de transición.

A partir de los contactos de agua bitumen, se estudiaron las zonas de transición vistas en las curvas de altura en función de la saturación de agua, de allí, se encontraron regiones donde la transición de la curva de la función “J” tiene su efecto. En las figuras 7.14 y 7.15 se muestran las zonas de transición para la arena MO-9 y MO-8 respectivamente, y con mayor detalle ver el apéndice 12.

En la unidad MO-9 se aprecia como la transición de los contactos de agua se encuentran en secuencia, es decir, donde termina el límite de una zona de transición, inmediatamente se encuentra la otra. Solo en el centro del área no fue posible obtener una caracterización de la zona de transición por las limitaciones señaladas en la metodología de trabajo (capítulo V). En las zonas de transición identificadas en el mapa de la unidad MO-9 (figura 7.14), se tienen datos de alto corte de agua en la producción en esa arena.

En cuanto a la unidad MO-8, se tienen presentes solo cuatro (4) regiones de transición de las cinco (5) presentadas en la unidad MO-9. Esto se debe a que la altura de transición del contacto que se encuentra a 3160 pies de profundidad es de 30 pies y no alcanza la arena superior. Por otra parte, es importante que se tome en cuenta estas regiones, a la hora de realizar un plan de explotación, ya que si se perfora en las zonas de transición, lo más factible es que el agua de los contactos mencionados anteriormente, irrumpa rápidamente en los pozos por la movilidad adversa del bitumen en este yacimiento.

Se recomienda para afinar estos mapas, la toma de núcleos en el centro del área donde convergen las zonas de transición, para identificar plenamente las características petrofísicas de esta región. Por otro lado, se propone afinar la toma de sísmica 3D al noroeste del área, para identificar el contacto de agua-bitumen de 3250', que aparentemente la estructura tiene confinado el agua en ese sector. Y se sugiere que existe una posible falla geológica donde convergen las zonas de transición de 3215' y 3200' (ver figura 7.14), pero será ratificado con la sísmica 3D.

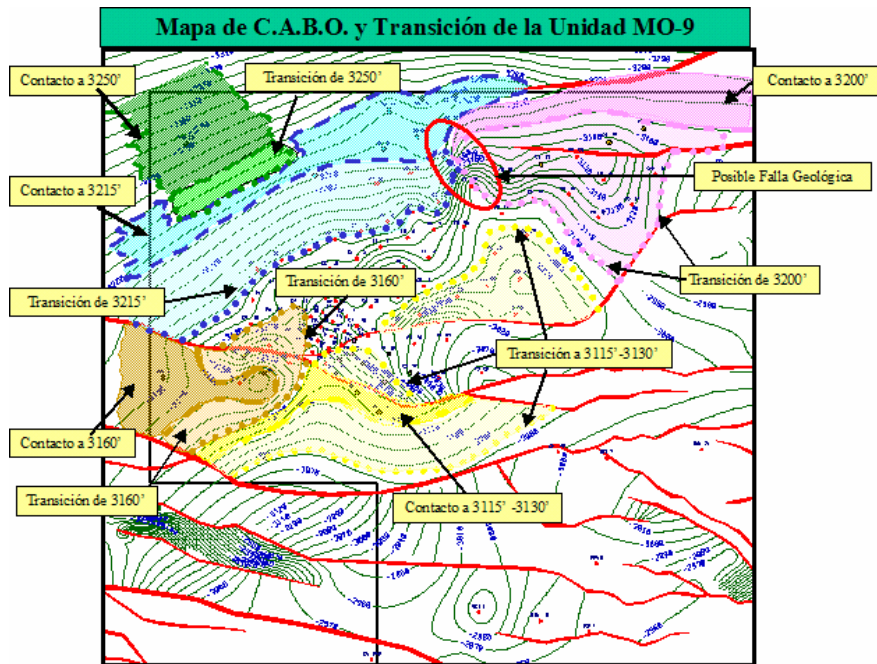


Figura 7.14.- Mapa de zonas de transición en la unidad MO-9.

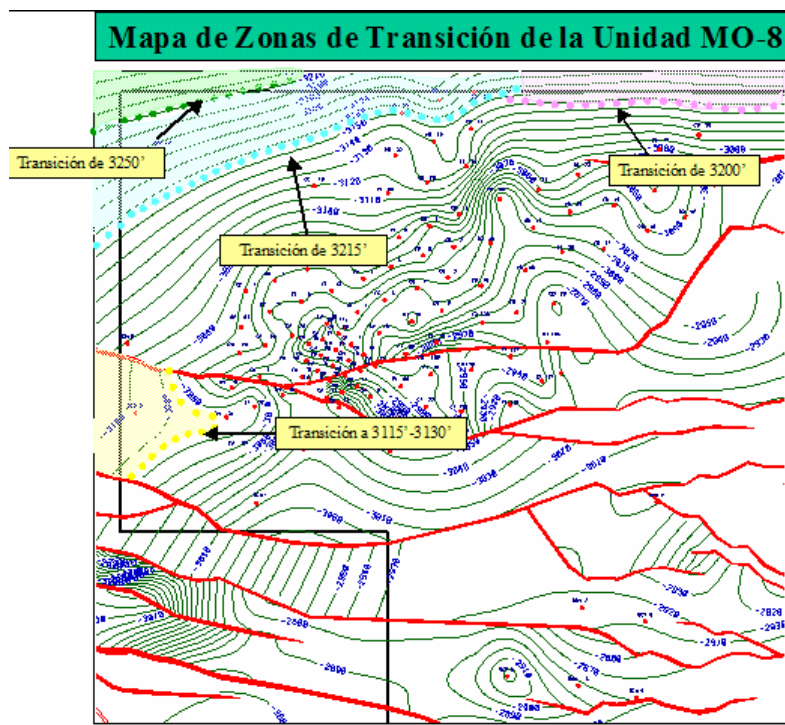


Figura 7.15.- Mapa de zonas de transición en la unidad MO-8.

### 7.6.7 Mapas de J-Facies.

Con la ayuda de las zonas de contactos de agua y las zonas de transición, fue posible identificar regiones de “J-Facies” sobre los mapas de arena neta total de las unidades MO9 y MO-8 (ver anexo 2), llamadas así por ser obtenidas a través de la función “J” de Leverett derivada de perfiles de pozos. Estas “J-Facies”, solo identifican que dicha región posee un medio poroso similar, es decir, con características petrofísicas parecidas, las cuales fueron vistas en la tendencia de la Función “J”.

En la figura 7.16 y 7.17, se muestran las “J-Facies” obtenidas en las arenas MO-9 y MO-8 respectivamente, y con mayor detalle en el apéndice 13. En lo que respecta a la unidad MO-9, se identificaron cuatro “J-Facies”, si estas, son comparadas con el mapa de sedimentación de la unidad MO-9 creada por Intevep (figuras 7.18), se tiene que las “J-Facies” MO9-A y MO9-B puede acreditarse a una planicie de inundación y las “J-Facies” MO9-C y la MO-9-D, puede inferirse a un ambiente de cinturones de canales. Por otra parte, en la unidad MO-8 se identificaron tres “J-Facies”, donde si se compara con el mapa de sedimentación de Intevep (figura 7.19), se evidencia claramente que las “J-Facies” MO8-A y MO8-B puede ser identificado como un cinturón de canales y la “J-Facies” MO8-C a la de una planicie de inundación. Si desea ver con mayor detalle las figuras 7.18 y 7.19, dirigirse al anexo 3.

Es importante señalar, que las analogías realizadas anteriormente son simple inferencias, porque siguen aparentemente los patrones de sedimentación vistos en los mapas, pero aún se tiene alta incertidumbre en el modelo sedimentológico por la poca información obtenida de las muestras de núcleos, es necesario la toma de núcleos y creación de las “electro-facies” para poder tener identificados los ambientes de sedimentación del Miembro Morichal del área O-16.

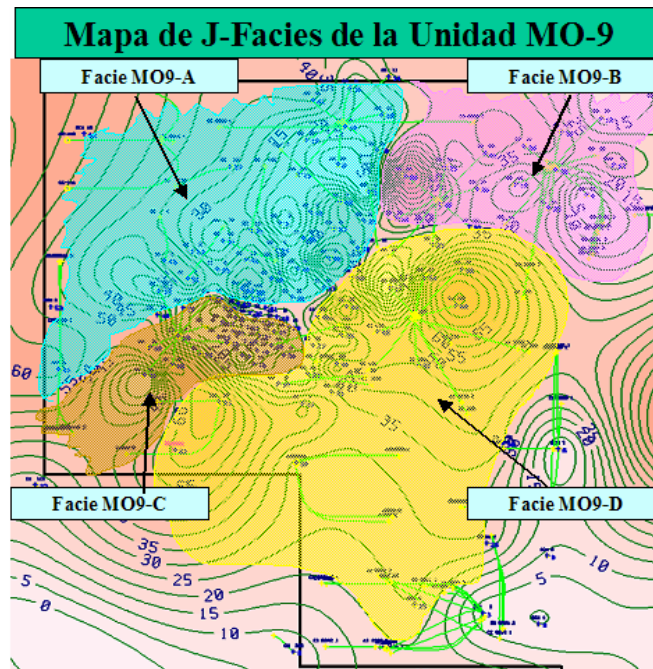


Figura 7.16.- Mapa de “J-Facies” en la unidad MO-9.

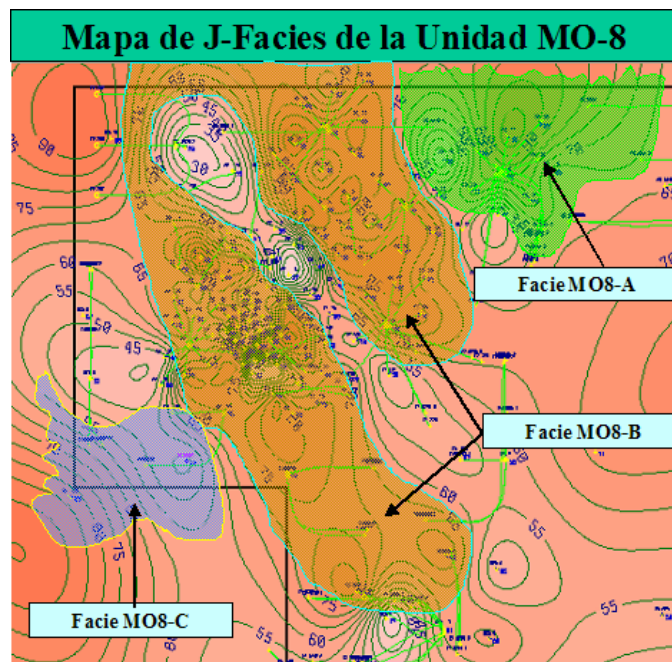


Figura 7.17.- Mapa de “J-Facies” en la unidad MO-8.

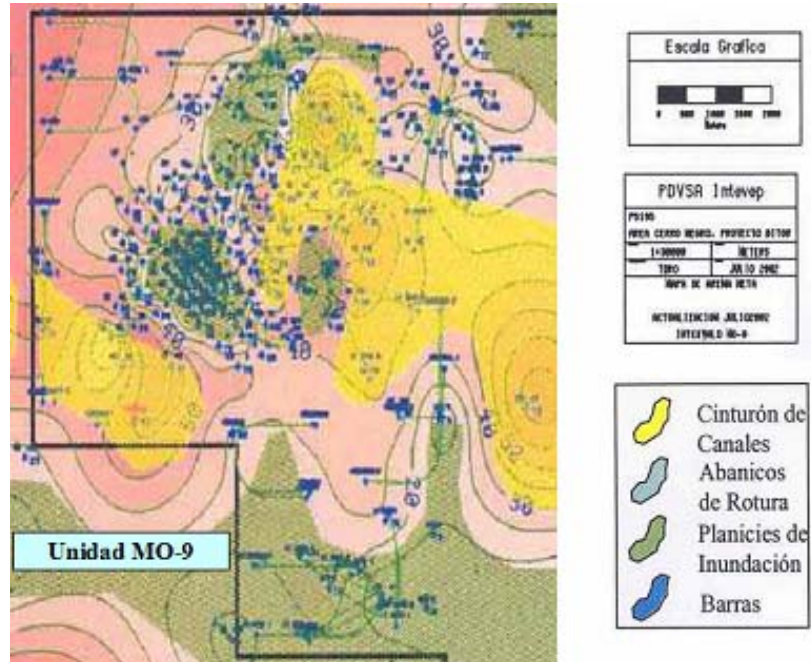


Figura 7.18.- Mapa de sedimentación en la unidad MO-9 creado por Intevep.

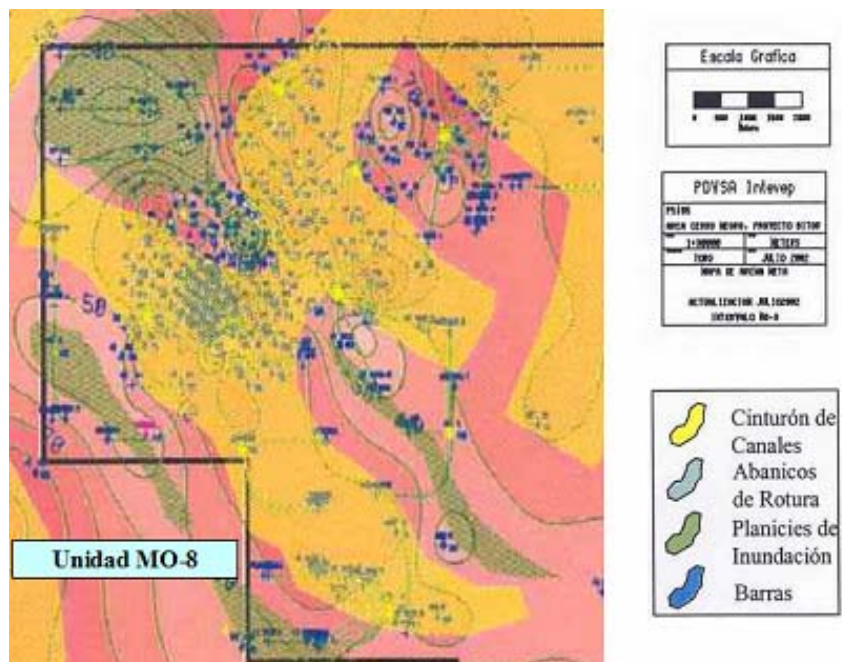


Figura 7.19.- Mapa de sedimentación en la unidad MO-8 creado por Intevep.

---

---

**CONCLUSIONES.**

---

---



**CONCLUSIONES.**

1. Existe una posible compartimentalización del yacimiento, evidenciado por los cinco niveles de agua libre identificados en el estudio, el cual deberá ser corroborado con una sísmica 3D y estudios geoquímicos.
2. Se validó que la función “J” de Leverett derivada de los perfiles de pozos, es una técnica eficaz para obtener los niveles de agua libre en un yacimiento de crudo extrapesado.
3. Mediante la función “J” de Leverett se verificó la calidad de las correlaciones petrofísicas y su dispersión, por lo cual deben tomarse núcleos para entre otros, mejorar la correlación núcleo-perfil, los ambientes de sedimentación y en general el modelo petrofísico.
4. Se identificaron mediante los niveles de agua libre, que las fallas geológicas interpretadas en el último modelo estático, son parcialmente sellantes a nivel de las arenas inferiores, por lo cual deber ser afinado el sistema de fallas con una toma de sísmica 3D en el área de O-16.
5. Se identificaron en las arenas MO-8 y MO-9 a través de la función “J” sistemas porosos similares, llamados “J-Facies”, las cuales deben ser corroboradas con un estudio sedimentológico.
6. Las zonas de pozos en transición pronostican un aumento a futuro de la tasa de corte de agua en la producción, debido entre otros factores a la movilidad adversa del crudo.
7. A pesar de la poca diferencia de densidad entre el agua y el bitumen, se encontraron zonas con alturas de transición hasta de 100 pies en las unidades basales.

8. Es importante que se revise la estrategia de producción y/o control de agua en la explotación de las arenas inferiores, ya que, la alta saturación de agua producto de los CABO y zonas de transición, ponen en riesgo la recuperación final de las reservas de bitumen contenidas en dichas arenas.
  
9. Se confirmó la existencia e influencia de la capilaridad en la ubicación de los diferentes CABO y zonas de transición, siendo un factor fundamental su relación con el estudio y determinación de las facies presentes en cada unidad productora del yacimiento.

---

---

**RECOMENDACIONES.**

---

---

### RECOMENDACIONES.

- Realizar una campaña de adquisición de datos para mejorar el modelo estático y disminuir el alto nivel de incertidumbre en el área O-16, entre ellos, un levantamiento sísmico 3D, toma y análisis de núcleos, prueba de pozos y registros especiales.
- Hacer el análisis de la función “J” de Leverett derivada de perfiles para las unidades MO-1 a MO-7, con la finalidad de determinar y delimitar la existencia de “poncheras de agua” en dichas unidades.
- Implementar la toma de núcleo en las diferentes “J-Facies” determinadas en el presente estudio, con la finalidad de determinar sus propiedades petrofísicas y sedimentológicas, así como la permeabilidad relativa y presión capilar para su modelaje dinámico
- Ajustar las curvas petrofísicas con una nueva correlación núcleo-perfil y estudios sedimentológicos, una vez obtenida la información proveniente de los núcleos.
- Realizar estudios geoquímicos del bitumen y agua, para establecer la compartamentalización del yacimiento.
- Caracterizar la salinidad del agua, para mejorar los parámetros de corte petrofísicos (“cut-off”) utilizados en el cálculo de la saturación de agua en el Miembro Morichal, y a su vez la caracterización de los contactos de agua-bitumen determinados.
- Realizar el estudio de la función “J” derivada de perfiles en el área J-20, para afinar el modelo estático del área MPE-1 de BITOR.

---

---

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.**

---

---

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.**

- [1] CIED-PDVSA. **Curso de Análisis P.V.T.**. Caracas.
- [2] ESSENFELD, Martín. (1995). **Sistemas Pozos/Yacimientos**. Guía teórico-práctica. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo.
- [3] ESSENFELD, Martín. (1997). **Nota Técnica del Estado Actual del Conocimiento sobre el Mecanismo de Petróleo Espumante**. Plan Maestro 1997 – 2000. Bitúmenes del Orinoco S.A. Bitor. EGEP Consultores S.A.
- [4] CIED-PDVSA. **Ingeniería de Yacimientos. Nivel I**. Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos. Centro Internacional de Educación y Desarrollo.
- [5] PIRSON, S.J. (1965). **Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos**. Ediciones OMEGA, S.A. Barcelona, España.
- [6] EISHAHAWI, H. (2000). **Correcting for Wettability and Capillary Pressure Effects on Formation Tester Measurements**. SPE 63075. Texas.
- [7] PARÍS DE FERRER, Magdalena. (2001). **Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos**. Ediciones Astro Data. Maracaibo. Venezuela.
- [8] AMIX, J.W; Bass, D.M. Jr. and Whiting, R.L. (1960). **Petroleum Reservoir Engineering**. Mc. Graw Hill Book Company, Inc.
- [9] CIED-PDVSA. (1998). **Evaluación de Formaciones**. Universidad Corporativa.

## Referencias Bibliográficas.

---

- [10] RABE, CL. (1961). **Cuaderno de Ingeniería de Petrofísica**. Shell Development Company. Houston, Texas.
- [11] API. (1966). **Technical Data Book**. Capítulo 10.
- [12] ROSE, Walter and Bruce, W. (1949). **Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir Rock**. **Petroleum Development and Technology**. T.P. 2594. Dallas, Texas.
- [13] CALHOUM, John C. (1960). **Fundamentals of Reservoir Engineering**. University of Oklahoma.
- [14] YOKOY, Ama Yoshio. (1981). **The Effects of Capillary Pressure on Immiscible Displacements in Stratified Porous Media**. SPE 10109.
- [15] Internet: <http://www.geo2flow.com>
- [16] LEVERETT, M.C. (1941). **Capillary Behavior in Porous Solids**. Trans. AIME, 142, 151-169.
- [17] LEVERETT, M.C. W.B. Lewis and M. E. True. (1942). **Dimensional-model Studies of Oil-field Behavior**. Trans. AIME, 146, 175-193.
- [18] CARMAN, P.C., **Capillary Rise and Capillary Movement of Moisture in Fine Sands**. Soil Sci., 52, 1-14 (1941).
- [19] PRICKETT, H.D., and Bremer, R.e. (1989). **Improved Initial Water Saturation Distribution for a Three-Dimensional Model**. SPE 17958.
- [20] LEE, S.T. (1989). **Capillary-Gravity Equilibria for Hydrocarbon Fluids in Porous Media**. SPE 19650. BP Exploration.

- [21] THEOLOGOU, P.N. (1999). **Effective Integration of the Core Analysis and Wireline Datasets-Using a New Core Analysis Data Suite and New Software**. SPE 53887. Venezuela.
- [22] FAREED IQGABL, Siddiqui. (1999). **Defining Fluid Distribution and Fluid Contacts for Dynamically Charged Reservoirs**. SPE 56513. Pakistan Petroleum Limited. Texas.
- [23] ANGERT, P.F., Begg, S.H. And Sallak, N, H. (1993). **Modeling the Effect of Imbibition Capillary Pressure in Heterogeneous Porous Media: Waterflood Recoveries of the Romeo Interval, Prudhoe Bay Field**. SPE 26081.
- [24] HAMPTON, T.J. and Singh, S.P. (2000). **A Method of Integrating Capillary Pressure and Relative Permeability Data Into a Full Field Numerical Simulation of Main Body "B" Reservoir, Elk Hills Field, California**. SPE 62572.
- [25] LEE, S.T. (1989). **Capillary-Gravity Equilibrium for Hydrocarbon Fluids in Porous Media**. SPE 19650.
- [26] INTRANET PDVSA.  
<http://www.intranet.eyp.pdvsacom/eyppdvsabitor/orimulsion/index.htm>
- [27] BARBERII, Efrain. (1998). **El Pozo Ilustrado**. Ediciones Fonciéd. Cuarta Edición. PDVSA. Caracas.
- [28] GONZÁLEZ, Mario y Santos A. (1996). **Evaluación Geológica Area Bitor**. Geoexploración, S.A. Edos. Monagas – Anzoátegui. Venezuela.



## Referencias Bibliográficas.

---

- [29] PINEDA, Flor. (2001). **Simulación de un yacimiento de crudo extrapesado, con comportamiento espumante en la Faja del Orinoco.** Informe Técnico. INTEVEP.
- [30] GONZÁLEZ, Reina. (2002). **Metodología Integral de la Productividad – Área O-16 Cerro Negro - Bitor.** Informe Técnico. San Tomé. Venezuela.
- [31] INTEVEP. (2002). **Modelo Estático Integrado de Cerro Negro, Área Bitor (Faja Petrolífera del Orinoco).** Informe Técnico. Los Teques. Venezuela.
- [32] HENAO, Paula. (2001). **Desarrollo de una Metodología para la Explotación de las Arenas Básales (O-15 y O-16) a través de Pozos Horizontales en el Sector O-16 Área Cerro Negro-Bitor.** Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado. Puerto La Cruz. Venezuela.
- [33] HUERTA, Marlene. (1997). **Determinación del Carácter Espumante en Cerro Negro, Campo Morichal.** Documento Técnico. INTEVEP. Los Teques. Venezuela.

---

---

**NOMENCLATURA.**

---

---

---

**NOMENCLATURA.**

<b>API</b>	Gravedad API.
<b>ANP</b>	Arena Neta Petrolífera.
<b>BES</b>	Bombeo Eletrosumergible.
<b>BCP</b>	Bombeo de Cavidad Progresiva.
<b>BNB</b>	Barriles Normales de Bitumen.
<b>BNBD</b>	Barriles Normales de Bitumen por día.
<b>BOES</b>	Bitumen Original en Sitio.
<b>CAB</b>	Contacto agua/bitumen.
<b>CABO</b>	Contacto Agua/Bitumen Original.
<b>CAP</b>	Contacto agua/petróleo.
<b>CMR</b>	Combination Magnetic Resonance.
<b>Co<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono.
<b>Cp</b>	Centipoises.
<b>DATUM</b>	Profundidad de referencia.
<b>DLL</b>	“Dual Laterolog”.
<b>EGI</b>	Empaque con Grava Interno.
<b>EGHD</b>	Empaque con Grava a Hoyo Desnudo.
<b>°F</b>	Grados Farenheit.
<b>FWL</b>	“Free Water Level”.
<b>FPO</b>	Faja Petrolífera del Orinoco.
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Sulfuro de Hidrógeno.
<b>HW</b>	“High Water”.
<b>IAV</b>	Inyección alterna de vapor.
<b>K</b>	Permeabilidad.
<b>Km<sup>2</sup></b>	Kilómetros cuadrados.
<b>Lpc</b>	Libras por pulgada cuadrada.
<b>Lpcm</b>	Libras por pulgada cuadrada manométrica.
<b>mD</b>	Milidarcies.
<b>MDT</b>	“Measured Deep Test”.
<b>M</b>	Miles.
<b>MM</b>	Millones.
<b>Np</b>	Producción acumulada.
<b>OBM</b>	“Oil Base Mud”.
<b>OFM</b>	“Oil Field Manager”.
<b>OWC</b>	“Oil Water Contact”.
<b>p.b.n.m</b>	Pies bajo el nivel del mar.
<b>PCN</b>	Pies cúbicos normales.
<b>PCND</b>	Pies cúbicos normales por día.
<b>PCO</b>	Planta Compresora Orinoco.
<b>PPM</b>	Partes por millón.
<b>PVT</b>	Presión, Volúmen, Temperatura.
<b>RAP</b>	Relación agua/petróleo.
<b>RCA</b>	“Rutinary Core Análisis”.

- RGP** Relación gas/petróleo.  
**R<sub>w</sub>** Resistividad del agua de formación.  
**WBM** "Water Base Mud".  
**1D** Una dimensión.  
**2D** Dos dimensiones.  
**3D** Tres dimensiones.

---

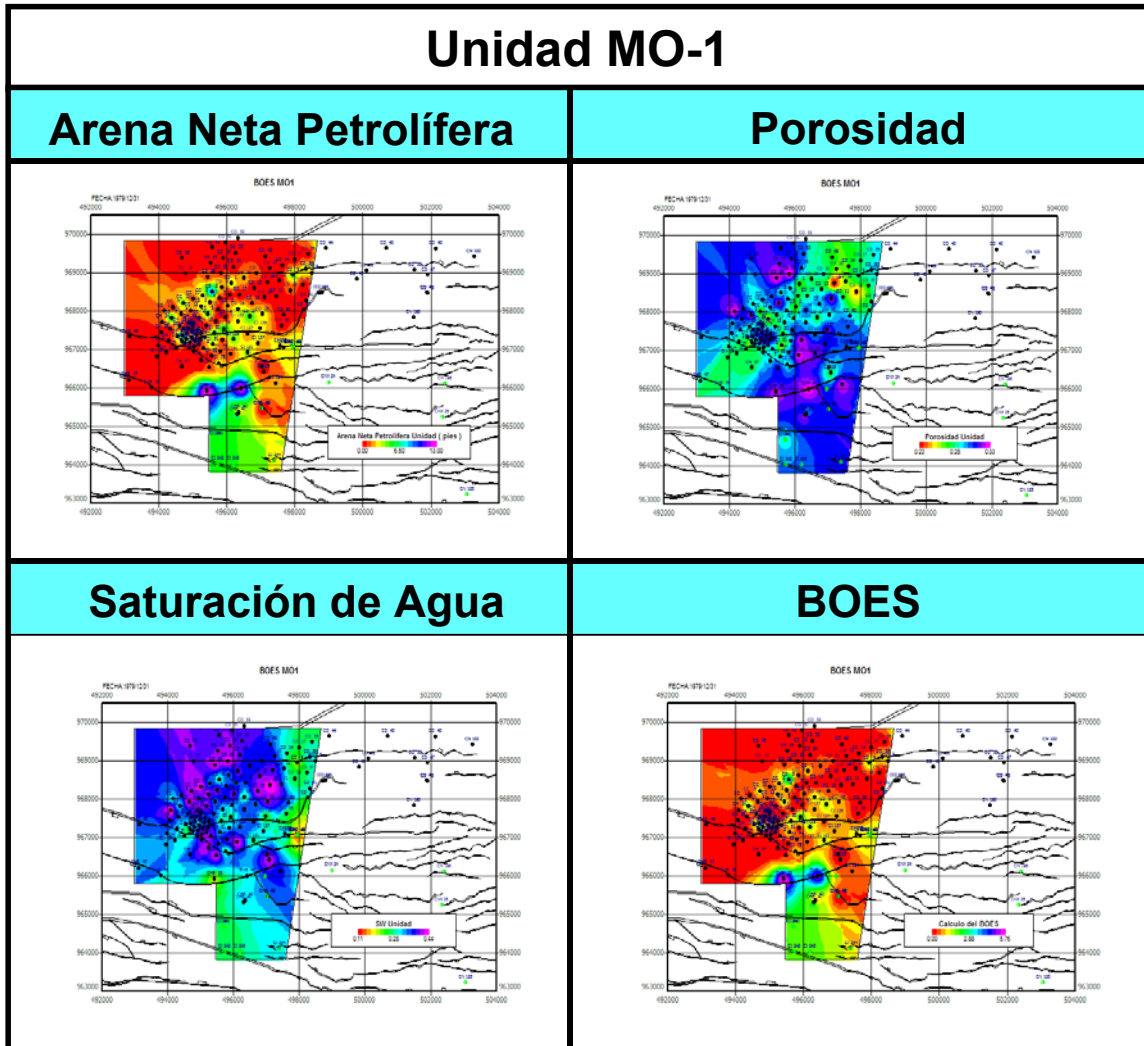
---

**APÉNDICES.**

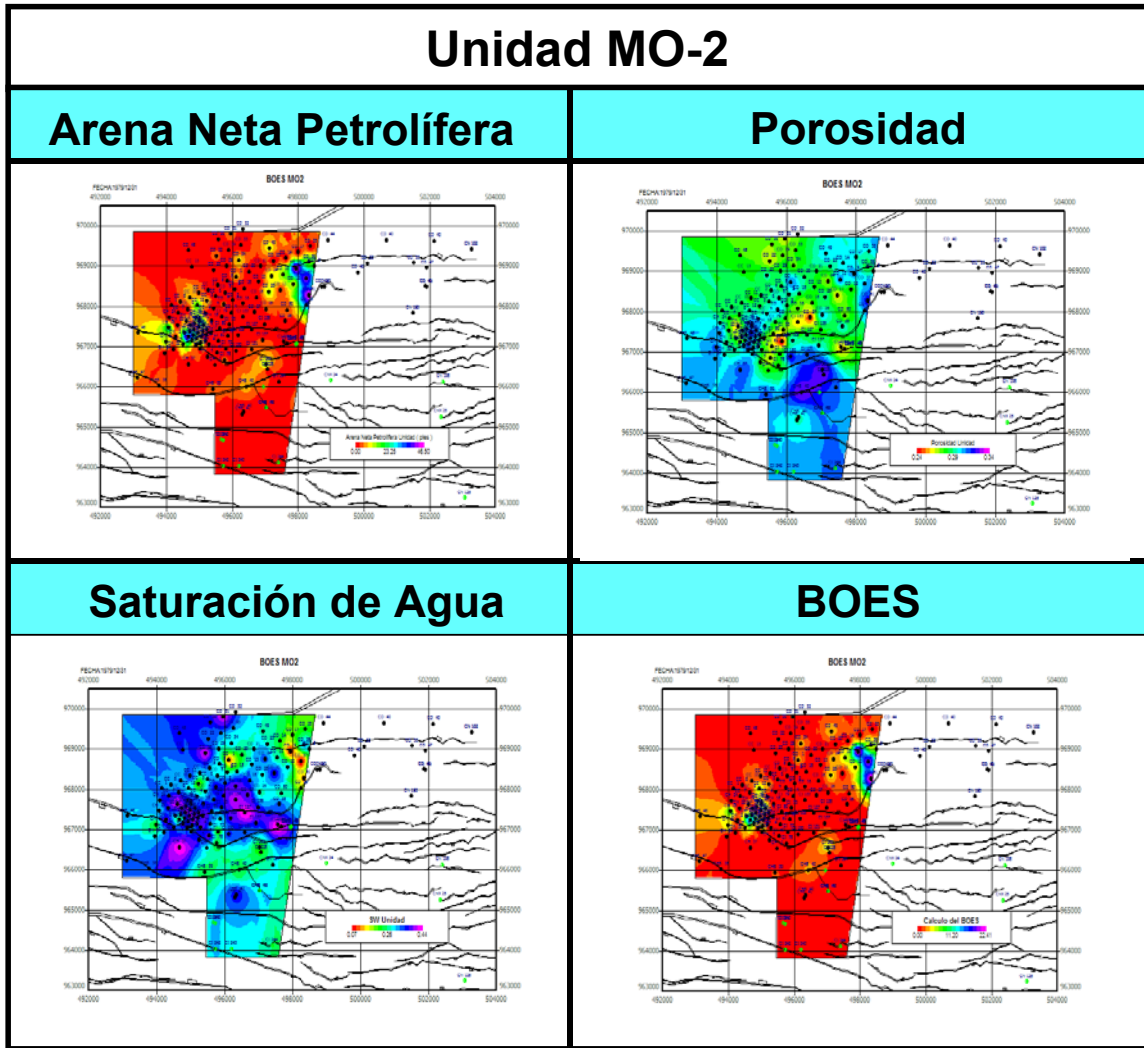
---

---

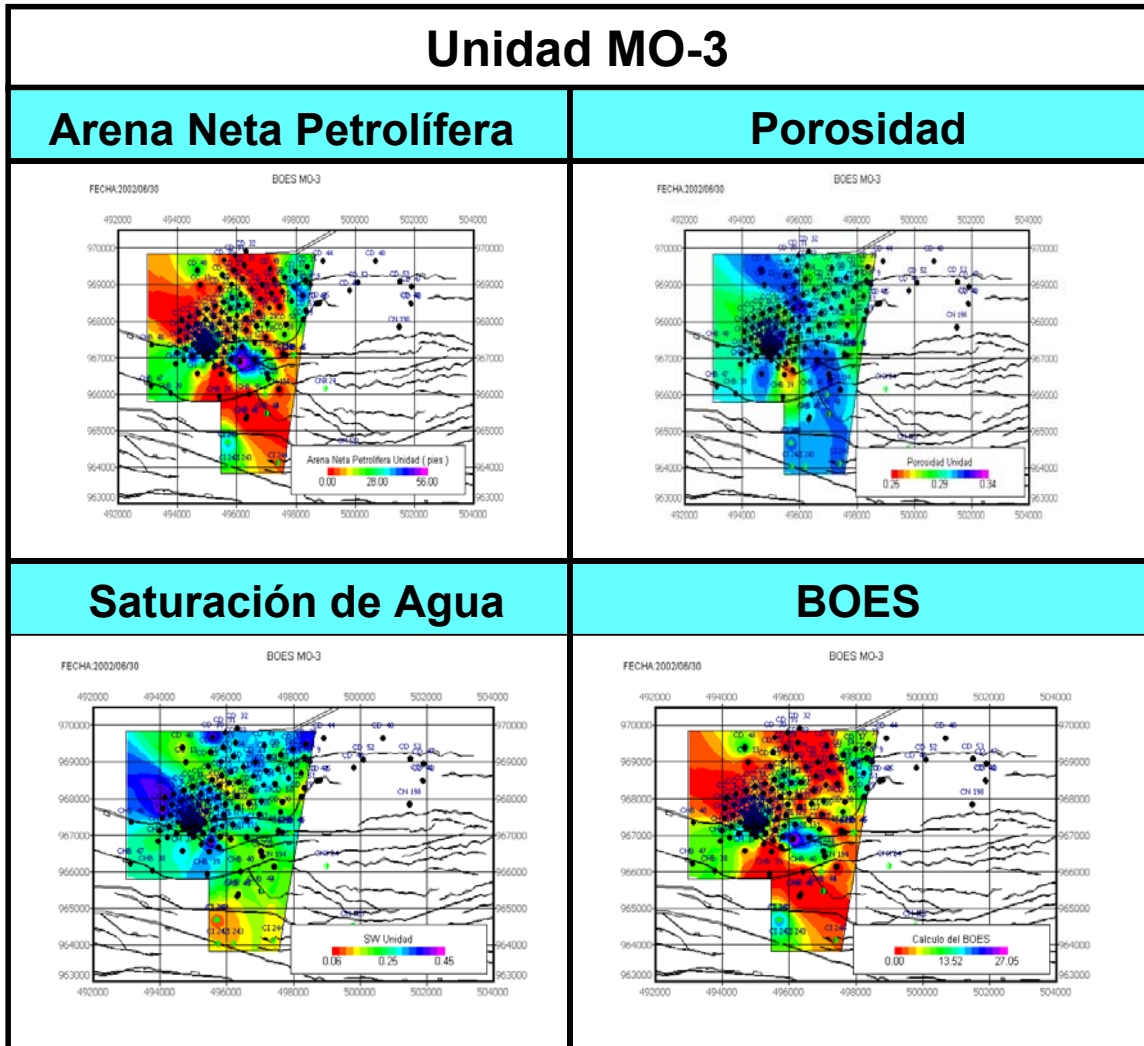
**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**



**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**

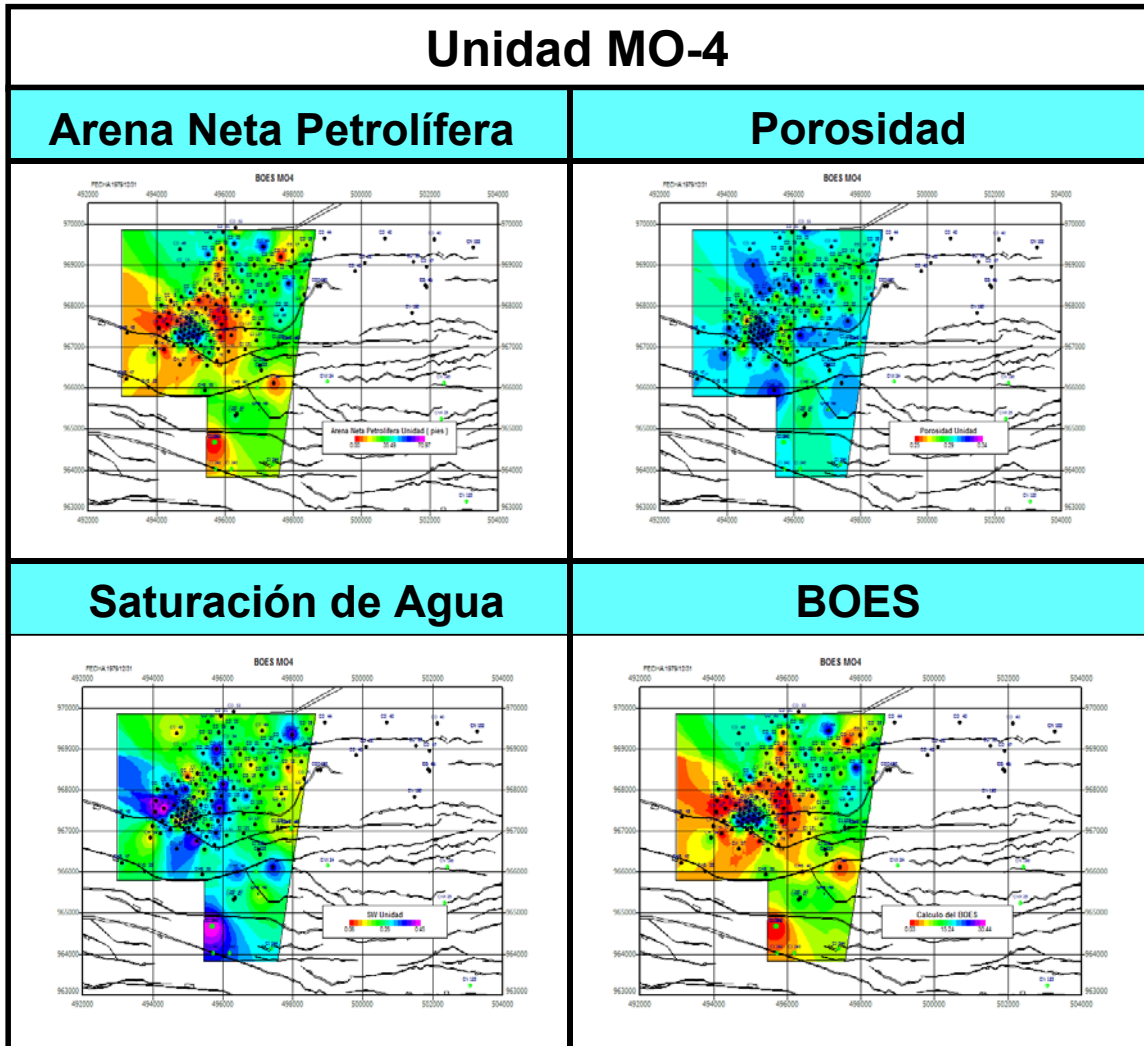


**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**

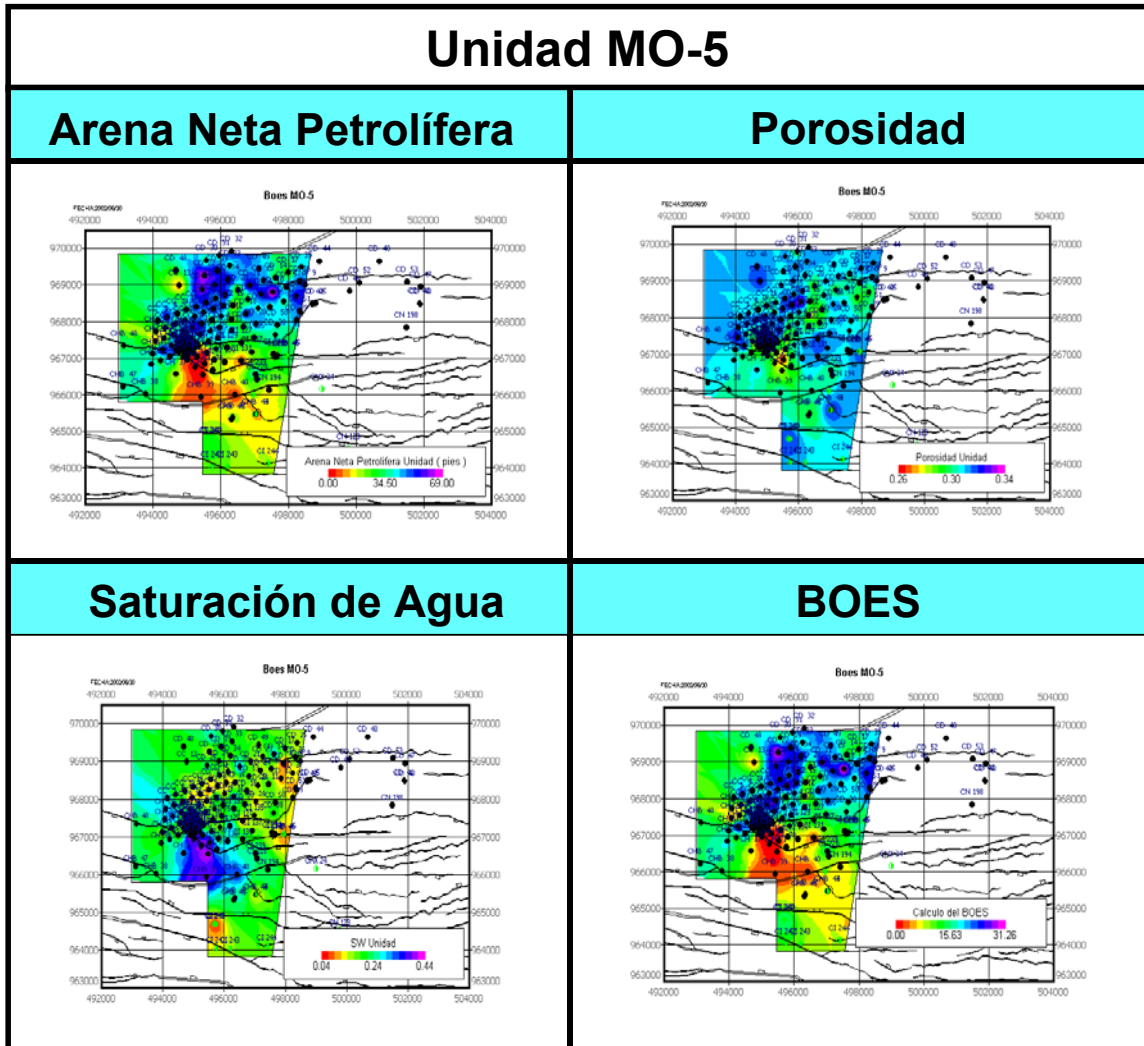




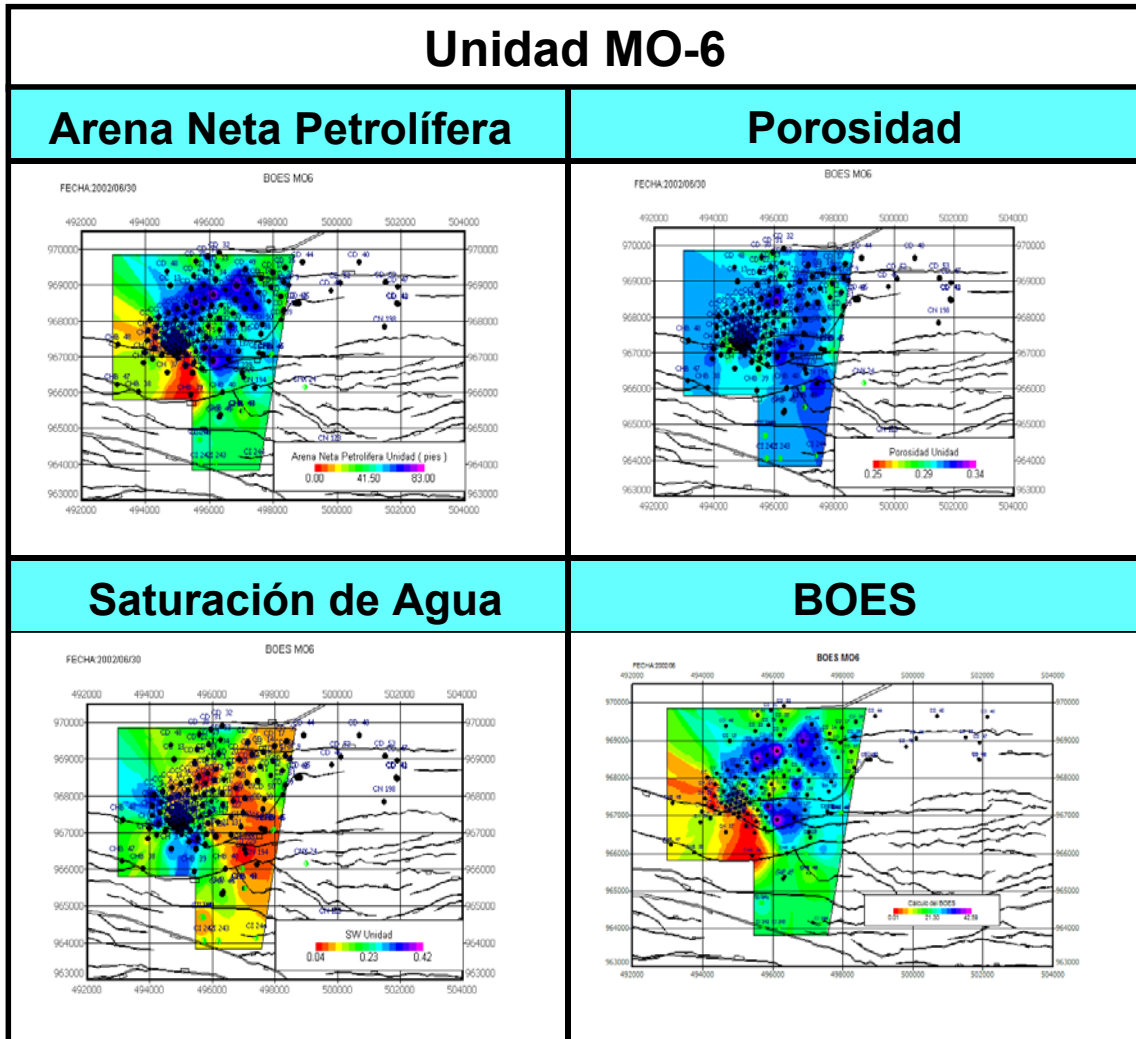
**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**



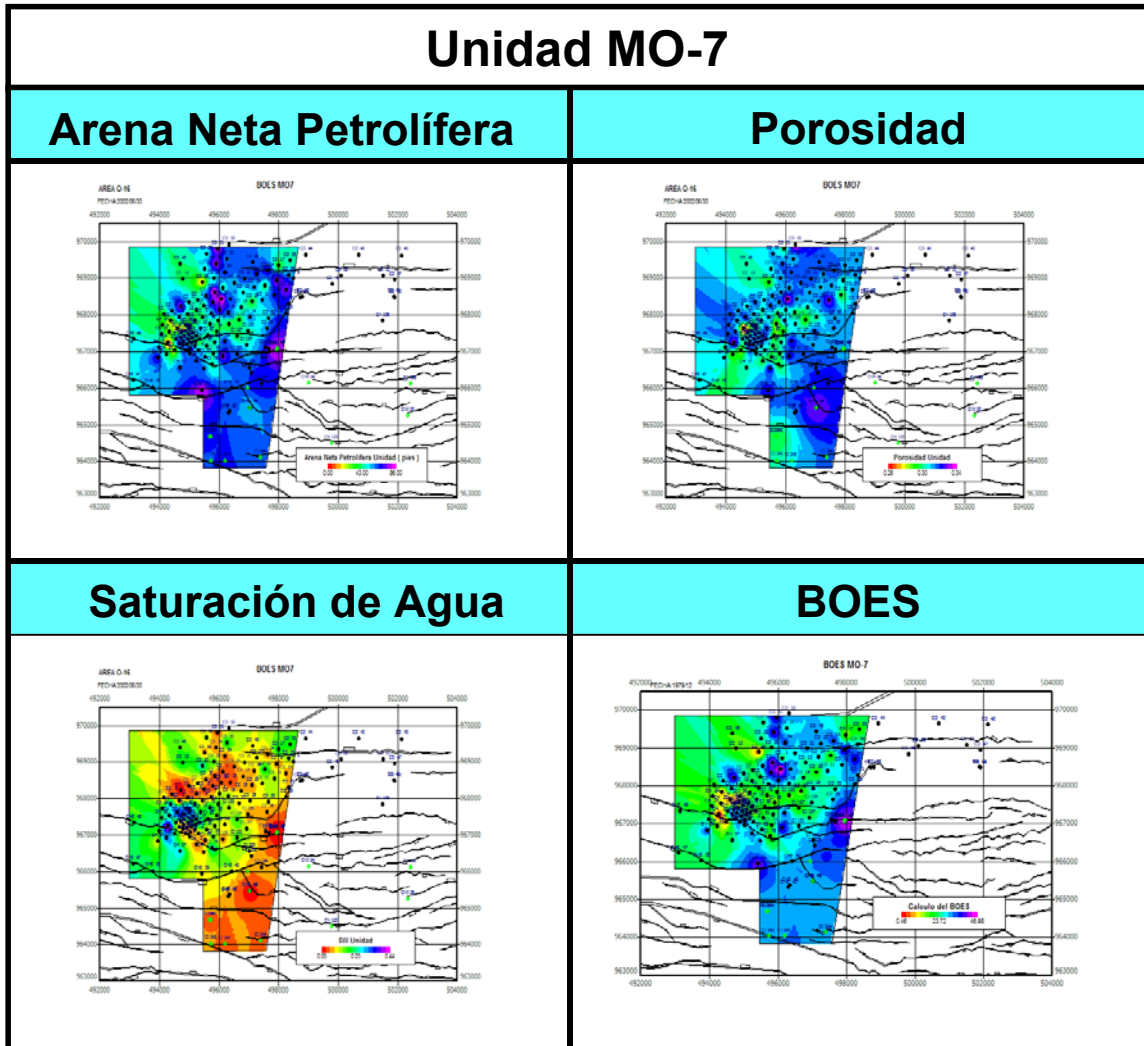
**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**



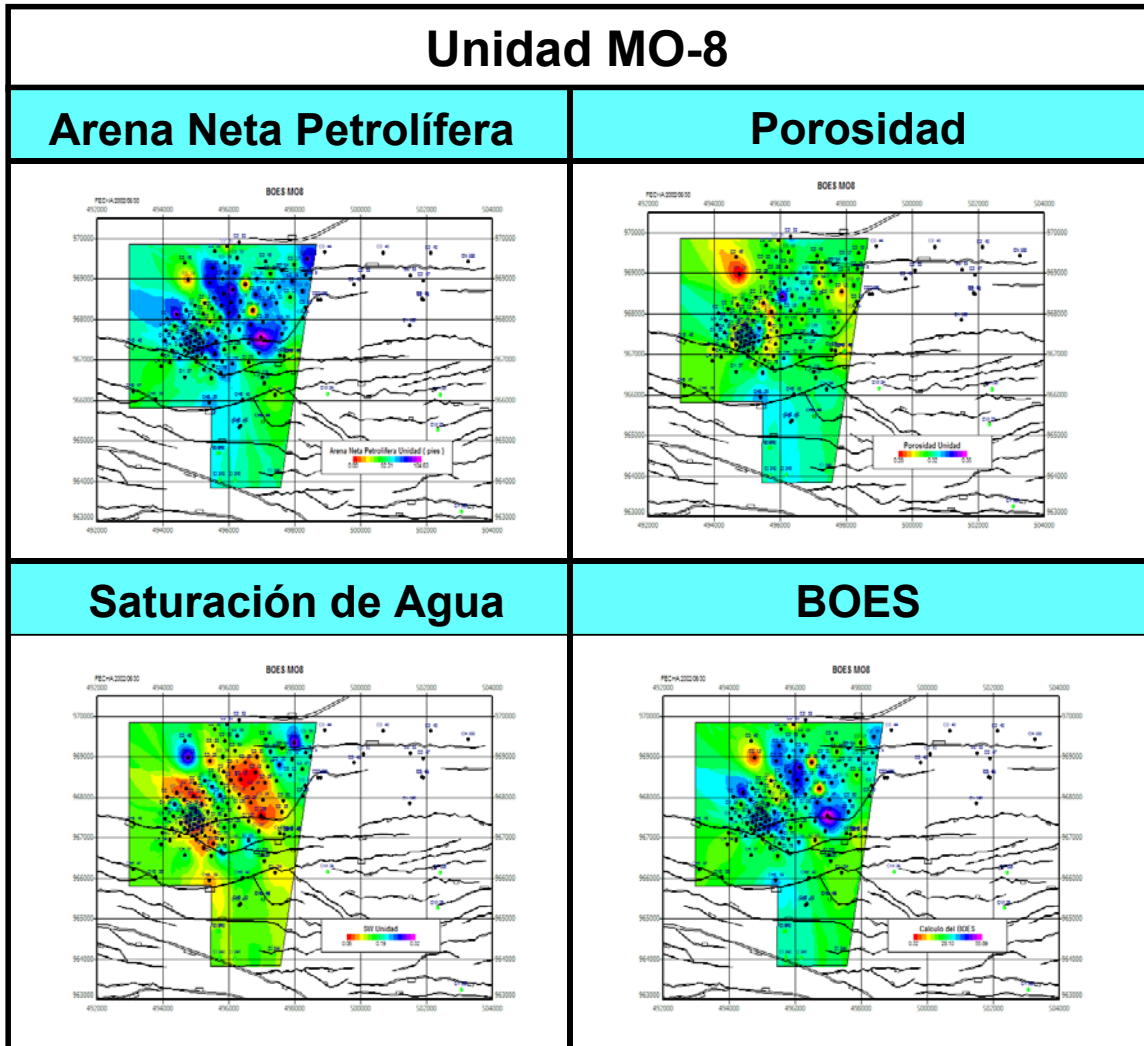
**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**



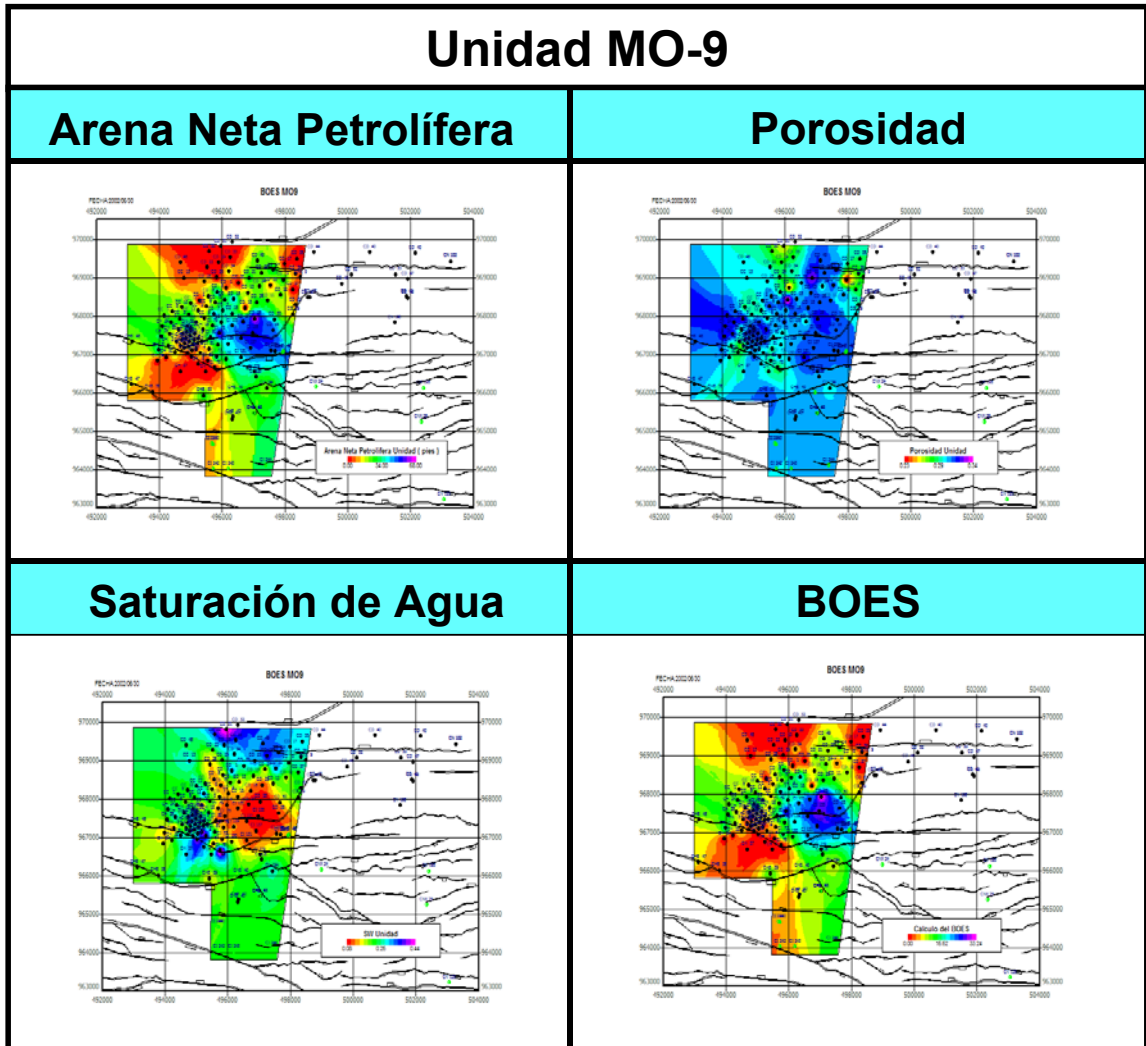
**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**



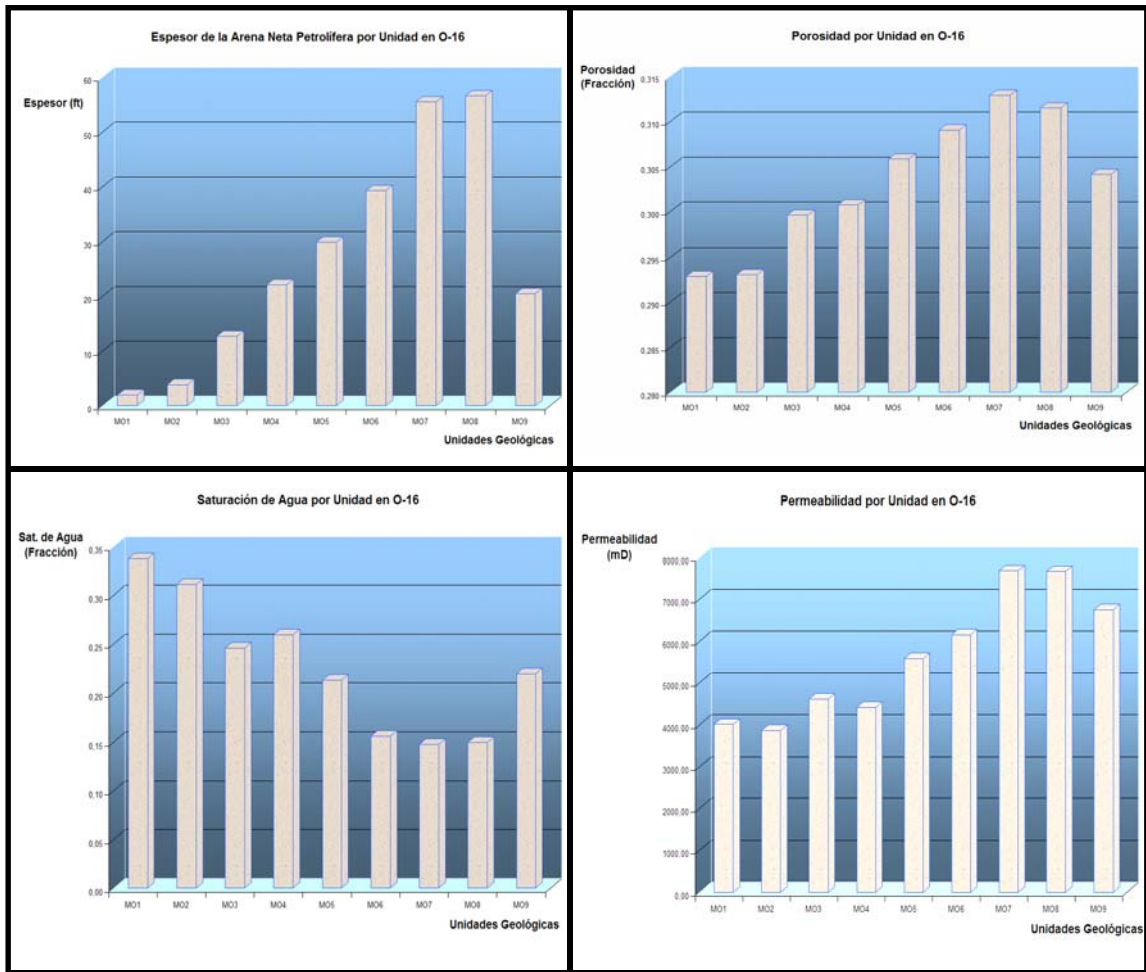
**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**



**APÉNDICE 1-A: MAPAS DE ISOPROPIEDADES EN EL ÁREA O-16**

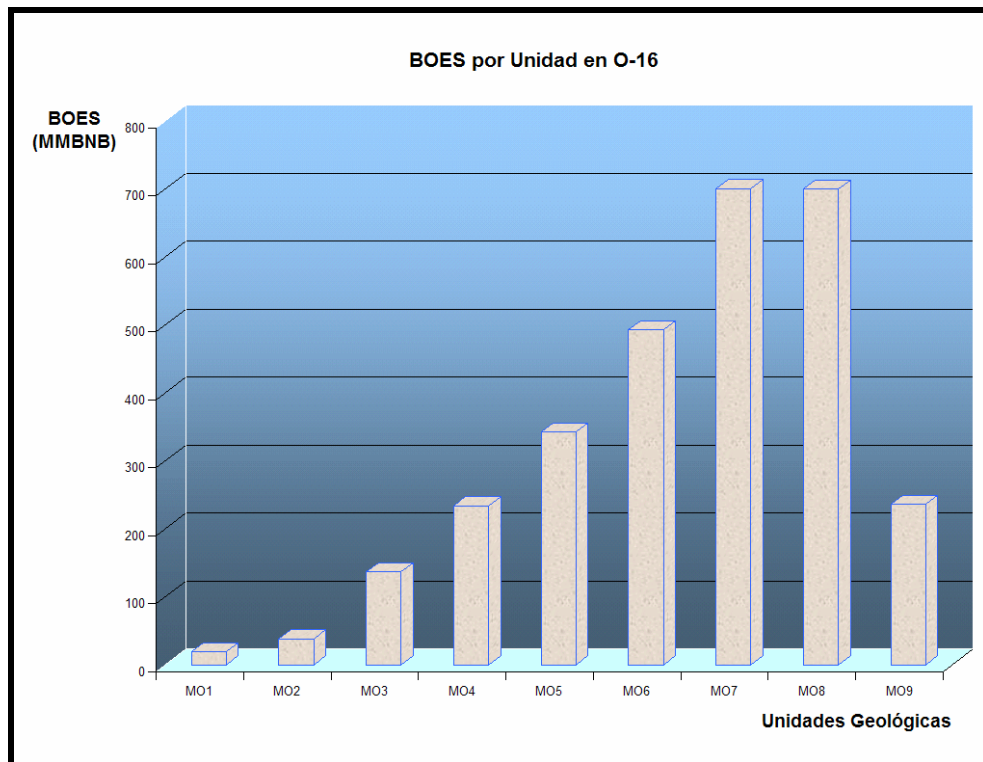


**APÉNDICE 1-B: PETROFÍSICA EN EL ÁREA O-16.**



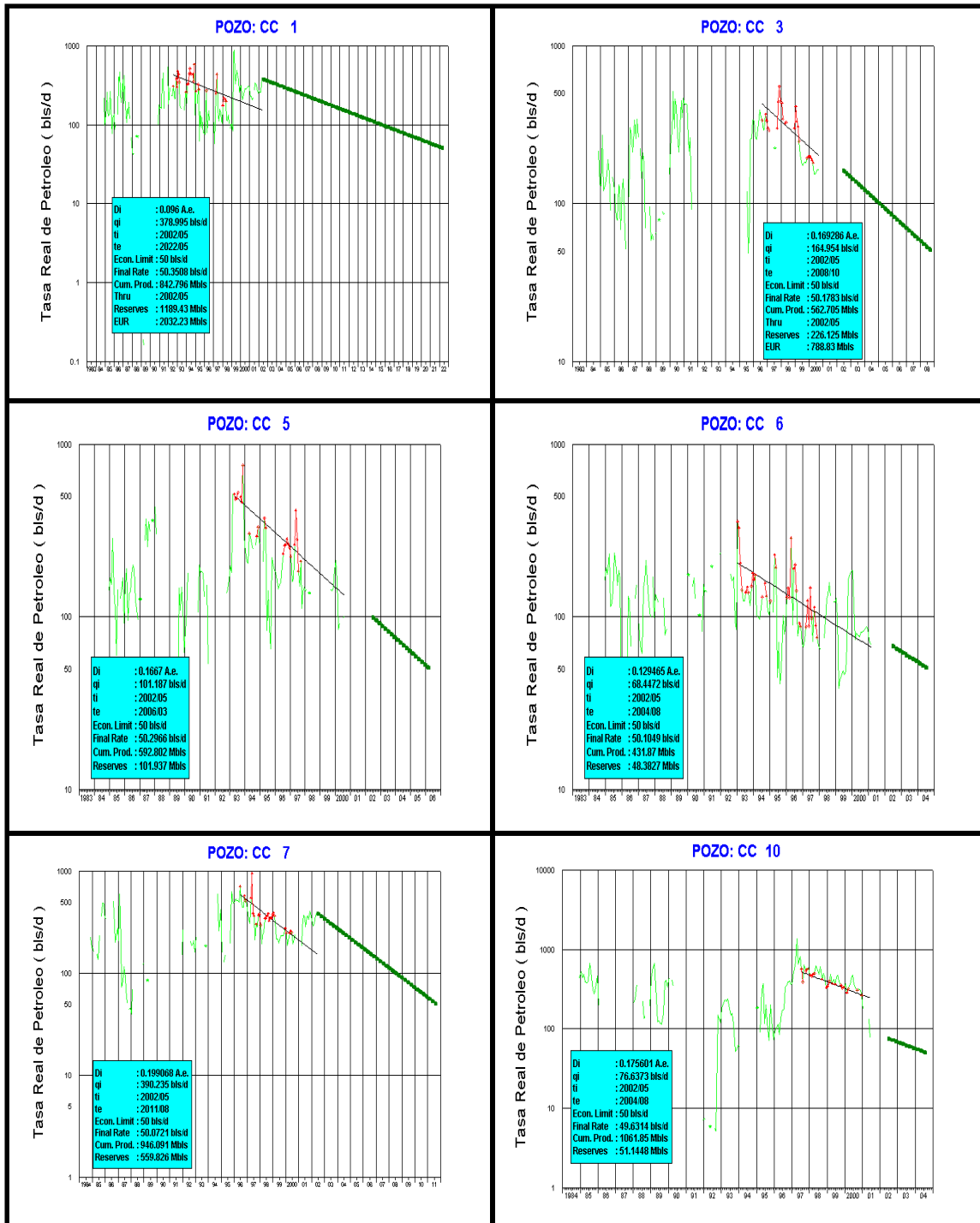
**APÉNDICE 1-C: BOES EN EL ÁREA O-16.**

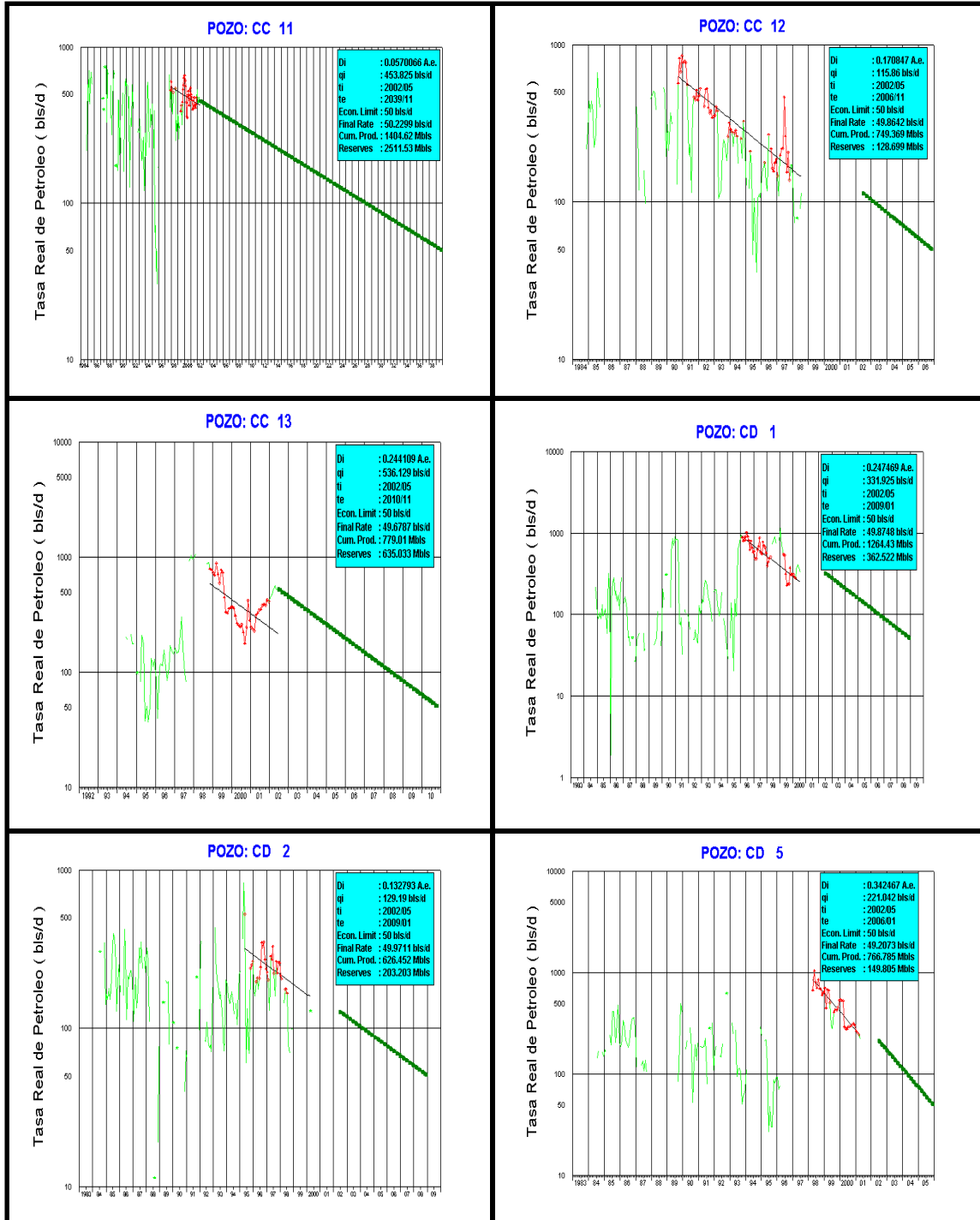
<b>CÁLCULO DEL BOES PARA EL ÁREA O-16</b>				
<b>Unidad</b>	<b>ANP (pie)</b>	<b>Porosidad (frac.)</b>	<b>Sat. Agua (frac.)</b>	<b>BOES (MMBNB)</b>
MO-1	2.0	0.293	0.338	17.9
MO-2	3.8	0.293	0.311	35.5
MO-3	12.7	0.300	0.246	132.8
MO-4	22.1	0.301	0.259	227.9
MO-5	29.8	0.306	0.213	331.7
MO-6	39.2	0.309	0.156	472.6
MO-7	55.4	0.313	0.147	683.8
MO-8	56.6	0.311	0.150	691.7
MO-9	20.4	0.304	0.219	223.9
<b>Área Superficial (acres)</b>				<b>6455</b>
<b>Factor Volumétrico del Petróleo Inicial (Boi) (BY/BN)</b>				<b>1.0833</b>
<b>Arena Neta Petrolífera Total (pie)</b>				<b>242</b>
<b>BOES (MMBNB)=</b>				<b>2817.7</b>

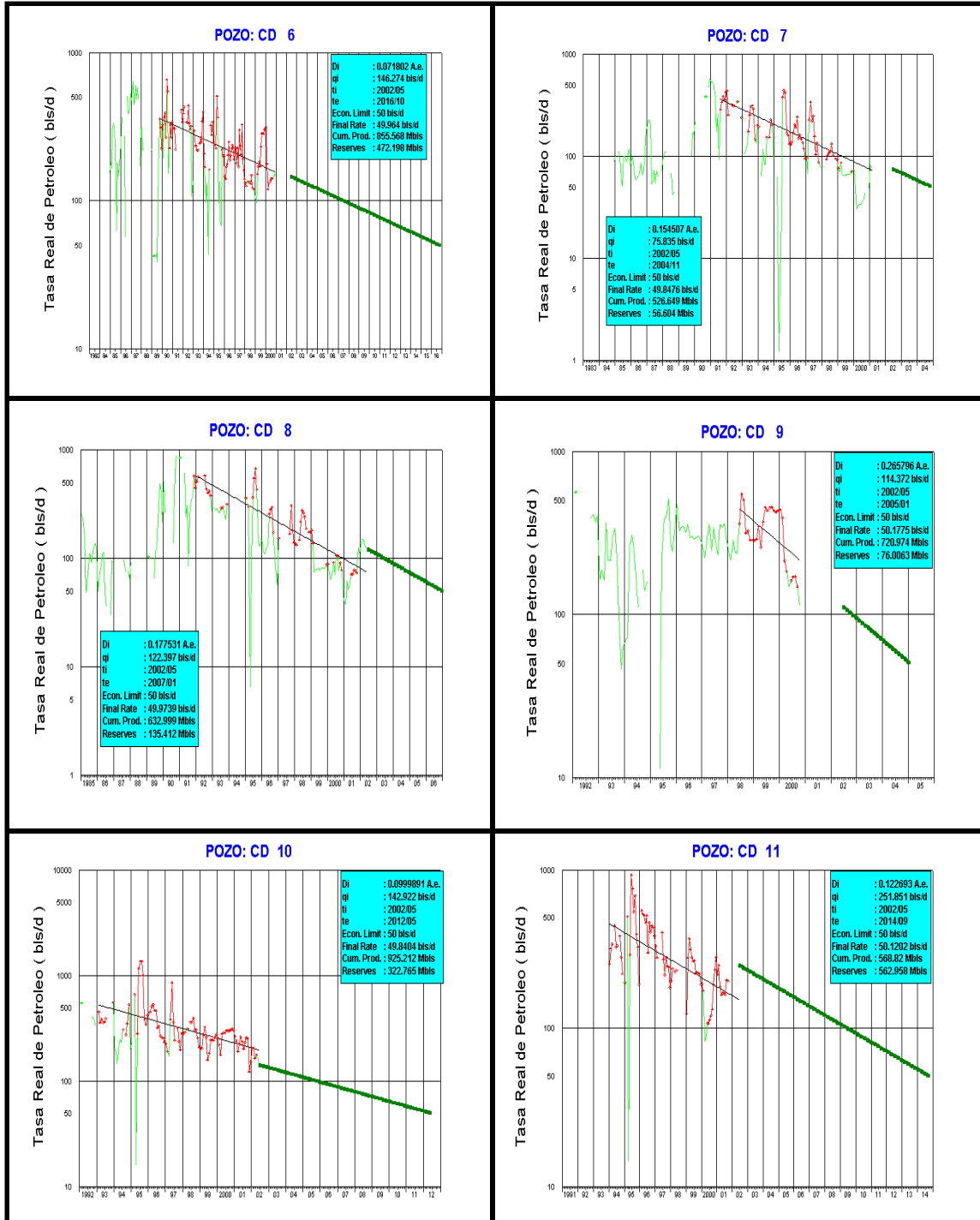


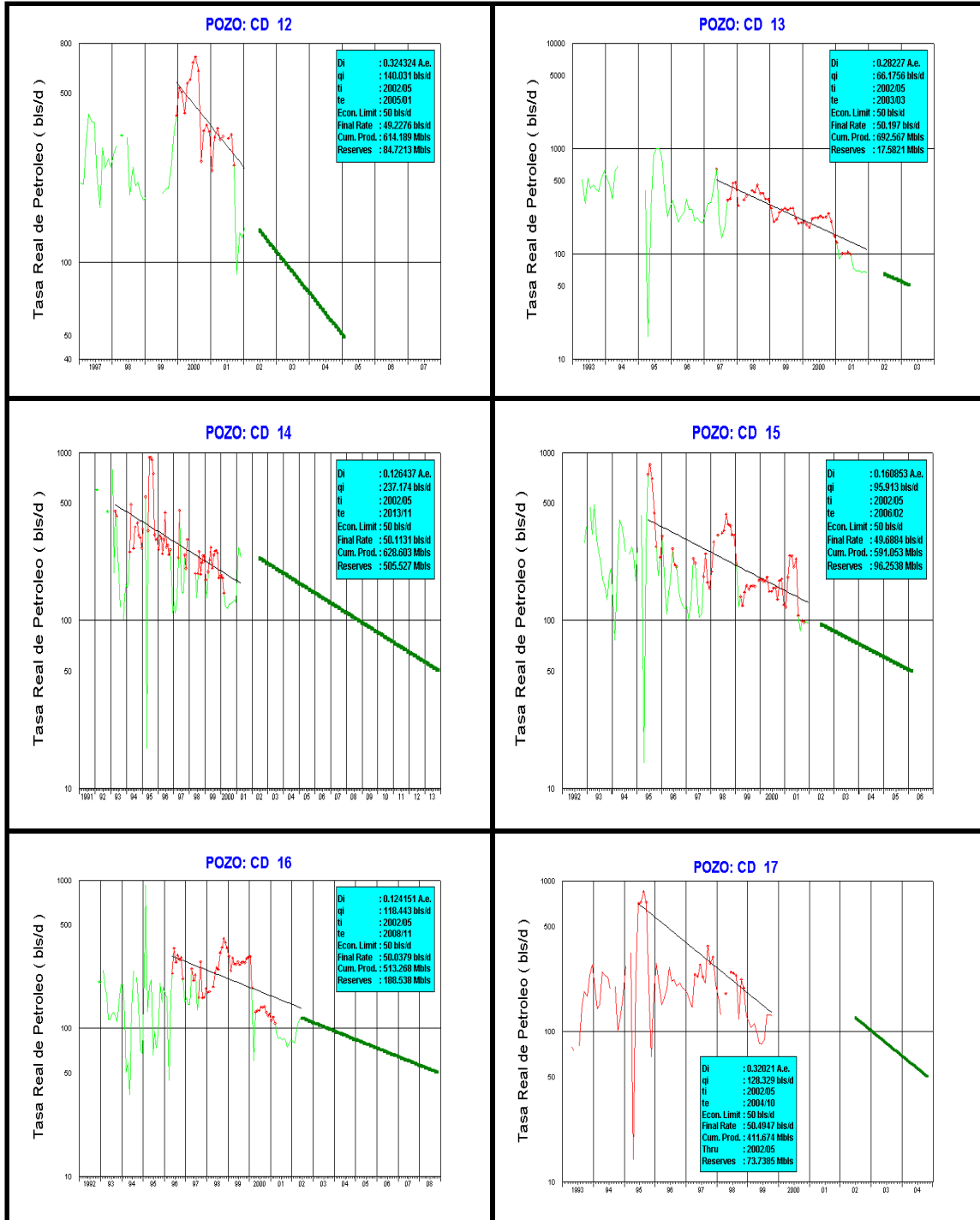


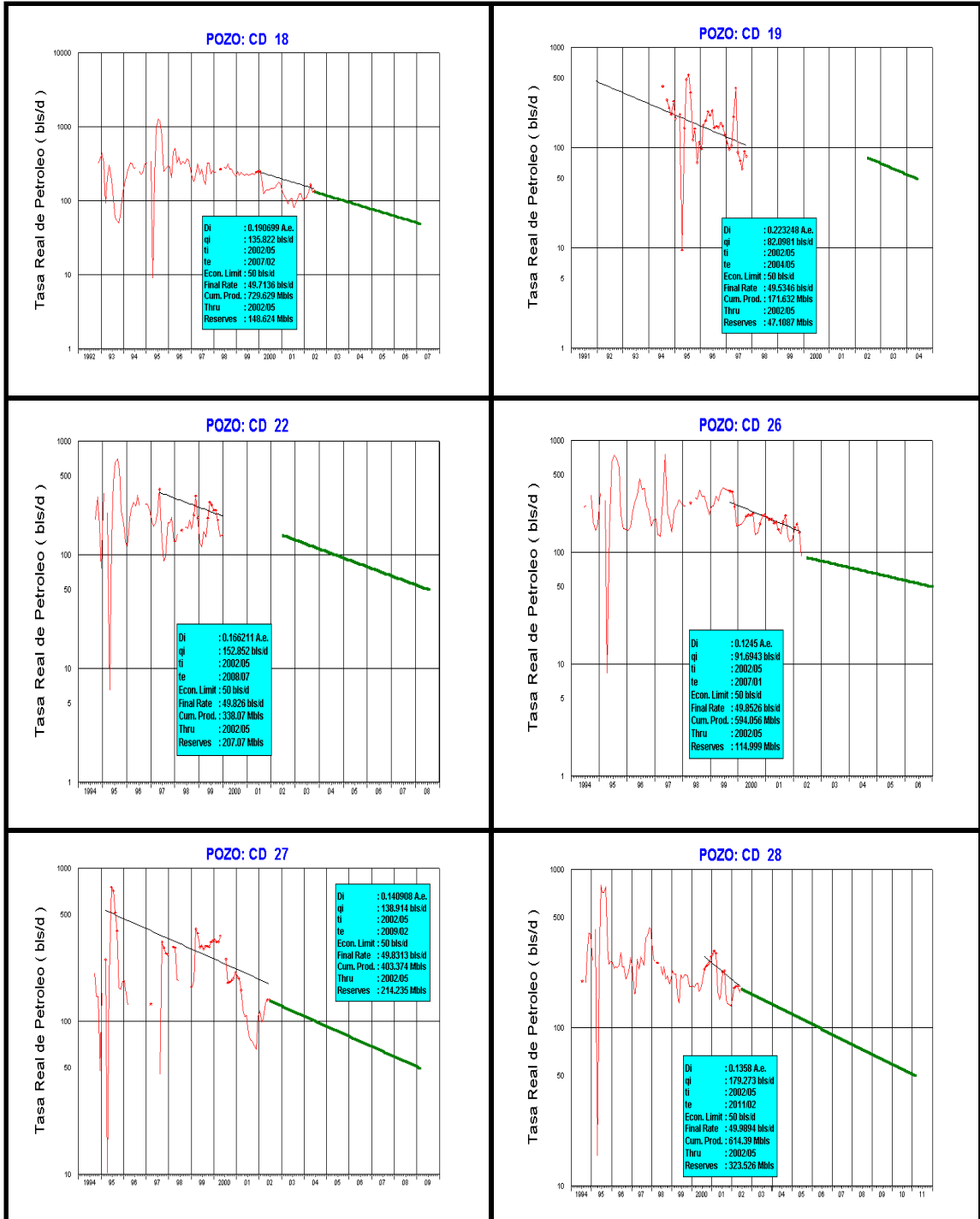
**APÉNDICE 2-A: RESERVAS REMANENTES EN EL ÁREA O-16.**  
**(Declinación pozo a pozo)**

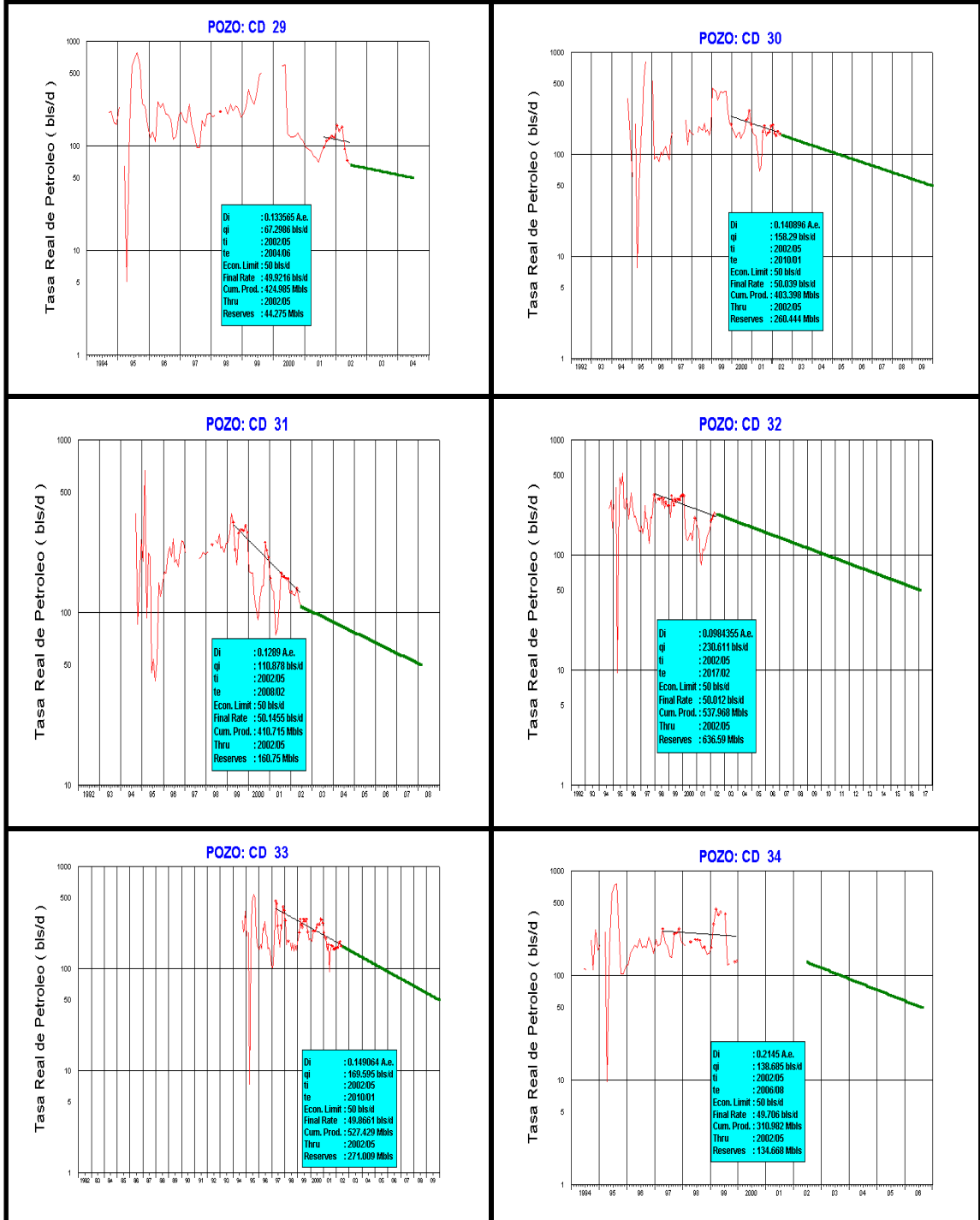


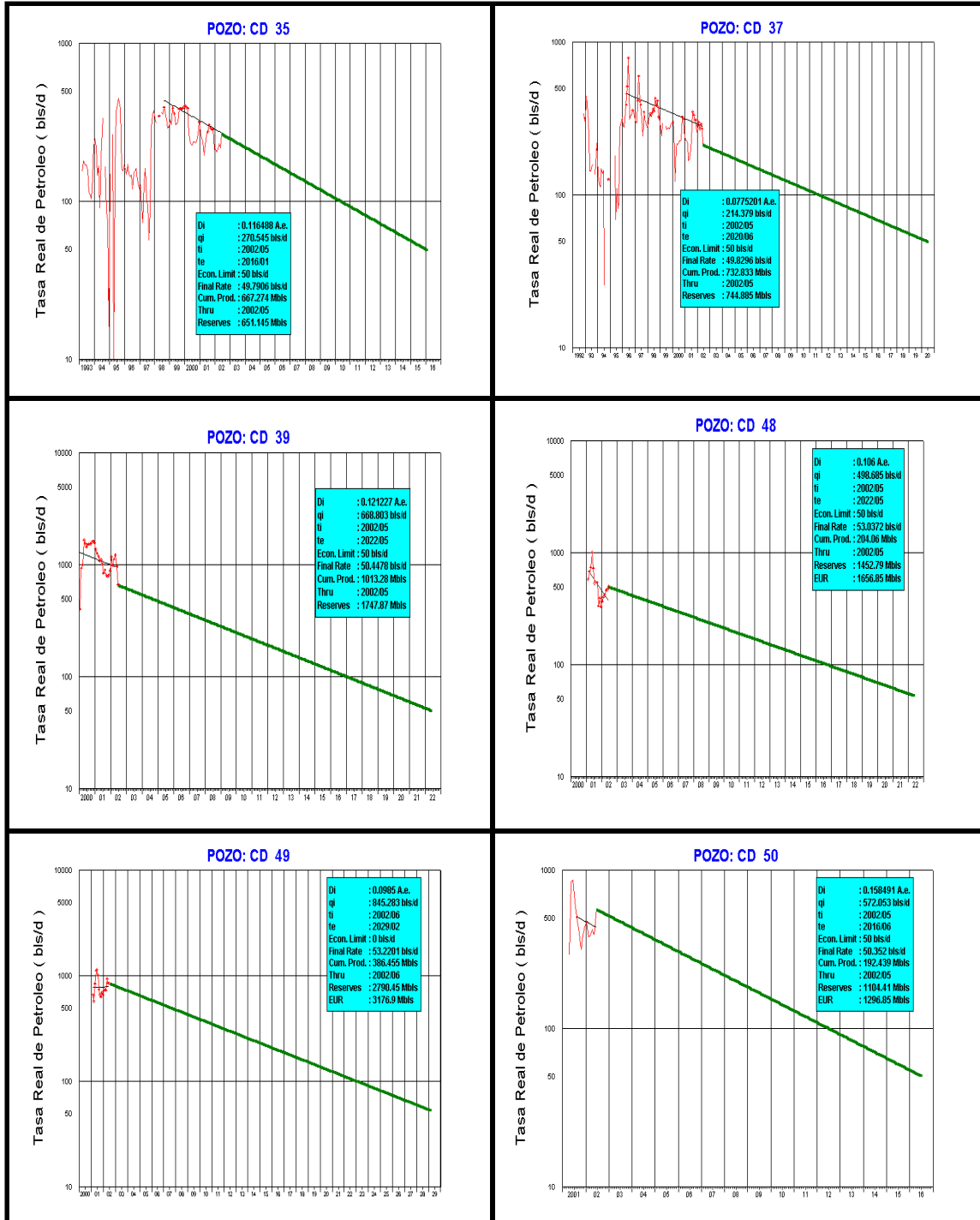


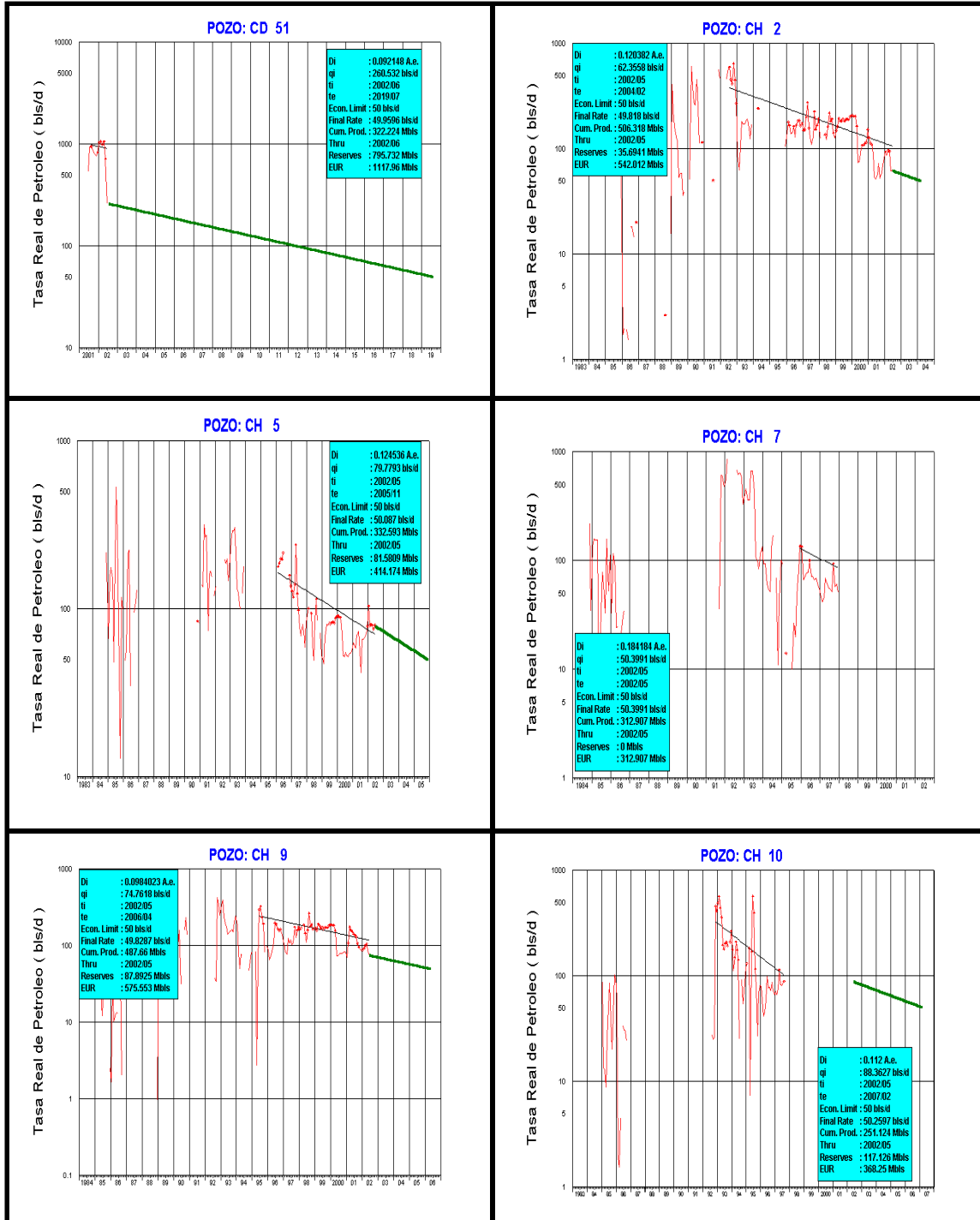




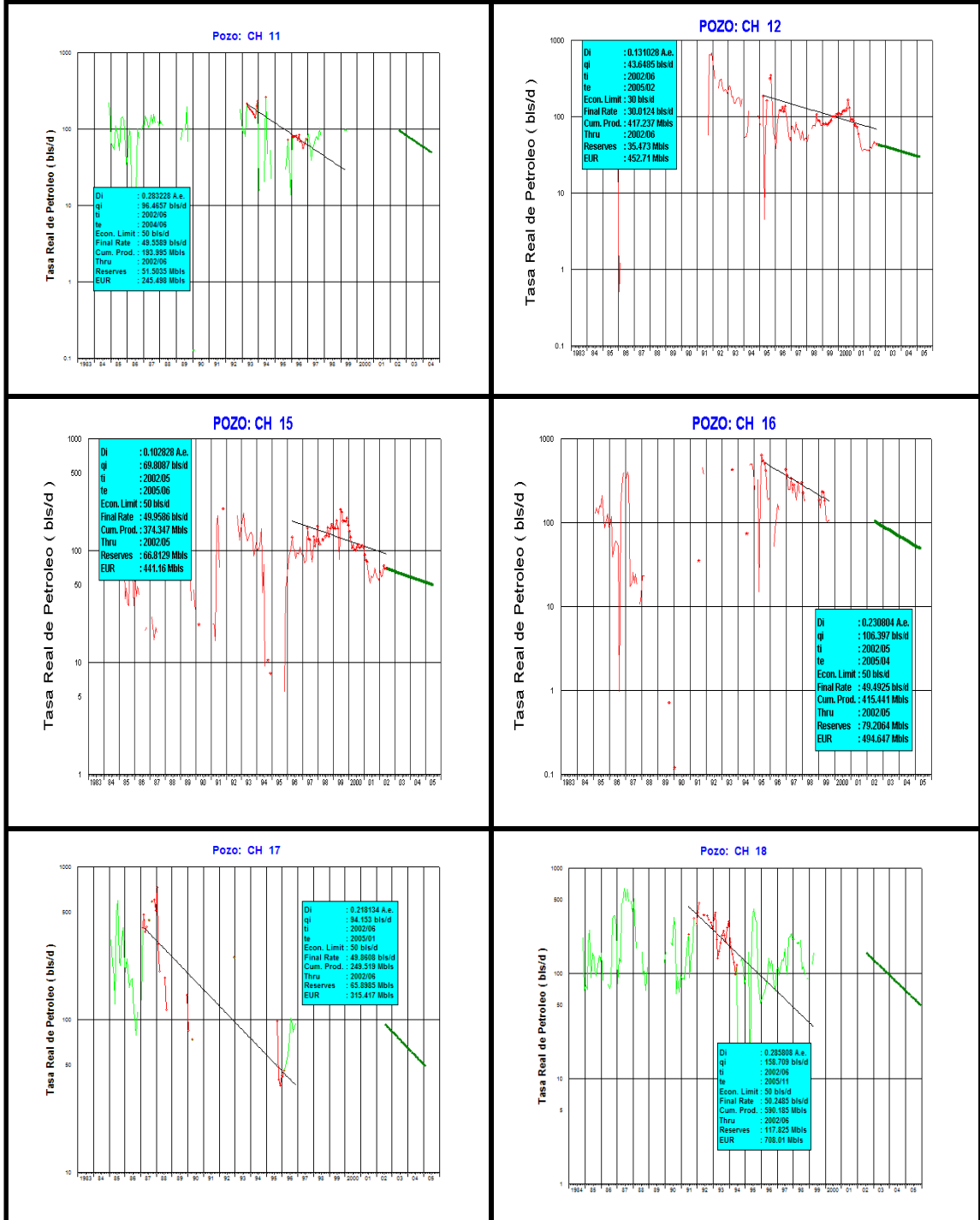


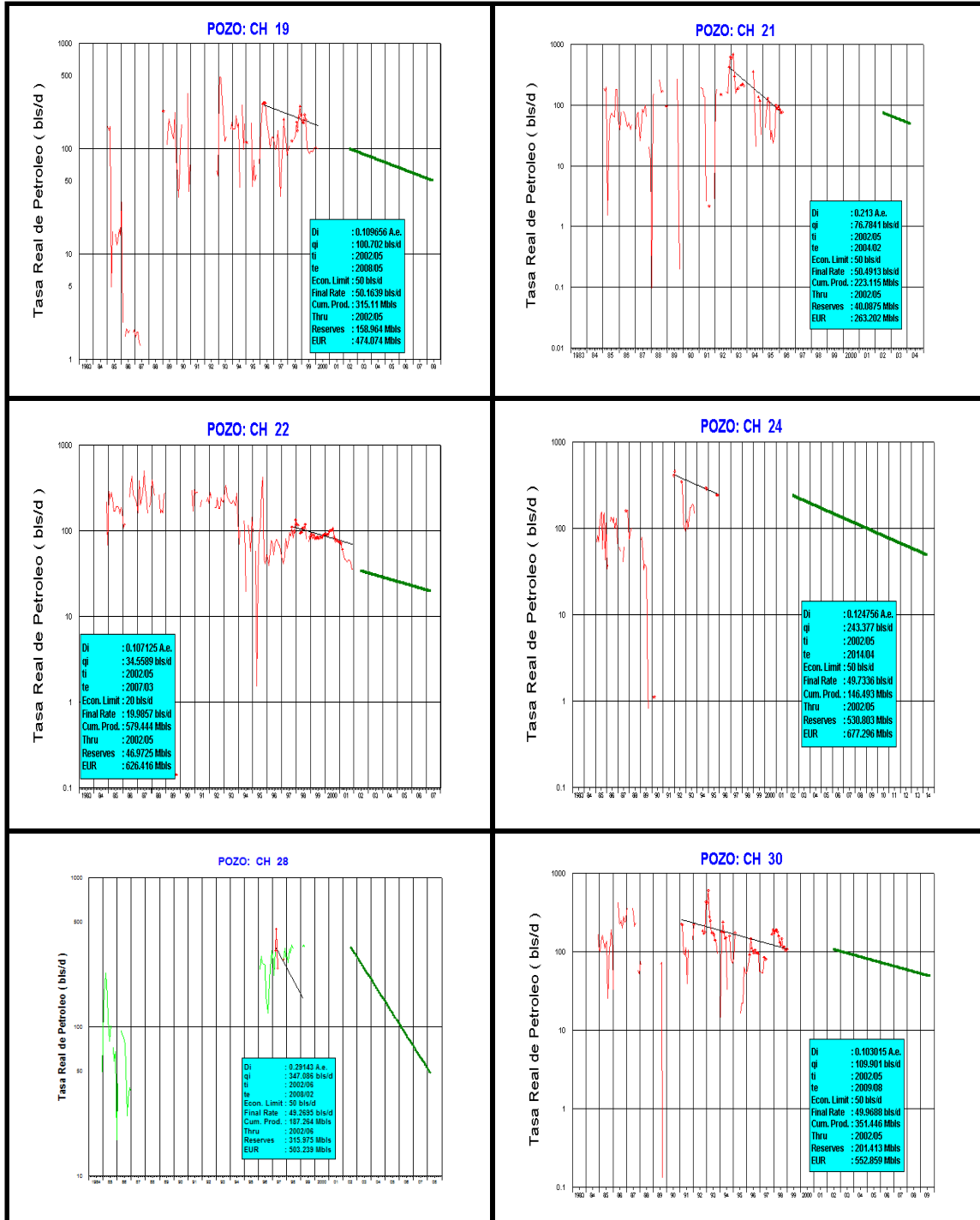


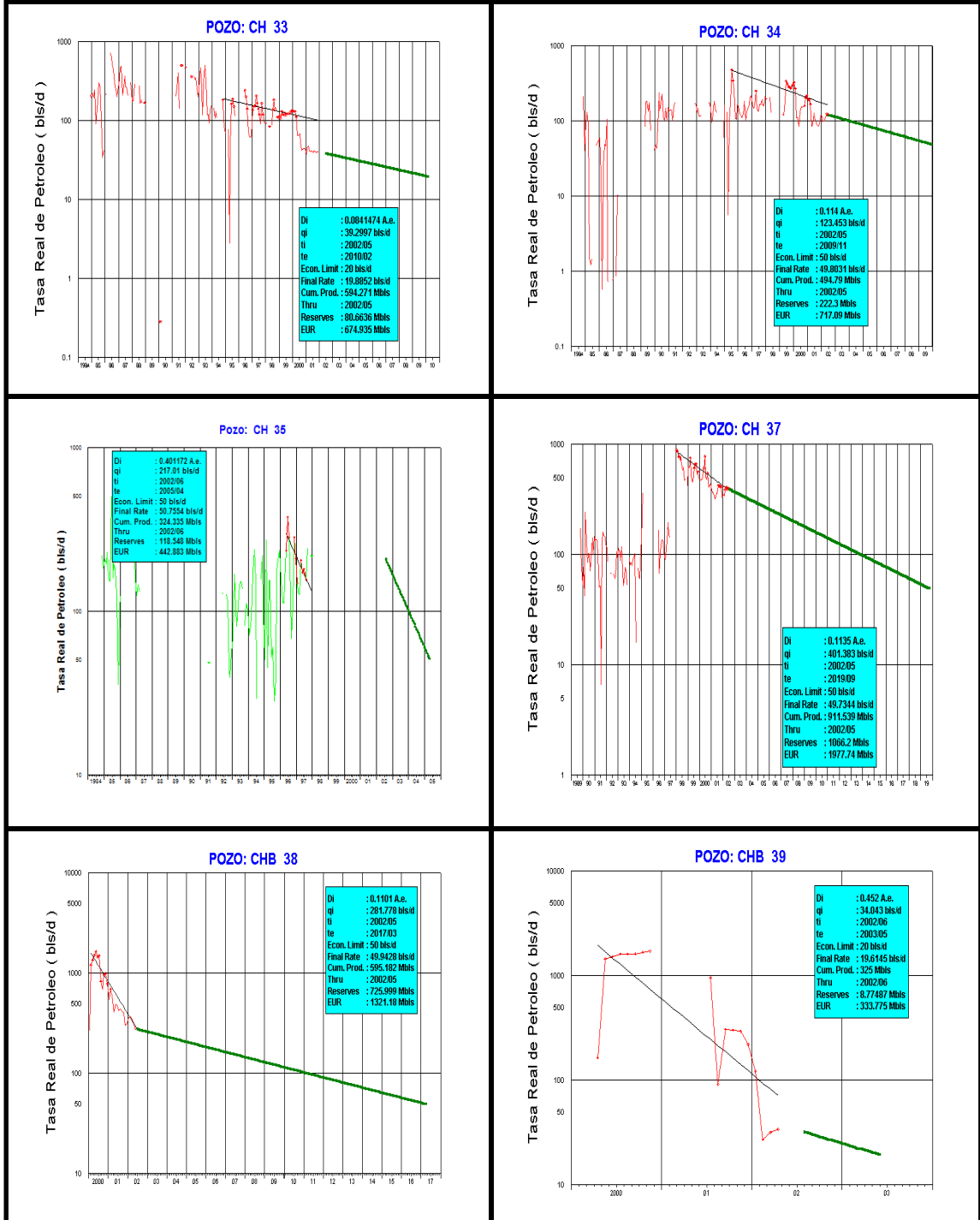


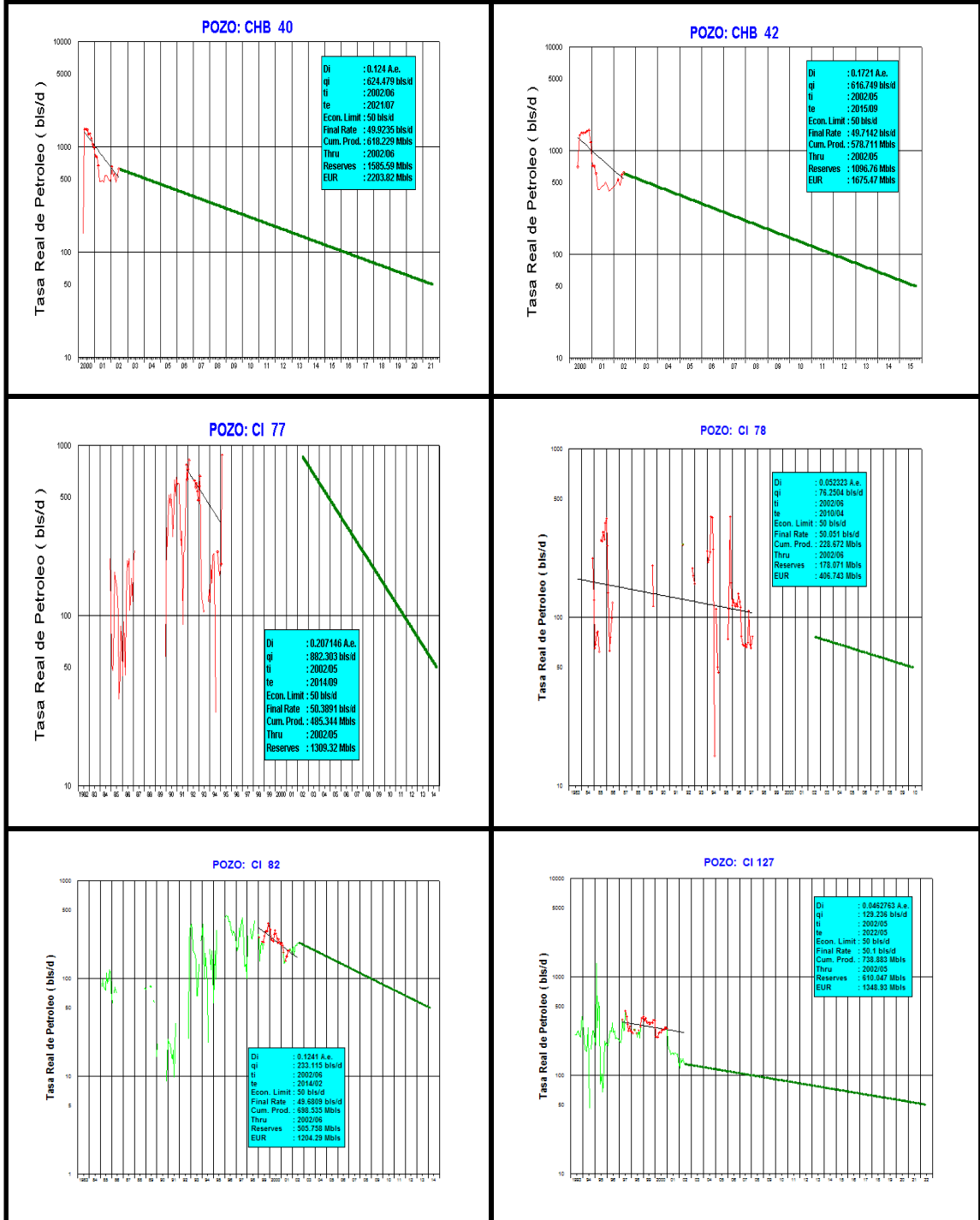


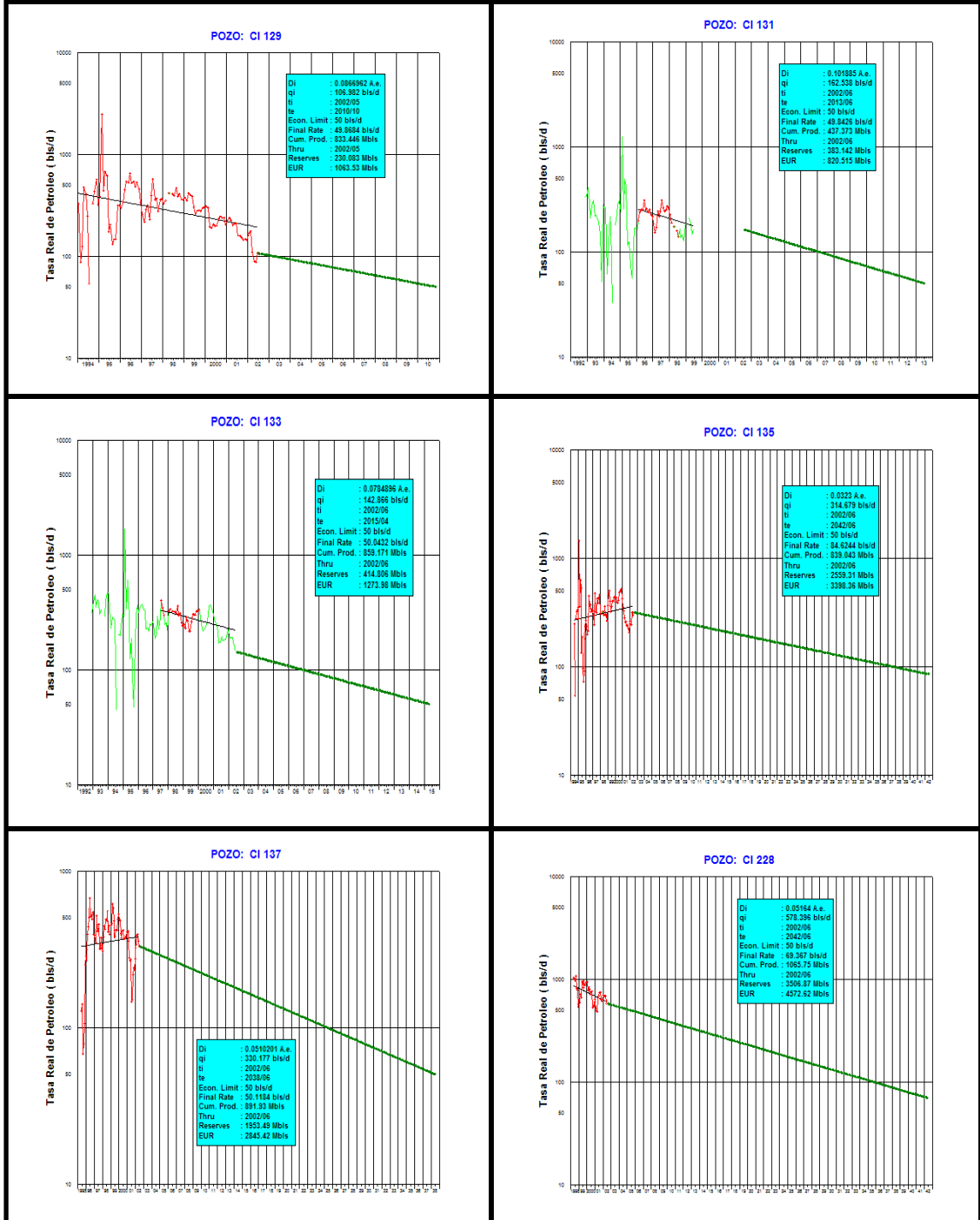


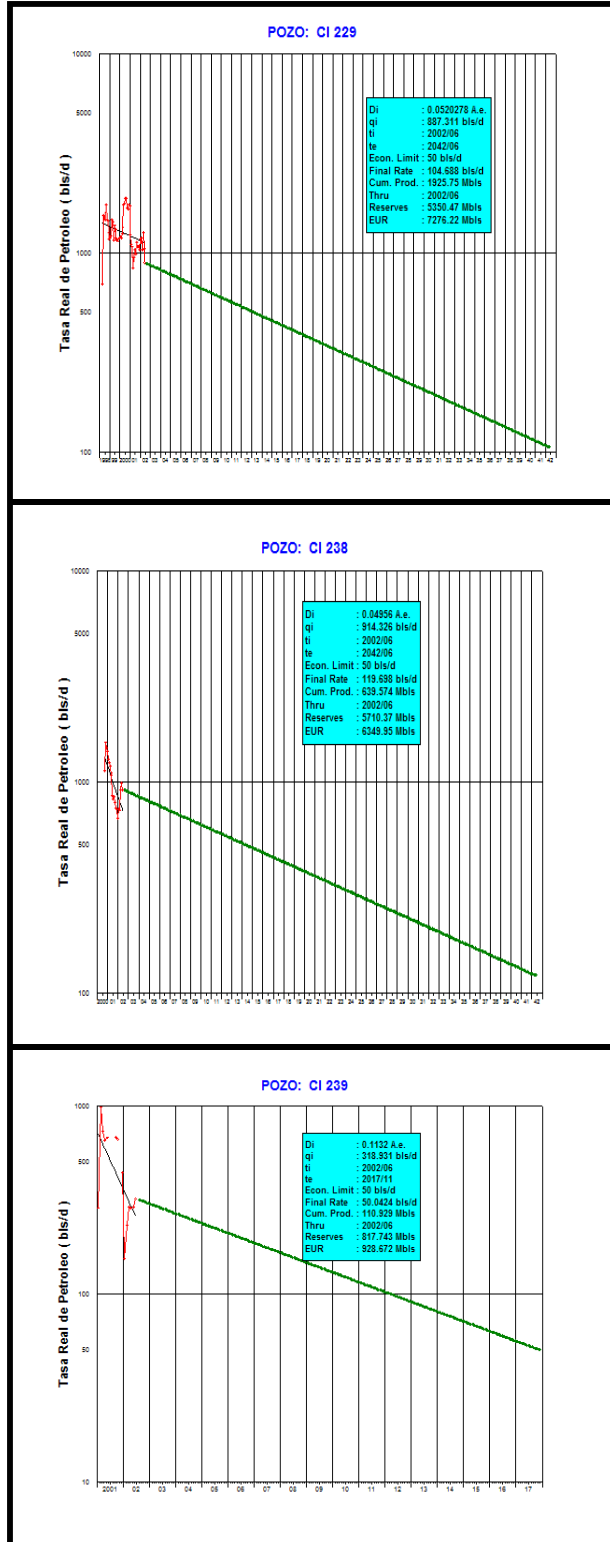












**APÉNDICE 2-B: RESERVAS REMANENTES EN EL ÁREA O-16.**  
(Hoja de Cálculo con el resultado final)

Reservas Remanentes O-16													
Nombre del Pozo	Tipo de Completacion	Inicio de Produccion Fecha (A-M-D)	Ultima Produccion Fecha (A-M-D)	Ultimo Estado del Pozo	Ultimo Sub-estado del pozo	Fecha inicial de declinacion (A-M)	Tasa inicial de declinacion (BNB/dia)	Fecha final de declinacion (A-M)	Tasa final de declinacion (BNB/dia)	Declinacion 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				26,7				
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				26,71				
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				50,28				
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	*	*	NULL	NULL								
CD 24	DESVIADO	*	*	NULL	NULL								
CD 25	DESVIADO	19940731	19940731	NULL	NULL	Sin datos en OFM							
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	386,46	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	
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	

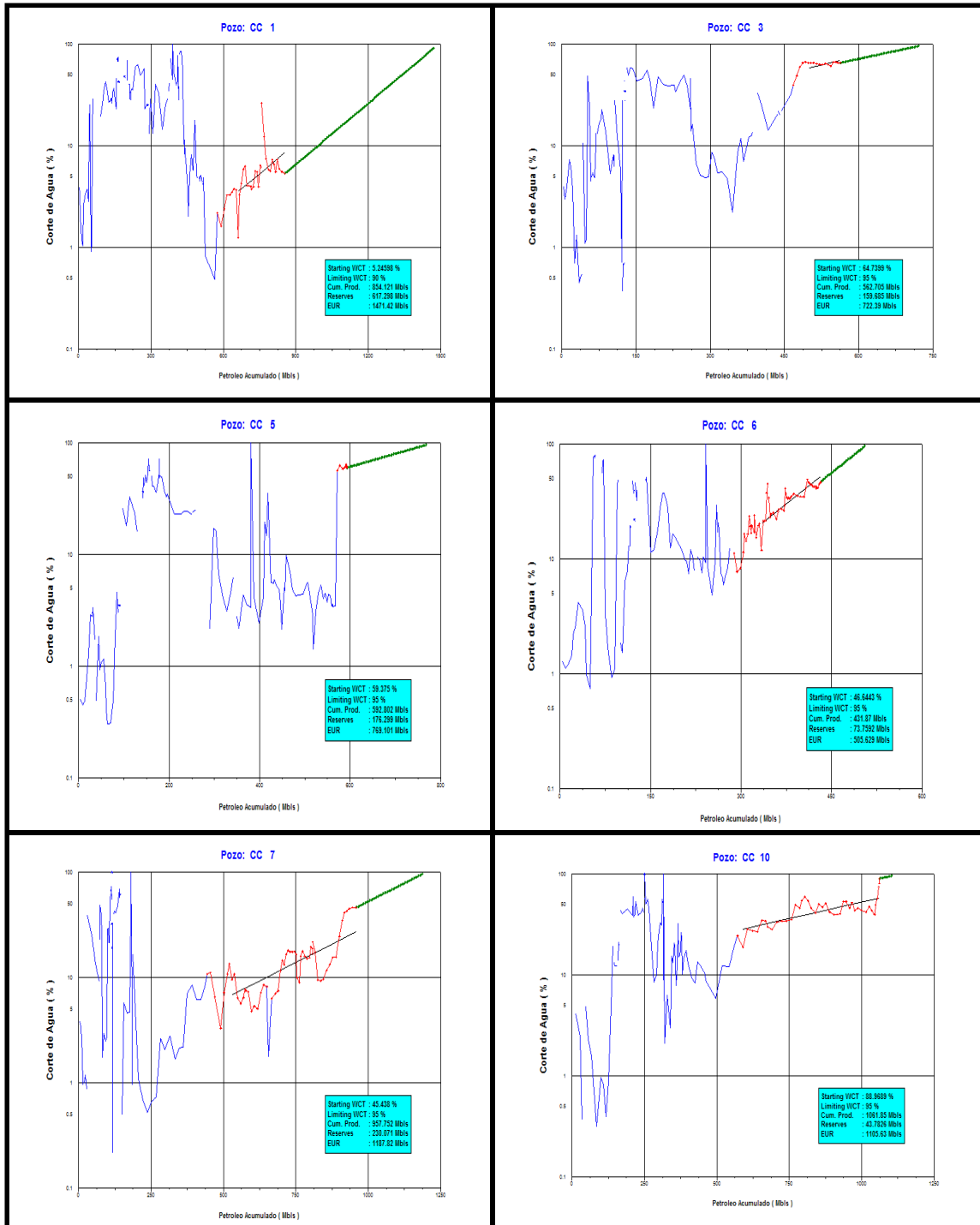
## Apéndice 2-B.

Reservas Remanentes O-16													
Nombre del Pozo	Tipo de Completacion	Inicio de Produccion Fecha (A-M-D)	Ultima Produccion Fecha (A-M-D)	Ultimo Estado del Pozo	Ultimo Sub-estado del pozo	Fecha inicial de declinacion (A-M)	Tasa inicial de declinacion (BNB/dia)	Fecha final de declinacion (A-M)	Tasa final de declinacion (BNB/dia)	Declinacion Anual (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)	
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	282	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	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							2002/05	1687
CHB 48	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	2002/05	1006	2027/01	50,21	11,48	278,88	2863,48	
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	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								
<b>RESERVAS TOTALES (MBNB)</b>											<b>64104,1</b>		

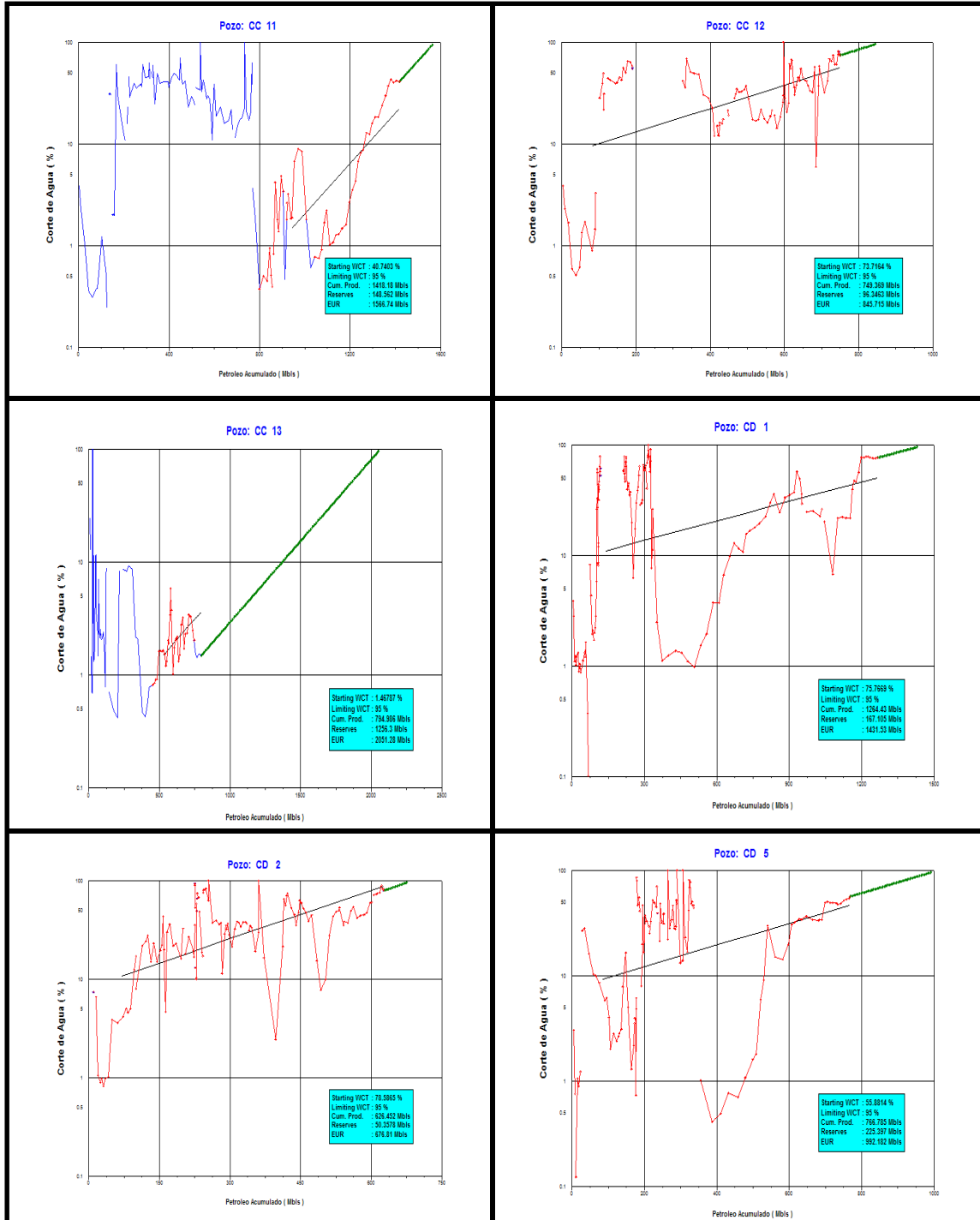
LEYENDA
HW
SIN DATOS
POZOS NUEVOS
CERRADO



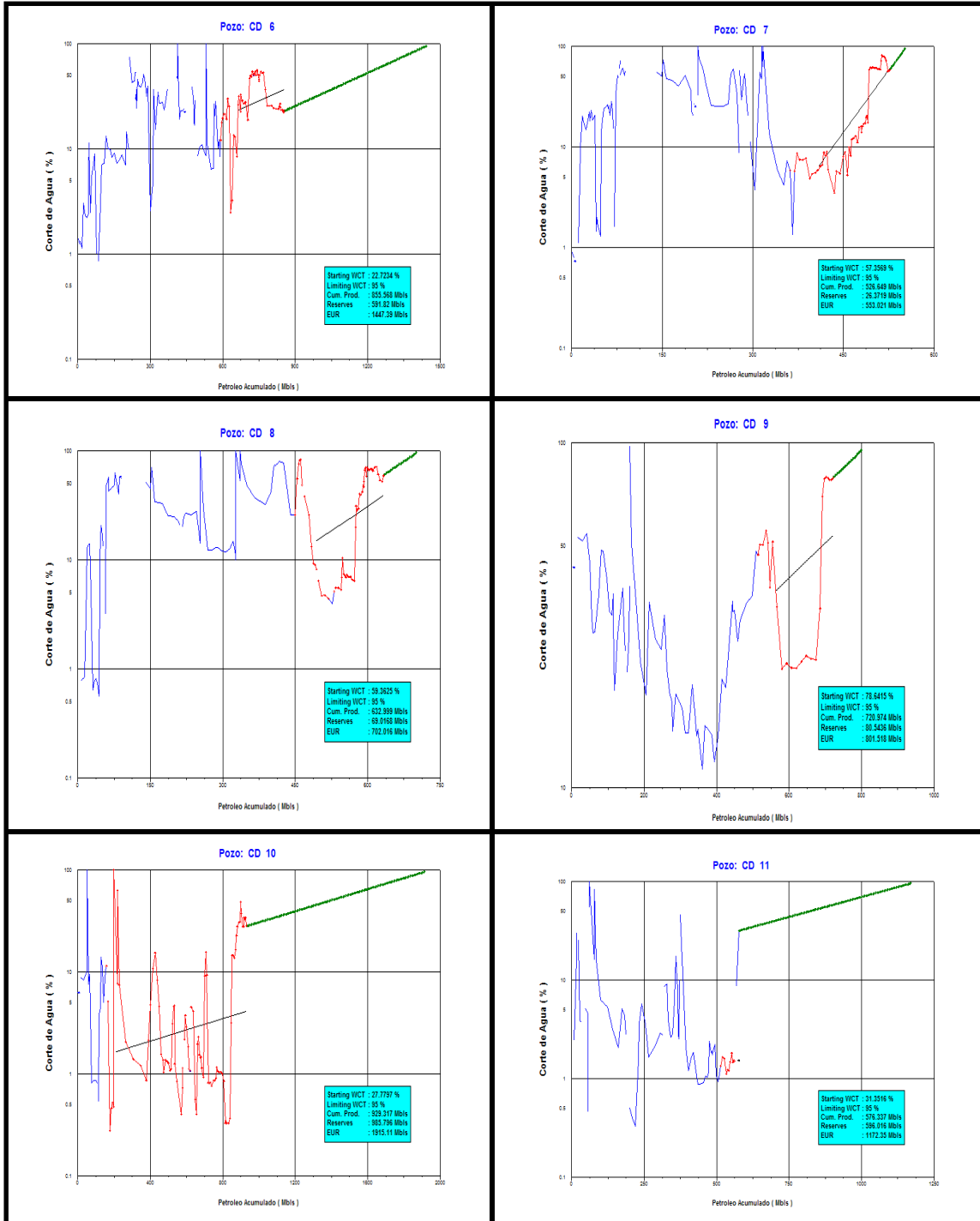
**APÉNDICE 3-A: RESERVAS REMANENTES EN EL ÁREA O-16.  
(Declinación pozo a pozo según el corte de agua)**



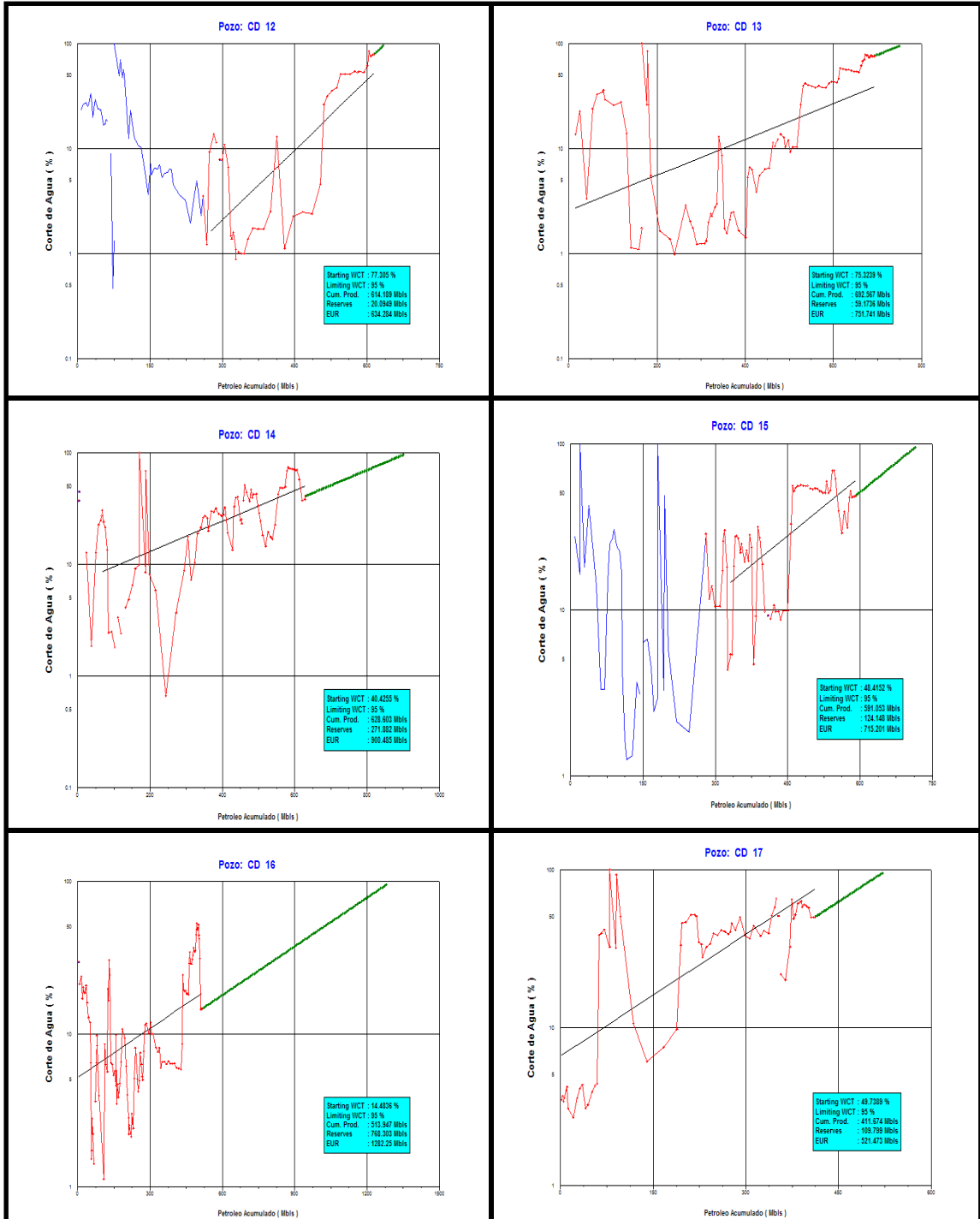
# Apéndice 3-A.



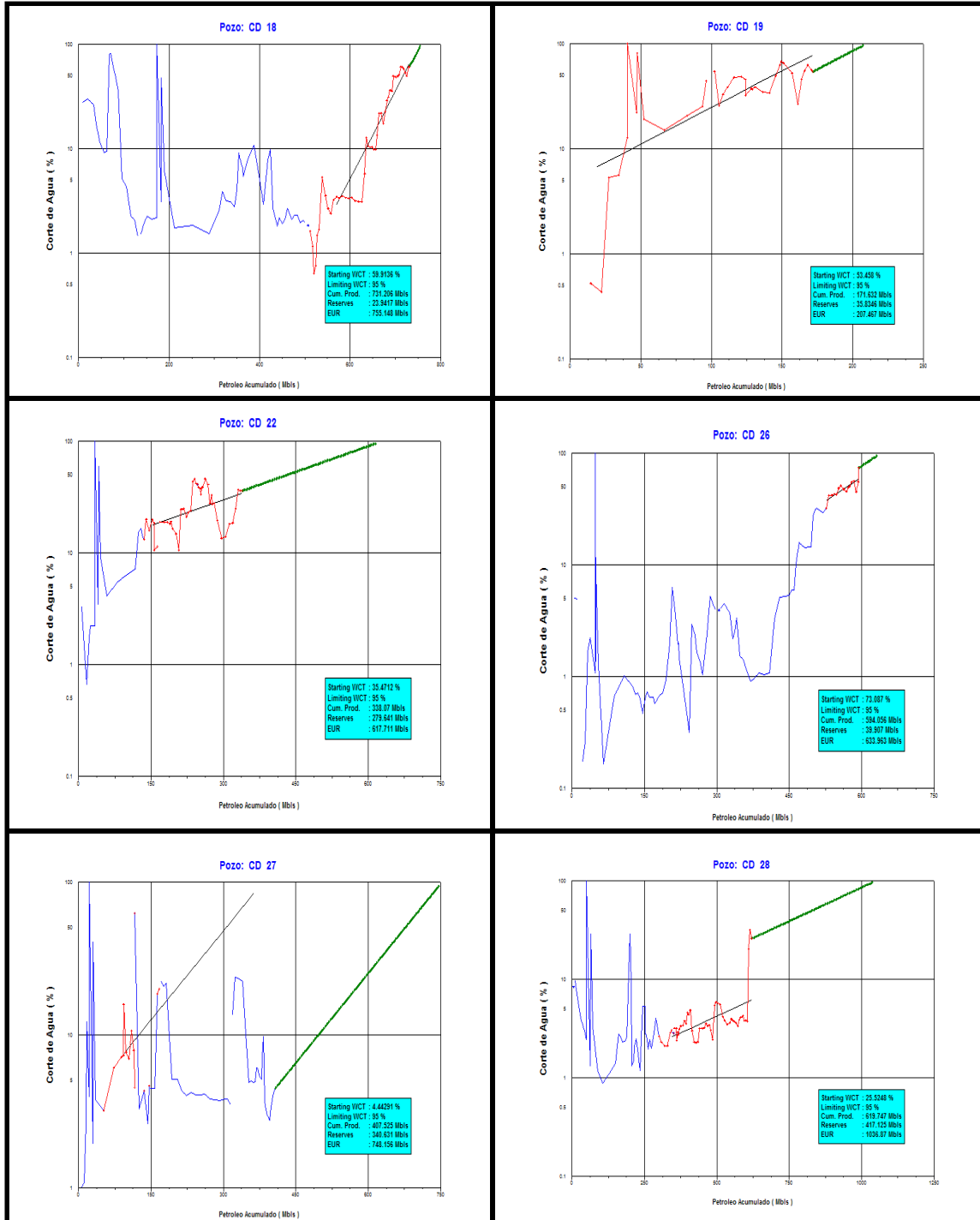
# Apéndice 3-A.



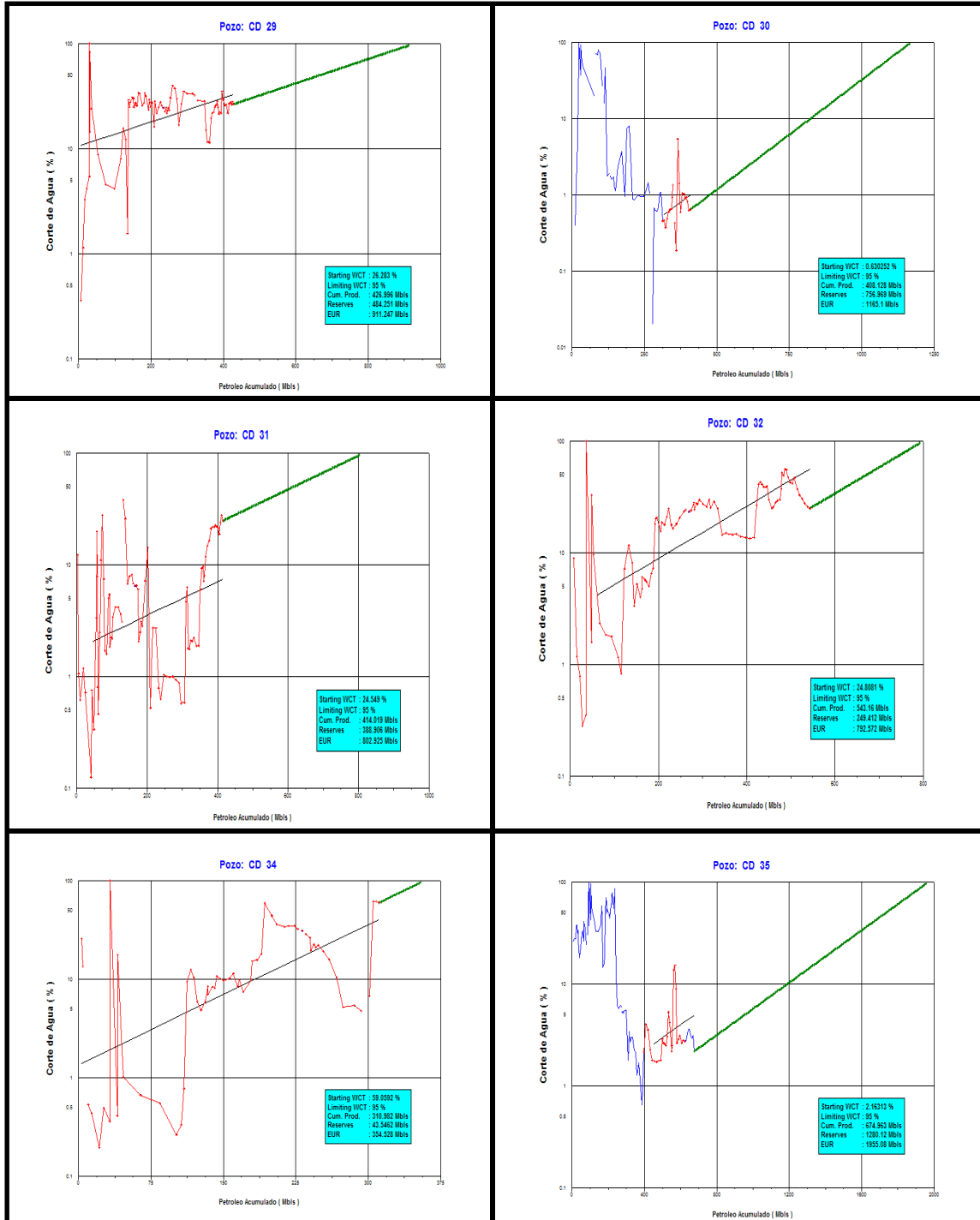
# Apéndice 3-A.



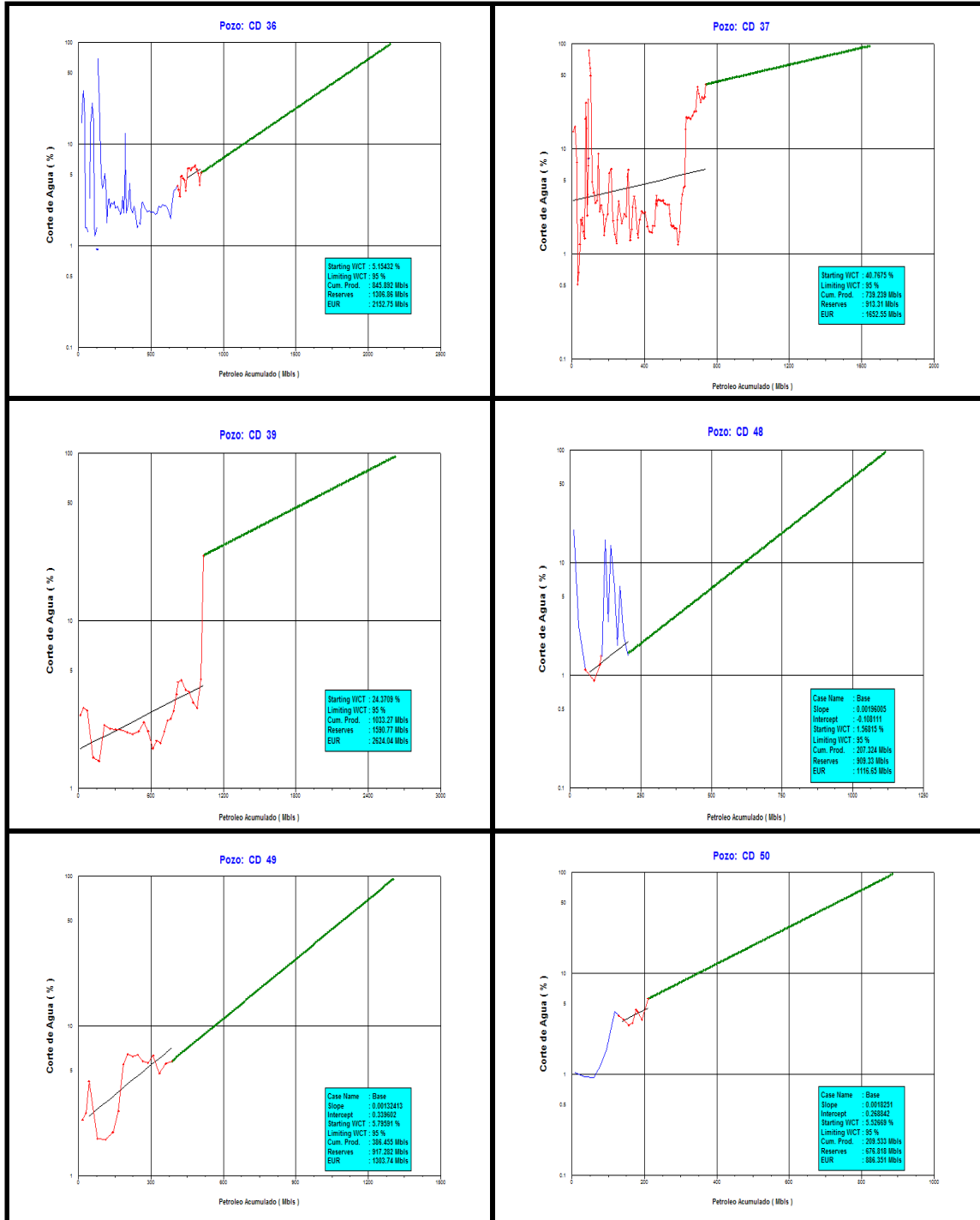
# Apéndice 3-A.

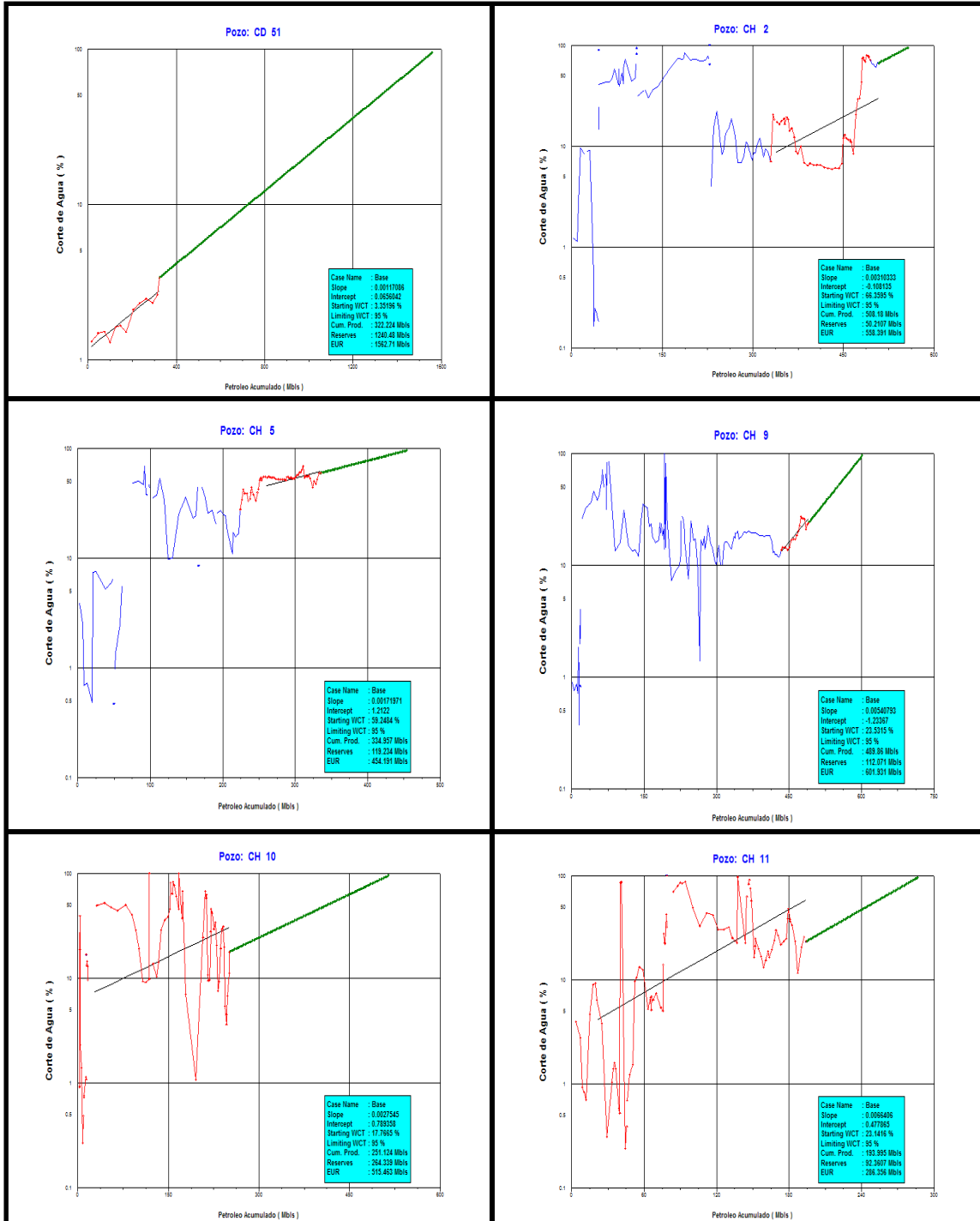


# Apéndice 3-A.

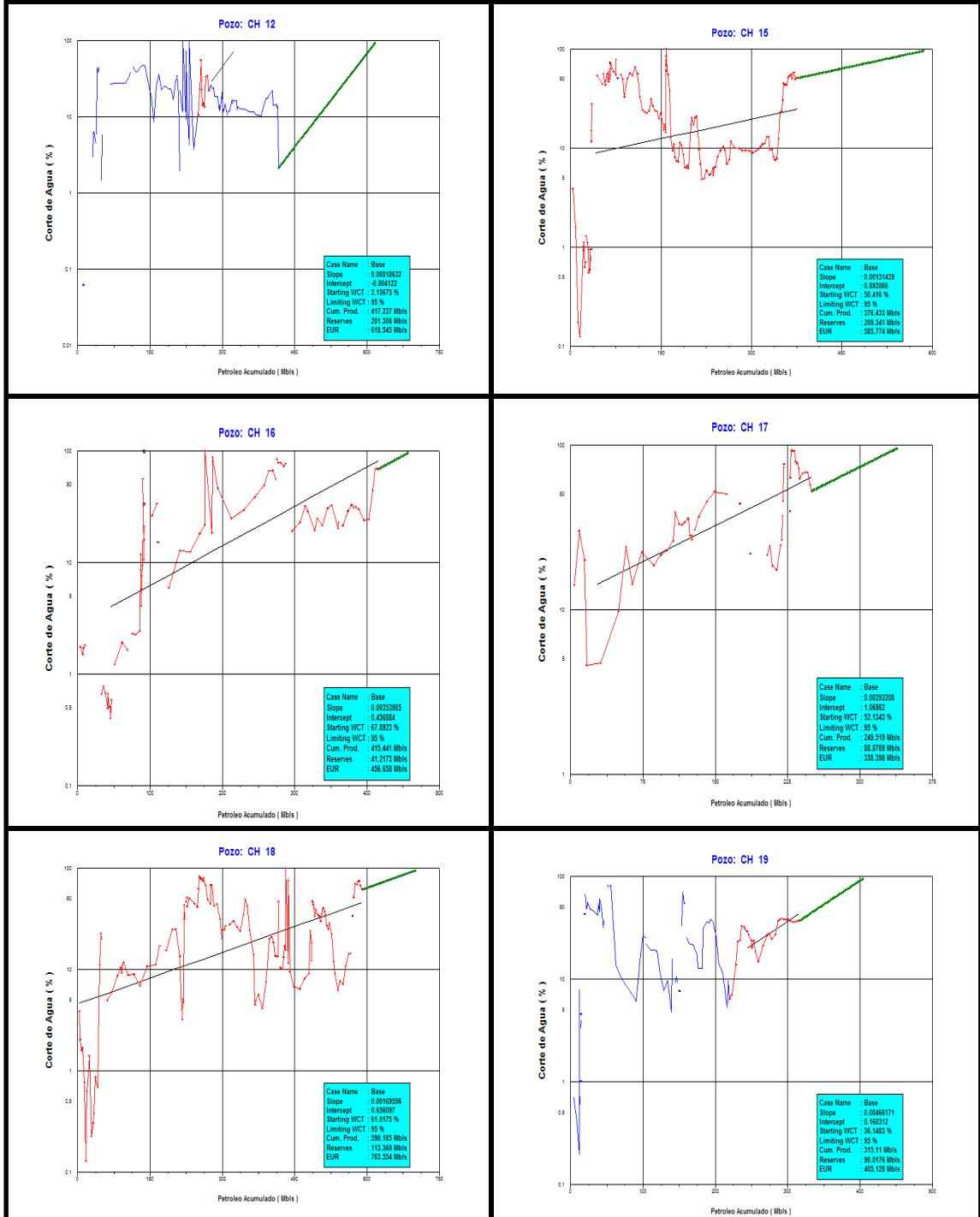


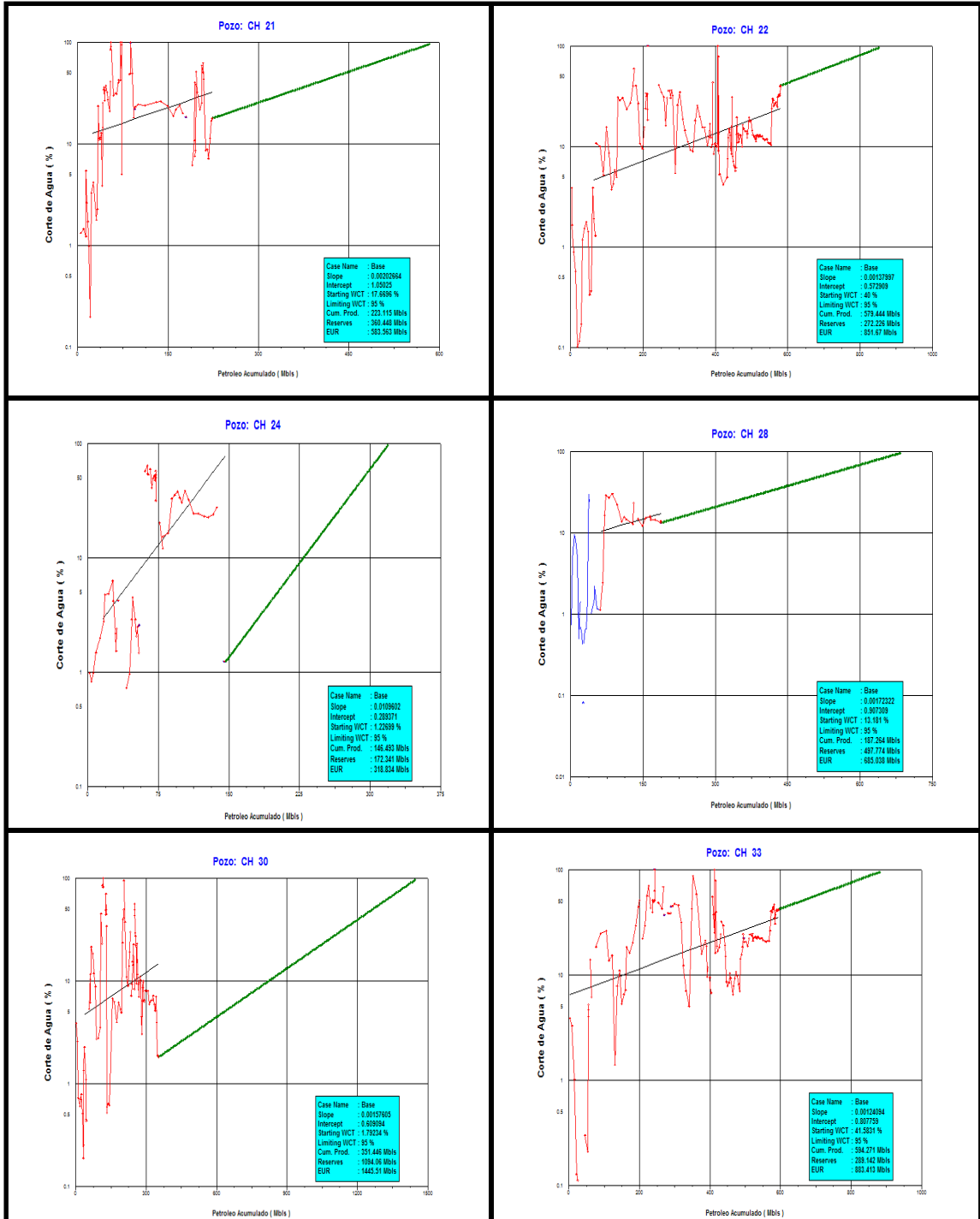
# Apéndice 3-A.

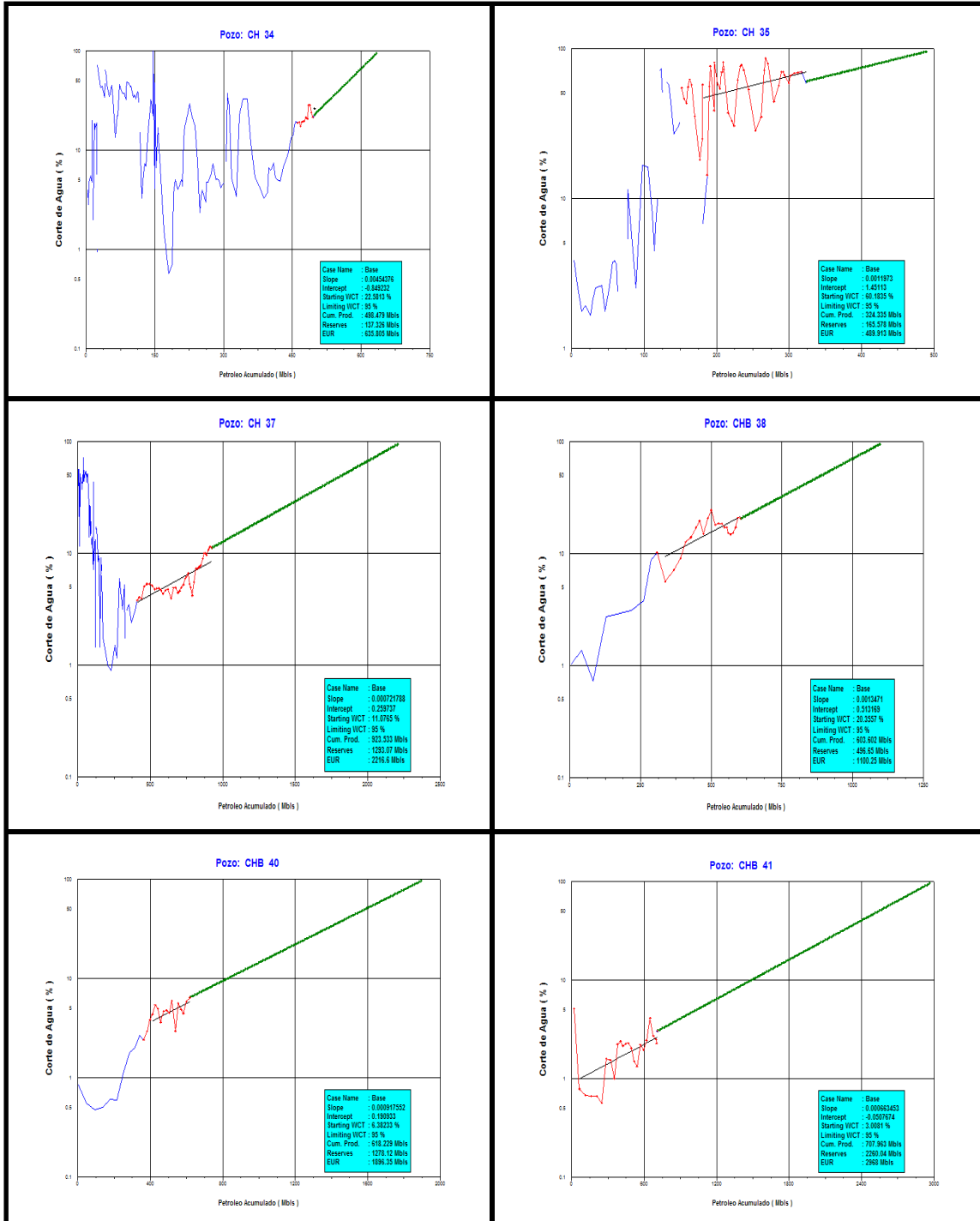


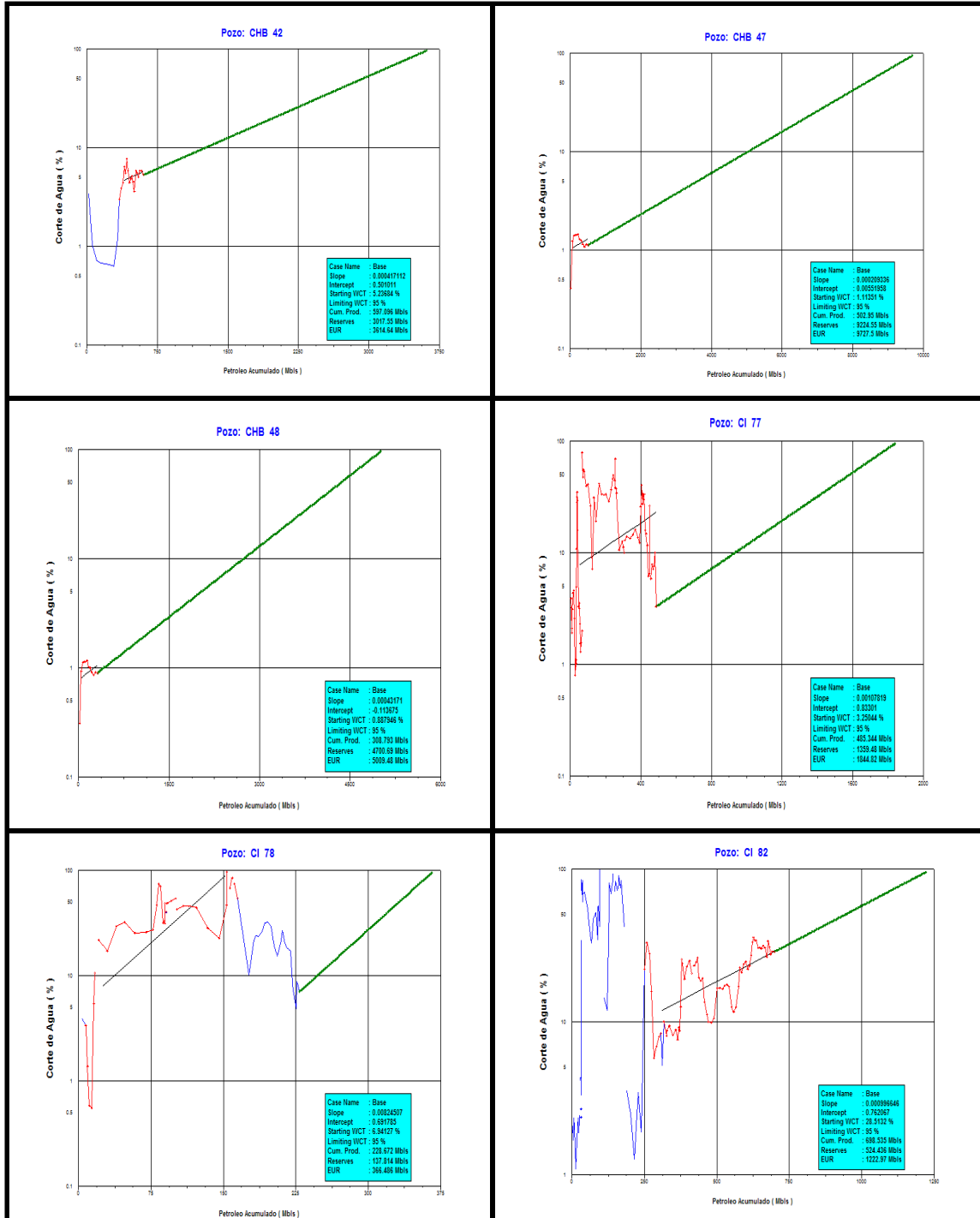


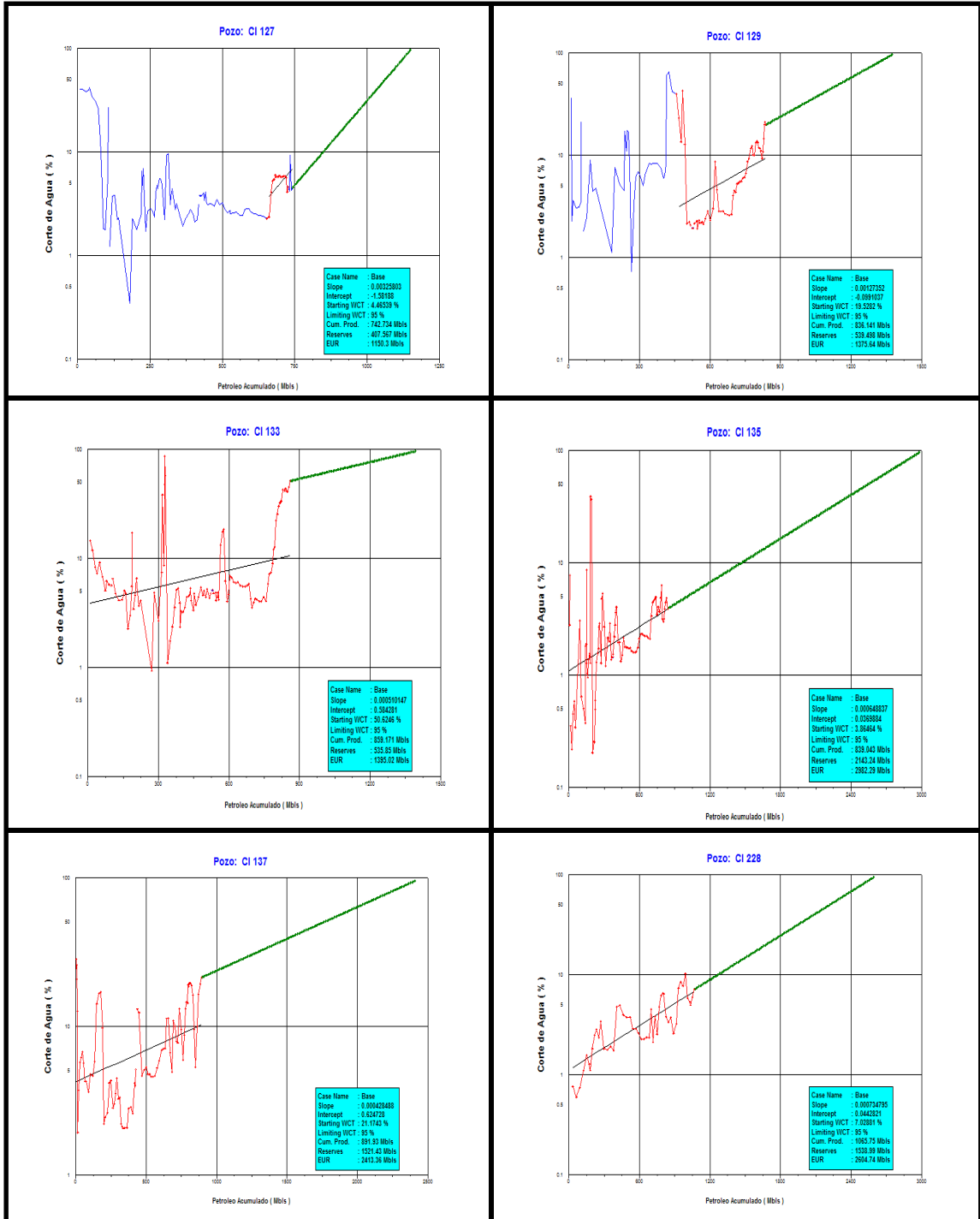


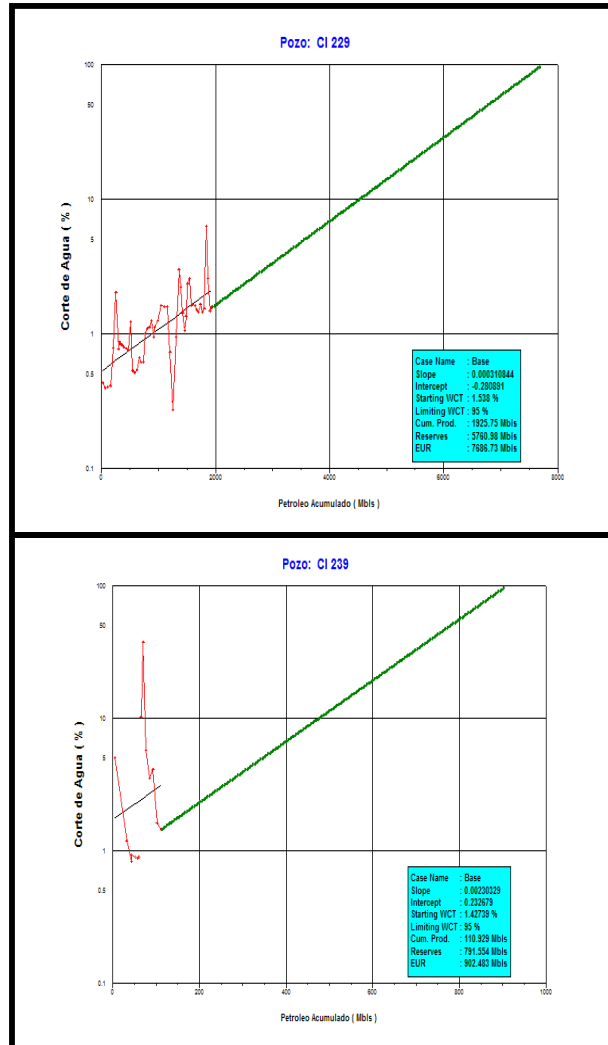












**APÉNDICE 3-B: RESERVAS REMANENTES SEGÚN EL CORTE DE AGUA EN EL ÁREA O-16.**

Reservas Remanentes O-16 según el corte de agua									
Nombre del Pozo	Tipo de Completación	Inicio de Producción Fecha (A-M-D)	Última Producción Fecha (A-M-D)	Último Estado del Pozo	Último Sub-estado 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	*	*	NULL	NULL	<b>Sin data en OFM</b>			
CD 24	DESVIADO	*	*	NULL	NULL				
CD 25	DESVIADO	19940731	19940731	NULL	NULL				
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 48	HORIZONTAL	20010228	20020630	TD	TD	1,56	95	207,32	909,33
CD 49	HORIZONTAL	20010228	20020630	PD	PD	5,79	95	386,46	917,2
CD 50	HORIZONTAL	20010430	20020630	PD	PD	5,52	95	192,44	676,8
CD 51	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

Apéndice 3-B.

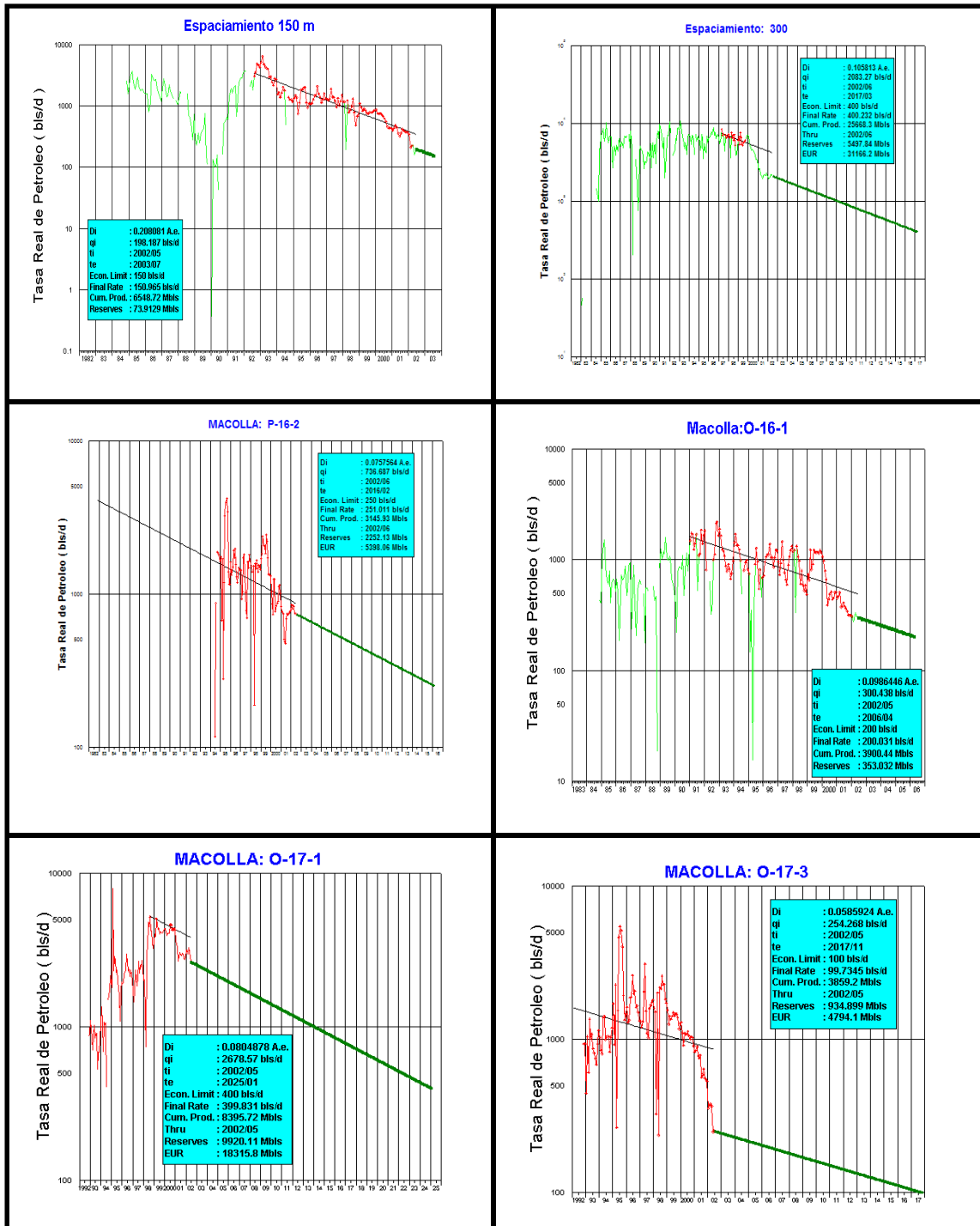
Reservas Remanentes O-16 según el corte de agua									
Nombre del Pozo	Tipo de Completacion	Inicio de Produccion Fecha (A-M-D)	Ultima Produccion Fecha (A-M-D)	Ultimo Estado del Pozo	Ultimo Sub-estado del pozo	Corte de agua inic. declinación	Corte de agua fin. declinación	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
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
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				
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				
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				
<b>Reservas Remanentes Totales (MBNB)</b>									<b>67191,0</b>

LEYENDA
HW
SIN DATOS
POZOS
NUEVOS
CERRADO

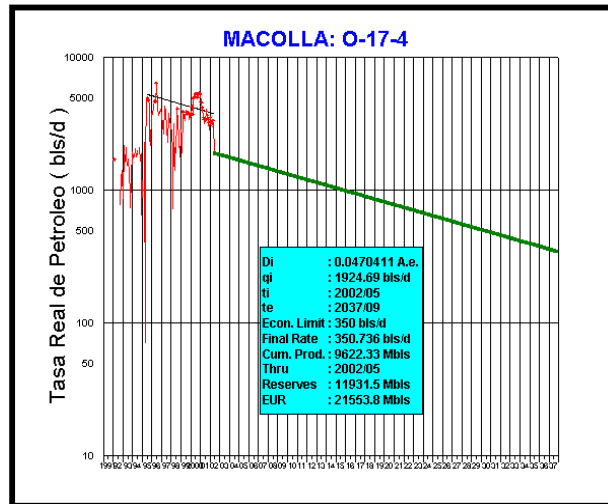


**APÉNDICE 4-A: RESERVAS REMANENTES EN EL ÁREA O-16.**

(Declinación por grupo de pozos)



**APENDICE 4-A: RESERVAS REMANENTES EN EL ÁREA DE O-16**  
**(Declinación por grupo de pozos)**



**APÉNDICE 4-B: RESERVAS REMANENTES EN EL ÁREA O-16.**  
**(Resultados de la declinación por grupo de pozos)**

Reservas Remanentes por Grupo en O-16												
Grupo de Pozos	Tipo de Pozo	Fecha de inicio de Produccion (A-M-D)	Ultima Fecha de Produccion (A-M-D)	Ultimo Estado del pozo	Ultimo Sub estado del pozo	Fecha inicial de declinacion (A/M)	Tasa inicial de declinacion (BNB/dia)	Fecha final de declinacion (A/M)	Tasa final de declinacion (BNB/dia)	Declinación Anual (%)	Bitumen producido acumulado (MBNB)	Reservas Remanentes (MBNB)
Espaciamiento 300m						2002/05	198	2003/07	150.96	20.8	6548.72	73.912
Macolla O-16-1						2002/06	2083	2017/03	400	10.58	25668.3	5497.84
Macolla P-16-2						2002/05	300	2006/04	200	9.86	3900	353
Macolla O-17-1						2002/06	737	2016/02	250	7.57	3145.93	2252.13
Macolla O-17-3						2002/05	2679	2025/01	399.83	8.05	8395.72	9920.11
Macolla O-17-4						2002/05	254	2017/11	99.73	5.86	3859.2	934.9
CD 48	HORIZONTAL	20010228	20020630	TD	TD	2002/06	499	2022/06	53.04	4.7	9622.33	11931.5
CD 49	HORIZONTAL	20010228	20020630	PD	PD	2002/06	845	2029/02	53.22	9.85	207.32	1453.02
CD 50	HORIZONTAL	20010430	20020630	PD	PD	2002/05	572	2016/06	50.35	15.85	386.46	3176.9
CD 51	HORIZONTAL	20010630	20020630	PD	PD	2002/06	261	2019/07	49.96	9.21	192.44	1104.41
CHB 39	HORIZONTAL	20000430	20020430	AS	TR	2002/06	34	2003/05	19.61	45.2	322.22	795.73
CHB 40	HORIZONTAL	20000430	20020630	PD	BI	2002/06	624	2021/07	49.92	12.4	325	8.77
CHB 41	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	WO	2002/05	989	2028/06	49.93	10.85	618.23	1685.59
CHB 42	HORIZONTAL	20000531	20020630	PD	PD	2002/05	617	2015/09	49.71	17.21	707.96	2987.43
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	578.71	1096.76
CHB 48	HORIZONTAL	20010731	20020630	PD	PD	2002/05	1006	2027/01	50.21	11.48	452.6	4977.77
CI 238	HORIZONTAL	20000930	20020630	PD	PD	2002/06	914	20420630	120	4.95	278.88	2863.48
CI 239	HORIZONTAL	20010131	20020630	PD	PD	2002/06	319	20171130	50	11.32	639.57	5710.37
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							
<b>RESERVAS TOTALES (MBNB)</b>											<b>57541.4</b>	

**APÉNDICE 5-A: LISTADO DE POZOS CON PRUEBAS DE PRESIÓN ESTÁTICA EN EL ÁREA O-16.**

POZO	FECHA	PRESIÓN (LPC)
CC-1	10-Dic-83	1024,88
CC-1	19-Mar-86	1135,59
CC-1	17-Abr-86	1128,44
CC-1	18-May-90	1102,03
CC-2	01-Feb-86	1149,18
CC-2	11-Mar-87	1104,14
CC-2	14-Jul-00	921,46
CC-3	14-Sep-83	1149,18
CC-3	15-Nov-85	1086,39
CC-4	30-Sep-83	1105,81
CC-4	18-Mar-87	1029,00
CC-4	01-Abr-90	1078,39
CC-4	03-Ago-00	886,48
CC-5	17-Sep-83	1187,75
CC-5	21-Abr-87	1159,23
CC-6	07-Oct-83	1094,29
CC-7	11-Mar-84	1108,87
CC-7	25-Jul-85	1094,90
CC-7	16-Sep-85	1131,26
CC-7	20-Sep-85	1098,16
CC-8	29-Mar-83	1104,62
CC-8	16-Sep-85	1079,92
CC-8	04-Dic-85	1139,27
CC-9	18-Mar-83	1139,45
CC-9	11-Nov-85	1052,41
CC-9	24-Dic-85	1039,10
CC-9	07-Dic-00	1006,34
CC-10	05-Abr-84	1093,74
CC-11	22-Feb-84	1135,06
CC-11	13-Jun-85	1048,39
CC-11	08-Abr-86	1131,36
CC-12	24-Mar-84	1110,86
CC-12	12-Dic-85	1069,94
CC-12	05-Mar-86	1076,94
CC-13	06-Feb-92	1117,51
CD-1	25-Sep-83	1117,84
CD-1	20-Sep-89	1010,86
CD-2	20-Sep-83	1137,67
CD-2	03-Feb-86	1111,54
CD-2	05-Mar-86	1106,58
CD-2	14-Ene-90	1116,51
CD-2	05-Abr-00	1015,60
CD-3	30-Sep-83	1095,83
CD-4	07-Sep-83	1168,77
CD-4	03-Jun-85	1035,30
CD-4	27-Nov-89	1136,21
CD-5	13-Oct-83	1104,27
CD-5	20-Mar-85	1141,66

POZO	FECHA	PRESIÓN (LPC)
CD-6	14-Sep-83	1146,44
CD-6	13-Mar-86	1122,33
CD-6	09-May-91	1220,03
CD-6	16-Jul-91	1153,78
CD-7	10-Sep-83	1148,32
CD-7	04-Oct-89	1143,52
CD-7	06-Dic-00	961,73
CD-8	04-Abr-88	1129,94
CD-8	23-Mar-00	1053,16
CD-11	04-Sep-91	990,93
CD-13	20-Dic-00	1057,32
CD-14	11-Nov-91	1036,16
CD-19	07-Dic-91	1125,55
CD-23	23-Feb-92	975,27
CD-24	28-Feb-92	1152,48
CD-29	04-Abr-00	995,74
CD-30	02-Feb-92	959,42
CD-31	14-Feb-92	1000,95
CD-32	26-Feb-92	954,29
CD-33	09-Mar-92	1023,87
CH-8	11-Sep-83	1117,96
CH-10	17-Sep-83	1149,52
CH-17	01-Oct-83	1128,52
CH-17	30-May-85	1148,53
CH-18	07-Mar-86	1064,71
CH-18	09-Abr-86	1072,04
CH-18	04-Dic-89	1217,52
CH-25	25-Sep-82	1108,54
CH-25	10-Abr-86	999,36
CH-25	08-May-91	1201,97
CH-26	03-Oct-83	1115,66
CH-27	23-Sep-83	1152,99
CH-35	10-Feb-86	969,35
CH-35	28-Feb-86	1058,53
CH-35	25-Abr-91	1081,23
CH-36	30-Oct-83	960,26
CH-36	05-Feb-86	1011,66
CH-36	06-Jun-86	950,56
CI-75	04-Sep-82	1149,04
CI-75	15-May-85	1118,05
CI-75	25-Nov-00	891,35
CI-76	07-Sep-83	1127,62
CI-76	17-Jul-00	920,14
CI-79	22-Sep-83	1101,49
CI-79	20-Dic-89	1194,35
CI-79	19-Jul-00	878,76
CI-80	11-Sep-83	1110,29
CI-80	07-Abr-86	1091,78
CI-80	21-Nov-00	916,66

**APÉNDICE 5-B: UBICACIÓN, FECHA DE MUESTREO, PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DE LOS POZOS QUE TIENEN PRUEBAS DE PRESIÓN ESTÁTICA EN EL ÁREA O-16.**

No. Celda & No. Pozo	Fecha	Presión (lpc)	Np (MMBNB)
3 & Pozo CD-19	Dic-91	1126	11,1142
3 & Pozo CD-29	Abr-00	996	50,2509
3 & Pozo CD-30	Feb-92	959	11,4173
3 & Pozo CD-31	Feb-92	1001	11,4173
4 & Pozo CD-32	Feb-92	954	11,4173
4 & Pozo CD-33	Mar-92	1024	11,4173
5 & Pozo CD-14	Nov-91	1036	10,8319
5 & Pozo CD-23	Feb-92	975	11,4173
8 & Pozo CC-01	Dic-83	1025	0,0013
8 & Pozo CC-01	Mar-86	1136	3,4996
8 & Pozo CC-01	Abr-86	1128	3,6109
8 & Pozo CC-01	May-90	1102	8,2950
8 & Pozo CC-07	Mar-84	1109	0,0013
8 & Pozo CC-07	Jul-85	1095	2,1065
8 & Pozo CC-07	Sep-85	1131	2,5508
8 & Pozo CC-07	Sep-85	1098	2,5508
8 & Pozo CC-08	Mar-83	1105	0,0013
8 & Pozo CC-08	Sep-85	1080	2,5508
8 & Pozo CC-08	Dic-85	1139	3,1710
8 & Pozo CC-11	Feb-84	1135	0,0013
8 & Pozo CC-11	Jun-85	1048	1,7482
8 & Pozo CC-11	Abr-86	1131	3,6109
8 & Pozo CC-12	Mar-84	1111	0,0013
8 & Pozo CC-12	Dic-85	1070	3,1710
8 & Pozo CC-12	Mar-86	1077	3,4996
8 & Pozo CC-13	Feb-92	1118	11,4173
9 & Pozo CC-02	Feb-86	1149	3,4491
9 & Pozo CC-02	Mar-87	1104	5,1291
9 & Pozo CC-02	Jul-00	921	52,3506
9 & Pozo CC-03	Sep-83	1149	0,0013
9 & Pozo CC-03	Nov-85	1086	3,1710
9 & Pozo CC-04	Abr-90	1078	8,2427
9 & Pozo CD-05	Oct-83	1104	0,0013
9 & Pozo CD-05	Mar-85	1142	1,1297
9 & pozo CD-06	Sep-83	1146	0,0013
9 & pozo CD-06	Mar-86	1122	3,4996
9 & pozo CD-06	Jul-91	1154	10,1793
9 & pozo CD-07	Sep-83	1148	0,0013
9 & pozo CD-07	Oct-89	1144	7,1004
9 & pozo CD-07	Dic-00	962	55,9847
9 & Pozo CD-08	Abr-88	1130	6,9551
9 & Pozo CD-08	Mar-00	1053	49,7163
10 & Pozo CD-01	Sep-83	1118	0,0013
10 & Pozo CD-01	Sep-89	1011	7,0762

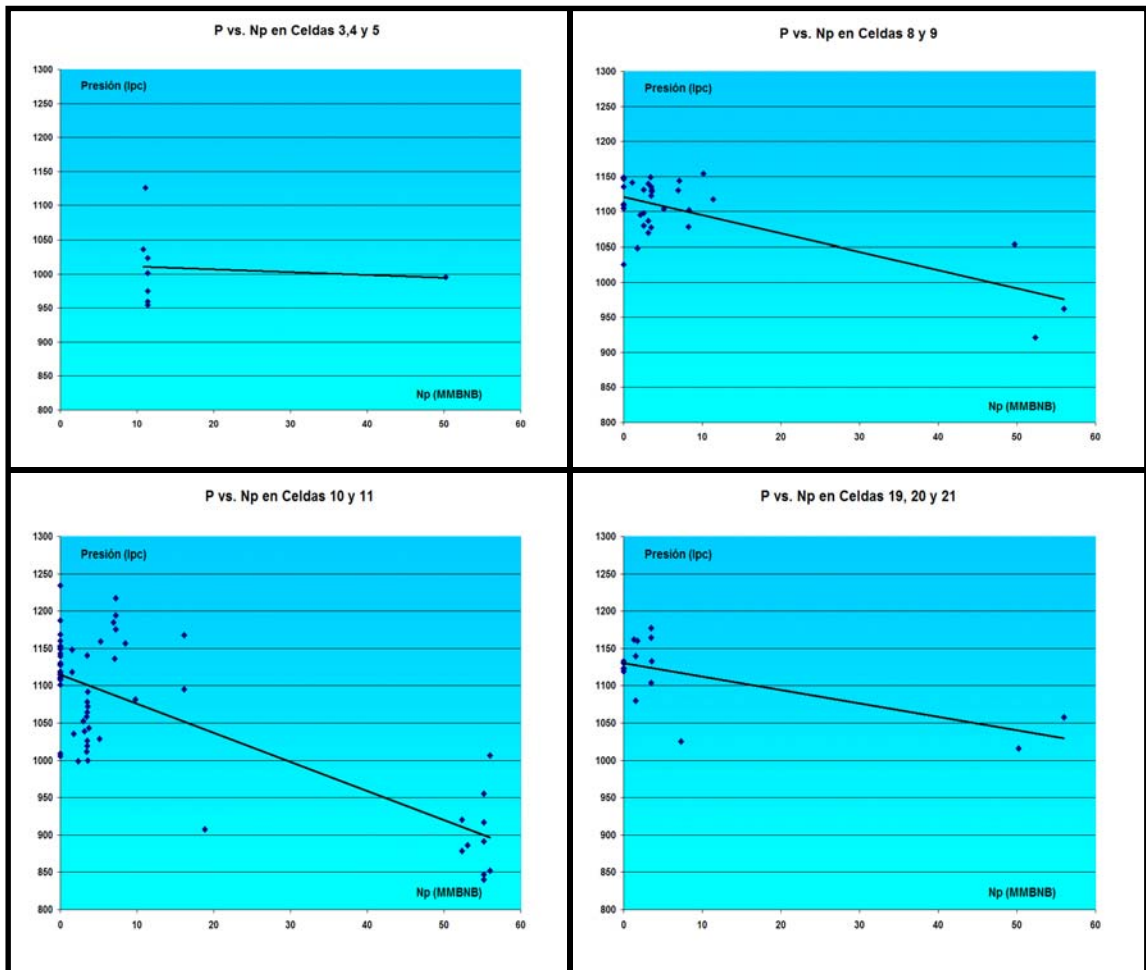
Apéndice 5-B.

No. Celda & No. Pozo	Fecha	Presión (Ipc)	Np (MMBNB)
10 & Pozo CD-02	Sep-83	1138	0,0013
10 & Pozo CD-02	Feb-86	1112	3,4491
10 & Pozo CD-02	Mar-86	1107	3,4996
10 & Pozo CD-02	Ene-90	1117	7,2857
11& Pozo CD-11	Sep-91	991	10,4200
11& Pozo CD-24	Feb-92	1153	11,4173
13 & Pozo CH-31	Nov-83	1006	0,0013
13 & Pozo CH-31	Mar-86	1078	3,4996
13 & Pozo CH-31	Jun-88	1185	6,9551
14 & Pozo CC-09	Mar-83	1139	0,0013
14 & Pozo CC-09	Nov-85	1052	2,9832
14 & Pozo CC-09	Dic-85	1039	3,1710
14 & Pozo CC-09	Dic-00	1006	55,9847
14 & Pozo CH-02	Oct-83	1128	0,0013
14 & Pozo CH-02	Dic-89	1175	7,1983
14 & Pozo CH-02	Dic-00	852	55,9847
14 & Pozo CH-06	Oct-83	1009	0,0013
14 & Pozo CH-15	Nov-83	1234	0,0013
14 & Pozo CH-21	Oct-83	1108	0,0013
14 & Pozo CH-21	Ago-93	1168	16,1072
14 & Pozo CH-22	Oct-83	1119	0,0013
14 & Pozo CH-22	Mar-86	1026	3,4996
14 & Pozo CH-22	May-86	1043	3,7265
14 & Pozo CH-22	May-94	908	18,8538
14 & Pozo CH-22	Nov-00	955	55,1746
14 & Pozo CH-23	Sep-83	1152	0,0013
14 & Pozo CH-23	Ago-85	999	2,3698
14 & Pozo CH-23	Ago-93	1095	16,1072
14 & Pozo CH-25	Sep-82	1109	0,0000
14 & Pozo CH-25	Abr-86	999	3,6109
14 & Pozo CH-26	Oct-83	1116	0,0013
14 & Pozo CH-27	Sep-83	1153	0,0013
14 & Pozo CH-30	Abr-86	1073	3,6109
14 & Pozo CH-33	Dic-85	1039	3,1710
14 & Pozo CH-33	Mar-86	1141	3,4996
14 & Pozo CH-33	Nov-00	840	55,1746
14 & Pozo CH-35	Abr-91	1081	9,7782
14 & Pozo CH-36	Feb-86	1012	3,4491
14 & Pozo CH-36	Feb-86	1059	3,4491
14 & Pozo CH-5	Nov-00	847	55,1746
15 & Pozo CC-04	Mar-87	1029	5,1291
15 & Pozo CC-04	Ago-00	886	53,0598
15 & Pozo CC-05	Sep-83	1188	0,0013
15 & Pozo CC-05	Abr-87	1159	5,2392
15 & Pozo CD-04	Sep-83	1169	0,0013
15 & Pozo CD-04	Nov-89	1136	7,1103
15 & Pozo CH-04	Ago-83	1160	0,0013
15 & Pozo CH-08	Sep-83	1118	0,0013
15 & Pozo CH-10	Sep-83	1150	0,0013

**Apéndice 5-B.**

<b>No. Celda &amp; No. Pozo</b>	<b>Fecha</b>	<b>Presión (lpc)</b>	<b>Np (MMBNB)</b>
15 & Pozo CH-11	Sep-83	1101	0,0013
15 & Pozo CH-12	Sep-83	1130	0,0013
15 & Pozo CH-12	Oct-83	1112	0,0013
15 & Pozo CH-12	Mar-86	1019	3,4996
15 & Pozo CH-14	Sep-83	1101	0,0013
15 & Pozo CH-14	Dic-90	1157	8,4987
15 & Pozo CH-16	Sep-83	1115	0,0013
15 & Pozo CH-17	Oct-83	1129	0,0013
15 & Pozo CH-17	May-85	1149	1,5184
15 & Pozo CH-18	Mar-86	1065	3,4996
15 & Pozo CH-18	Abr-86	1072	3,6109
15 & Pozo CH-18	Dic-89	1218	7,1983
15 & Pozo CI-75	Sep-82	1149	0,0000
15 & Pozo CI-75	May-85	1118	1,5184
15 & Pozo CI-75	Jun-85	1035	1,7482
15 & Pozo CI-75	Nov-00	891	55,1746
15 & Pozo CI-76	Sep-83	1128	0,0013
15 & Pozo CI-76	Jul-00	920	52,3506
15 & Pozo CI-79	Dic-89	1194	7,1983
15 & Pozo CI-79	Jul-00	879	52,3506
15 & Pozo CI-80	Sep-83	1110	0,0013
15 & Pozo CI-80	Abr-86	1092	3,6109
15 & Pozo CI-80	Nov-00	917	55,1746
15 & Pozo CI-81	Sep-83	1143	0,0013
19& Pozo CH-34	Ene-90	1026	7,2857
20& Pozo CD-02	Abr-00	1016	50,2509
20& Pozo CD-13	Dic-00	1057	55,9847
20& Pozo CH-13	Oct-83	1124	0,0013
20& Pozo CH-13	Mar-86	1103	3,4996
20& Pozo CH-13	Abr-86	1132	3,6109
21 & Pozo CH-01	Dic-82	1133	0,0000
21 & Pozo CH-01	Abr-85	1162	1,3157
21 & Pozo CH-01	May-85	1140	1,5184
21 & Pozo CH-03	Mar-86	1177	3,4996
21 & Pozo CH-03	Mar-86	1164	3,4996
21 & Pozo CI-77	Sep-82	1130	0,0000
21 & Pozo CI-78	Sep-83	1123	0,0013
21 & Pozo CI-78	May-85	1080	1,5184
21 & Pozo CI-78	Jun-85	1160	1,7482
21 & Pozo CI-82	Oct-83	1119	0,0013

**APÉNDICE 5-C: TENDENCIAS DE LOS GRÁFICOS P VS. NP SEGÚN LA AGRUPACIÓN POR CELDAS DE POZOS.**

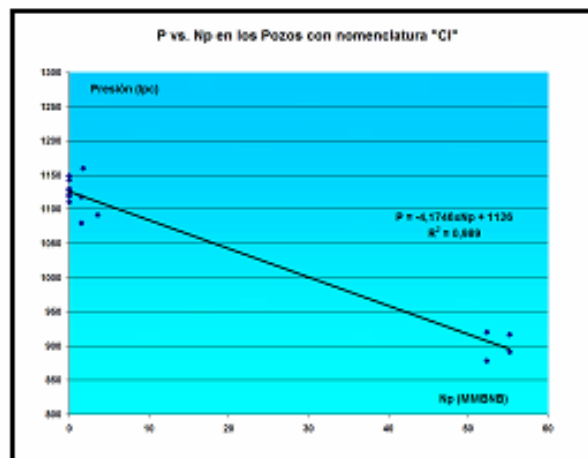




**APÉNDICE 5-D: LISTADO DE POZOS Y GRÁFICO PARA LA TENDENCIA FINAL DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN.**

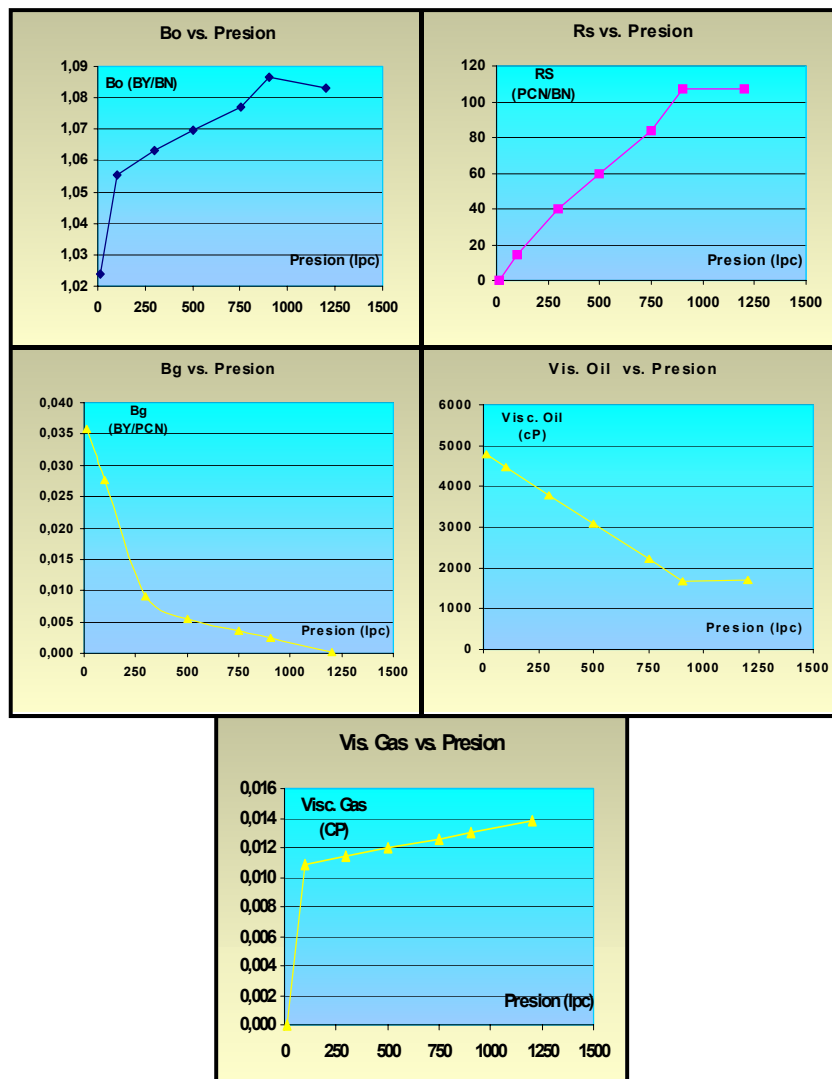
Pozos CI

Ubicación	Np(MMBNB)	P med (lpc)
15 & Pozo CI-75	0,0	1149
15 & Pozo CI-75	1,5	1118
15 & Pozo CI-75	55,2	891
15 & Pozo CI-76	0,0	1128
15 & Pozo CI-76	52,4	920
15 & Pozo CI-79	52,4	879
15 & Pozo CI-80	0,0	1110
15 & Pozo CI-80	3,6	1092
15 & Pozo CI-80	55,2	917
15 & Pozo CI-81	0,0	1143
21 & Pozo CI-77	0,0	1130
21 & Pozo CI-78	0,0	1123
21 & Pozo CI-78	1,5	1090
21 & Pozo CI-78	1,7	1160
21 & Pozo CI-82	0,0	1119



**APÉNDICE 6: P.V.T. UTILIZADO EN EL PROGRAMA GEO2FLOW.**

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	Bg (BY/PCN)	Vis. Oil (cP)	Vis. Gas (cP)
13	1,0241	0	0,03582	4782	0,0000
100	1,0556	14	0,02774	4478	0,0109
300	1,0630	40	0,00917	3781	0,0114
500	1,0695	60	0,00547	3083	0,0120
750	1,0772	84	0,00356	2211	0,0126
905	1,0867	107	0,00238	1670	0,0130
1200	1,0829	107	0,00012	1690	0,0138



**APÉNDICE 7:      PROCEDIMIENTO DE ENTRADA DE DATOS AL  
PROGRAMA GEO2FLOW.**

**Variables que utilizan el programa:**

Para definir las variables del programa según las características del yacimiento, se revisaron uno a uno dichos parámetros y se presentan a continuación según los módulos internos:

Unidades de Medida:

<i><b>Parámetros</b></i>	<i><b>Unidades</b></i>
<b>Depth</b>	Foot
<b>Distance x,y</b>	Meter
<b>Volume</b>	Barrel
<b>Flow rate</b>	Barrel/Day
<b>Pressure</b>	Pound/Square Inch (PSI)
<b>Pressure Gradient</b>	PSI/Foot
<b>Interfacial Tension</b>	Dyne/Centimeter
<b>Density</b>	Pound/Cubic Foot
<b>Permeability</b>	Millidarcy
<b>Viscosity</b>	Centipoise
<b>Porosity</b>	Fraction
<b>Saturation</b>	Fraction
<b>Temperature</b>	Fahrenheit

**Phase System and Constants:**

Oil-gas-water

**Limit Size of Model:**

All sequence, zone, segment

**Select Wells**

Select all (157wells in list)

**Water PVT**

<i>Parámetros</i>	<i>Unidades</i>
Salinity	16000 p.p.m
Temperature	129 °F
Pressure	898 PSI
Density	63.029 (pound/cubic foot)
F.V.F.	1.0098 (RB/STB)

**PVT Properties: (CI-210, recombinada)**

<i>Parámetros</i>	<i>Unidades</i>
Temperature of Oil	129 °F
Gravity of Oil	8 A.P.I.
Formation Factor (a Presión inicial)	1.08393 (RB/STB)
Viscosity (a Presión inicial)	1685 cP

**Interfacial Tension:**

<i>Parámetros</i>	<i>Unidades</i>
Interfacial Tension	30 (Dyne/Centimeter)
Contact Angle	30 (Dimensionless)

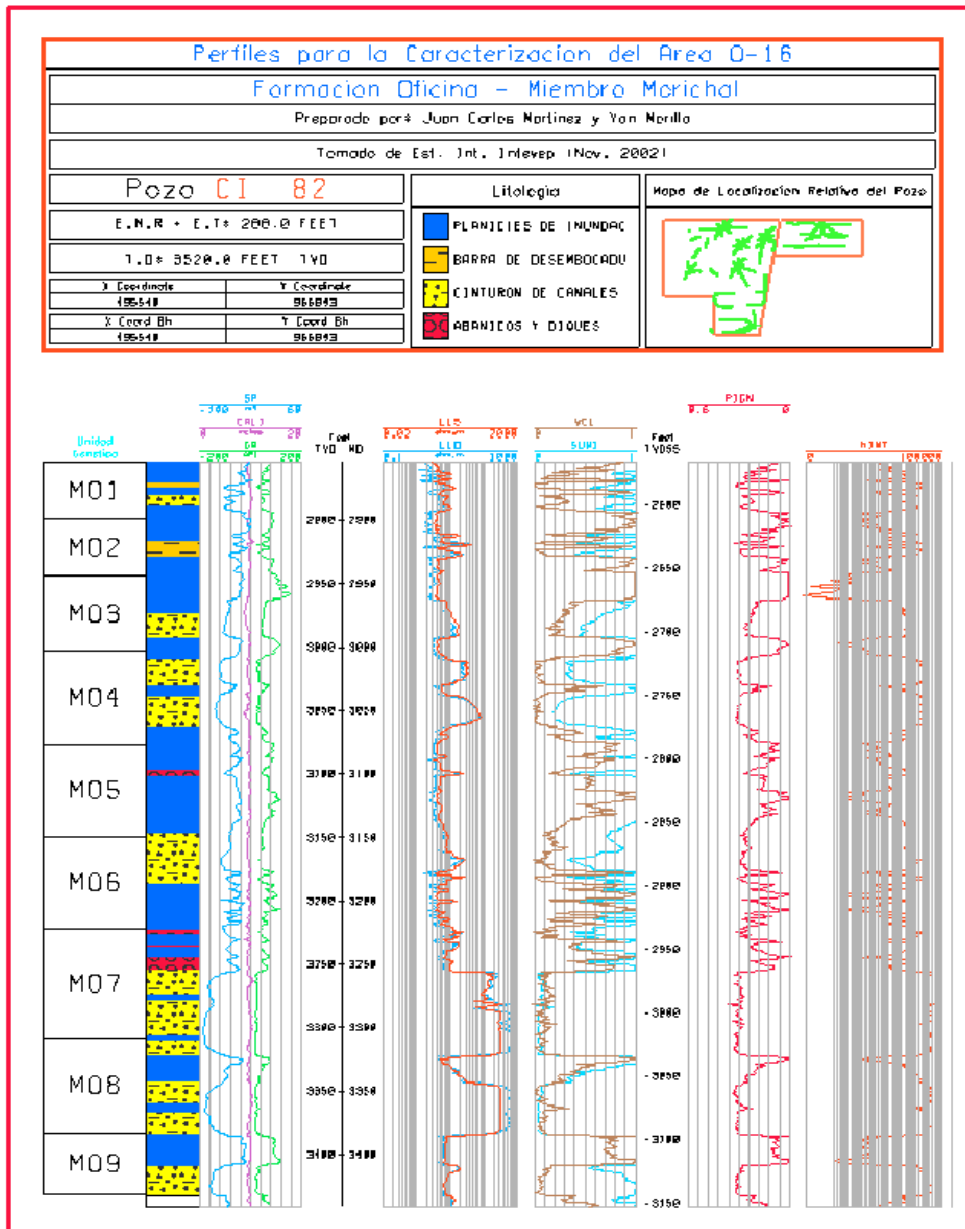
**Well Logs – Well Data Constraints:**

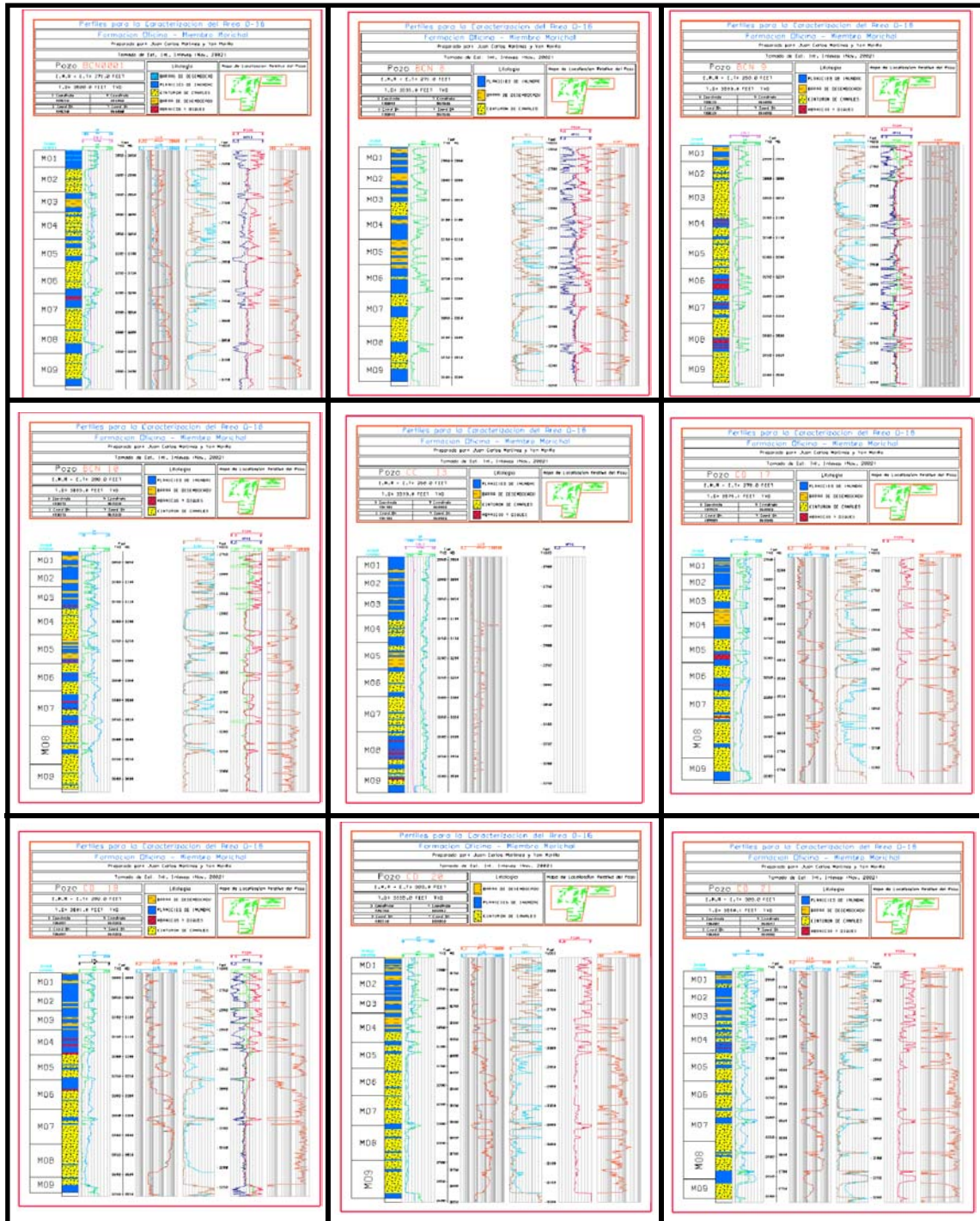
<i>Parámetros</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>	<i>Unidades</i>
Porosity	0	1	Fraction
Permeability	0	16000	MD
Saturation	0	1	Fraction

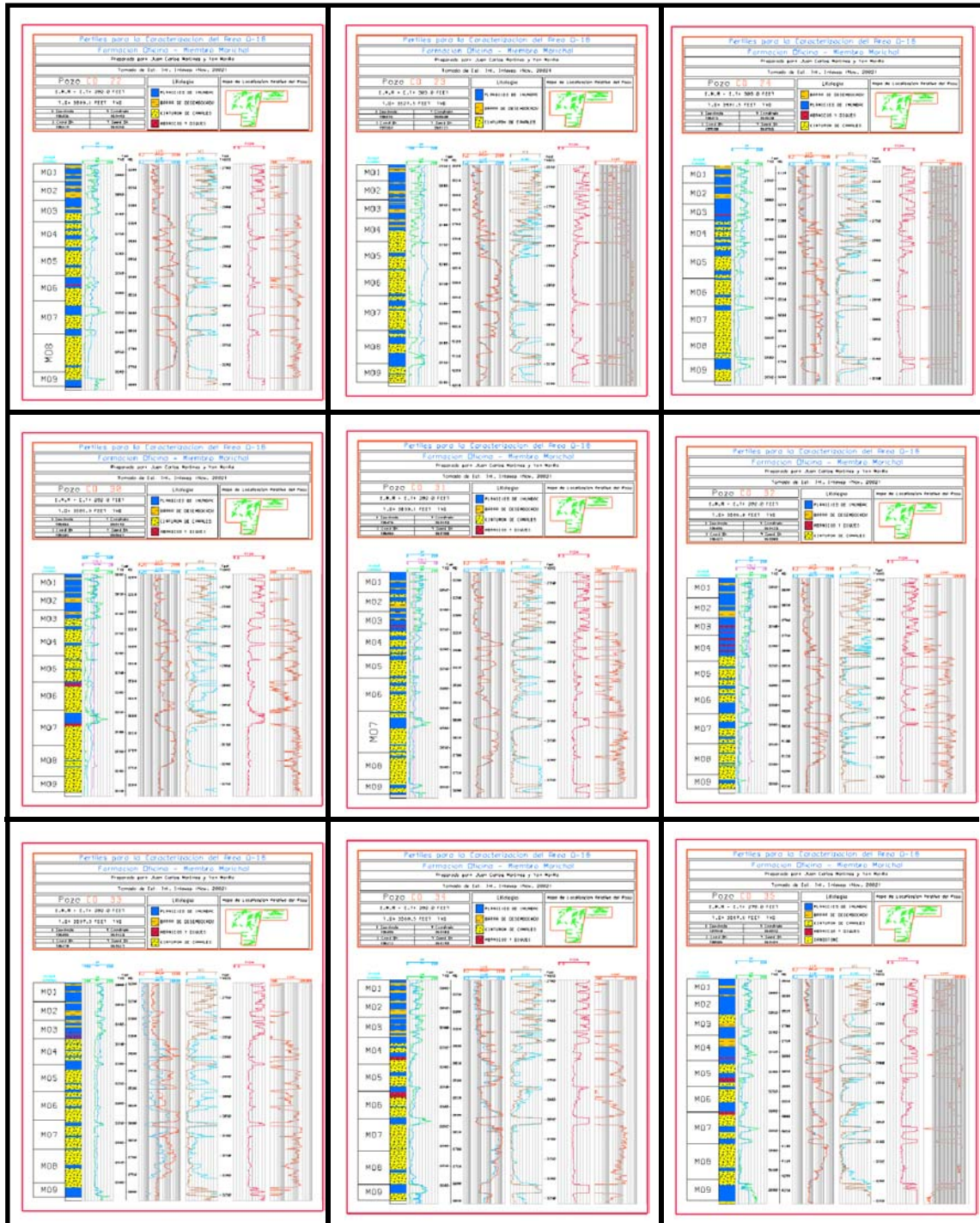
**Well Logs – Import from RMS:**

<i>Parámetros</i>	<i>Nomenclatura</i>	<i>Unidad</i>
Elevation / Depth		Foot
Gross Porosity	PIGN	Fraction
Permeability	Kcorrel	Millidarcy
Gross Water Saturation	SUWI	Fraction
Measured Depth	MD	Foot
Indicator 1 (discrete)	FACIE	Dimensionless
Indicator 2 (continuos)	VCL	Dimensionless
Core Porosity	None selected	
Core Permeability	None selected	
Core Quality Log	None selected	
Perforation	None selected	Dimensionless
Zone Log	None selected	

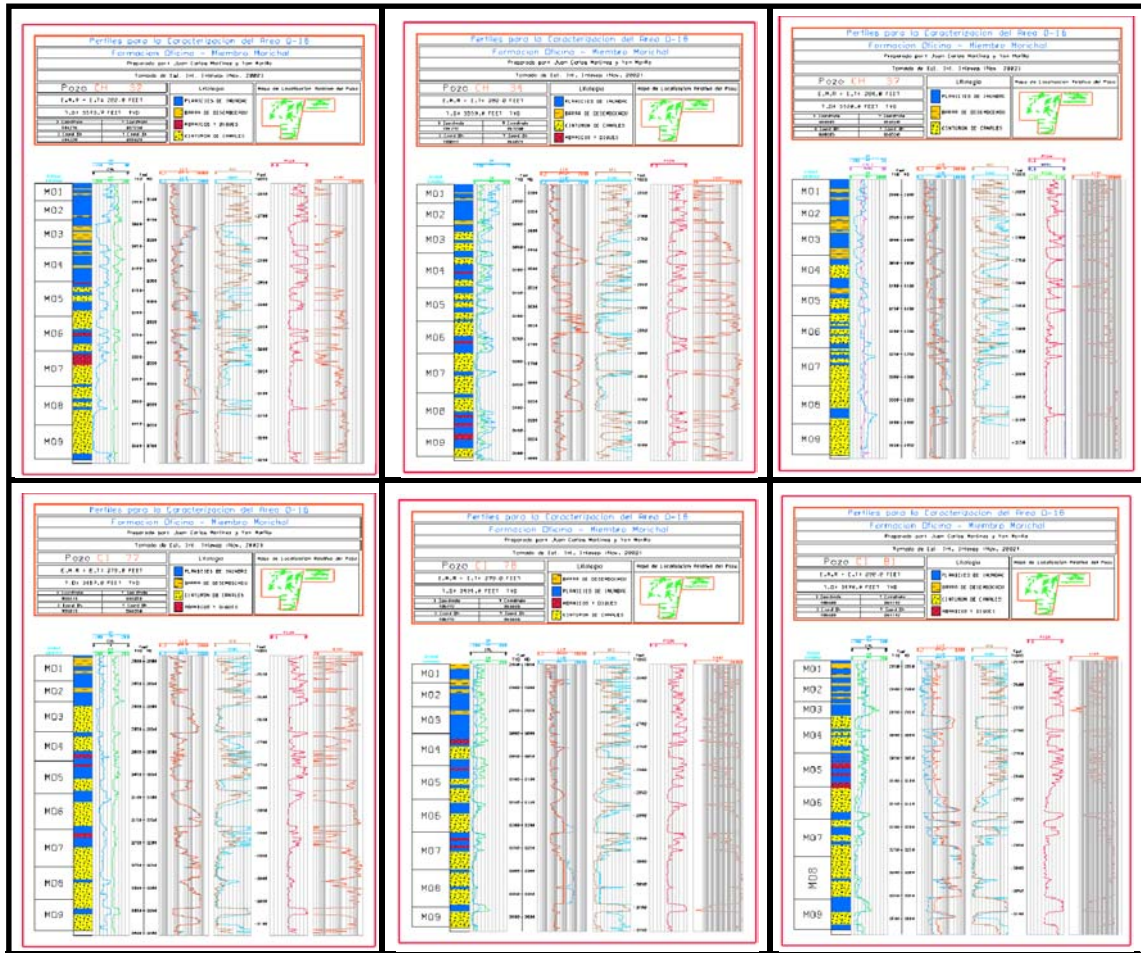
**APÉNDICE 8: PERFILES REALIZADOS EN LA PLATAFORMA OPENWORKS PARA LOS POZOS QUE VIERON CONTACTO AGUA-PETRÓLEO.**





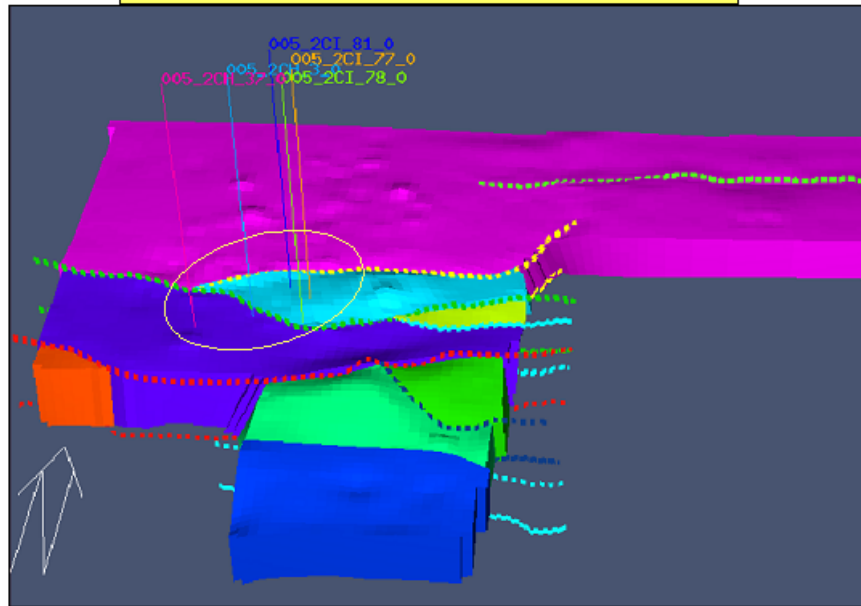




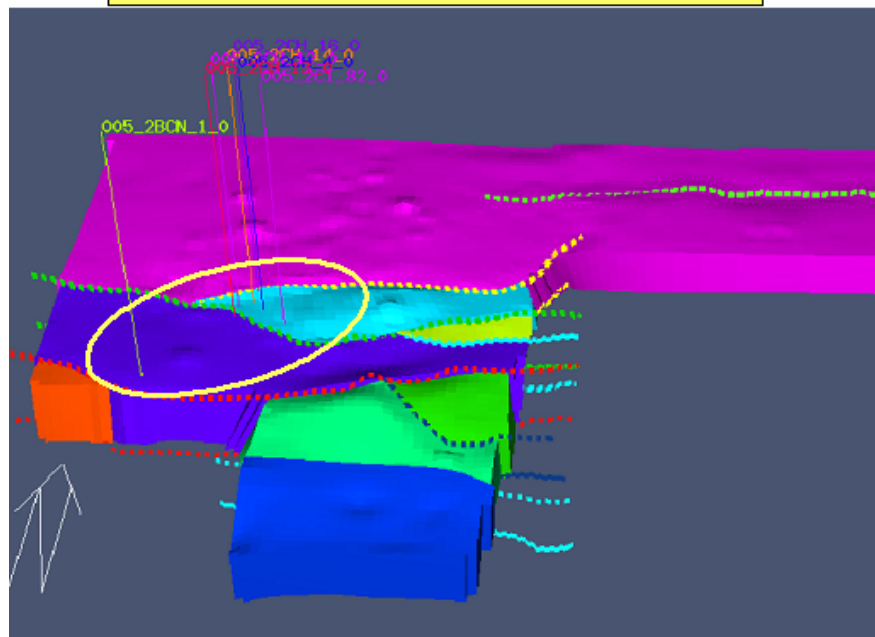


**APÉNDICE 9: NIVELES DE AGUA LIBRE AGRUPADO POR POZOS Y VISTOS EN EL PROGRAMA IRAP-RMS.**

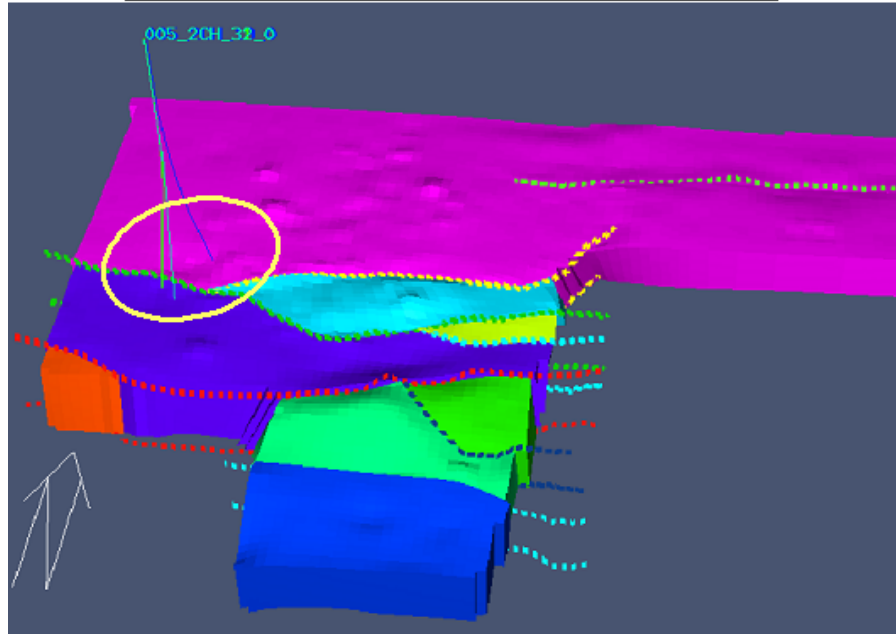
**Pozos que poseen un nivel de agua libre promedio de 3115 p.b.n.m**



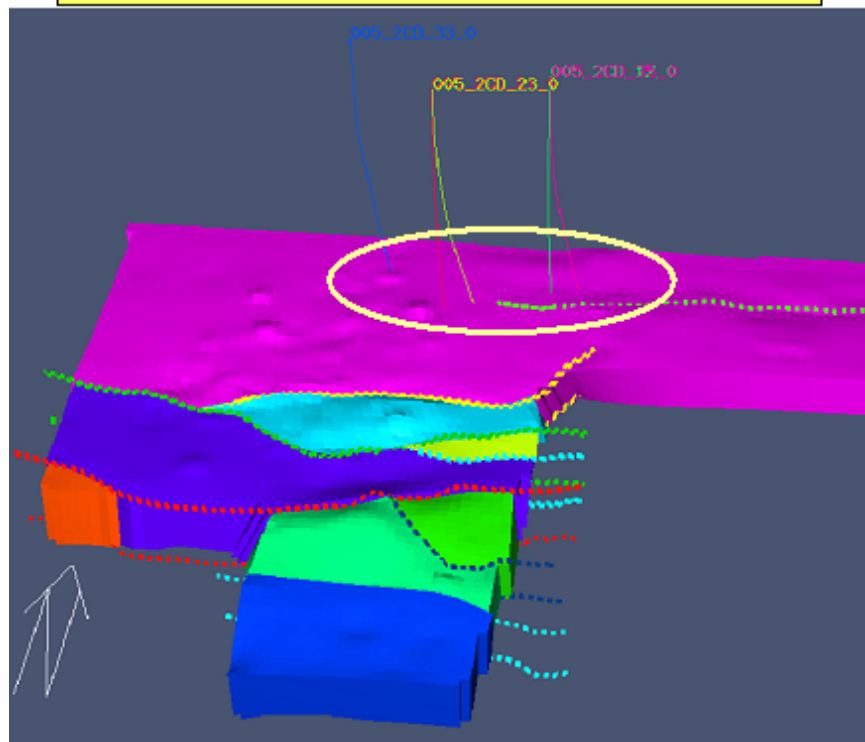
**Pozos que poseen un nivel de agua libre promedio de 3130 p.b.n.m**



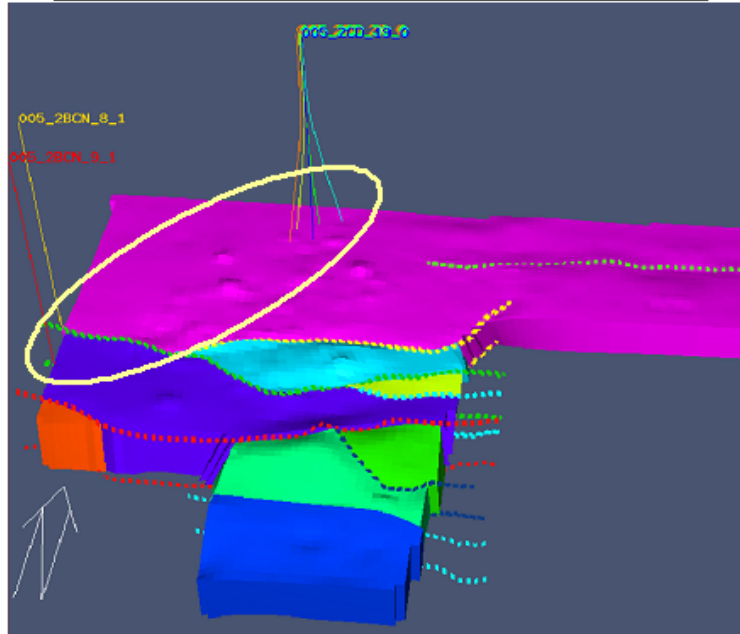
**Pozos que poseen un nivel de agua libre promedio de 3160 p.b.n.m**



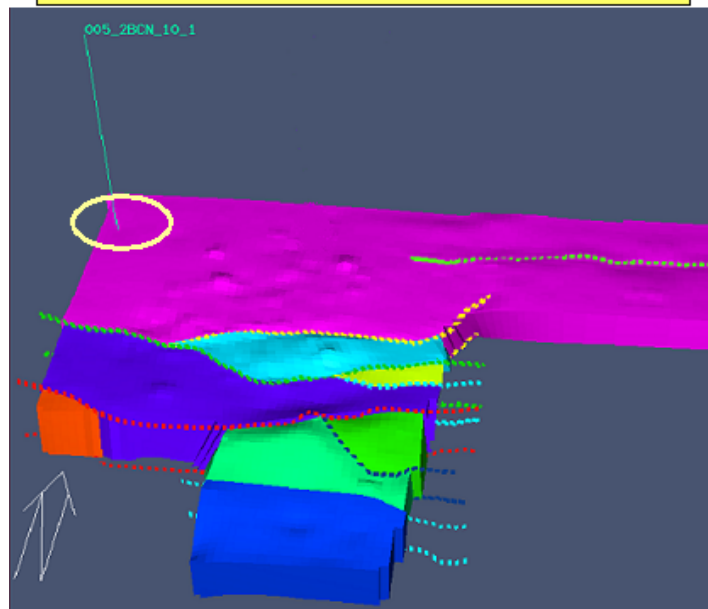
**Pozos que poseen un nivel de agua libre promedio de 3200 p.b.n.m**



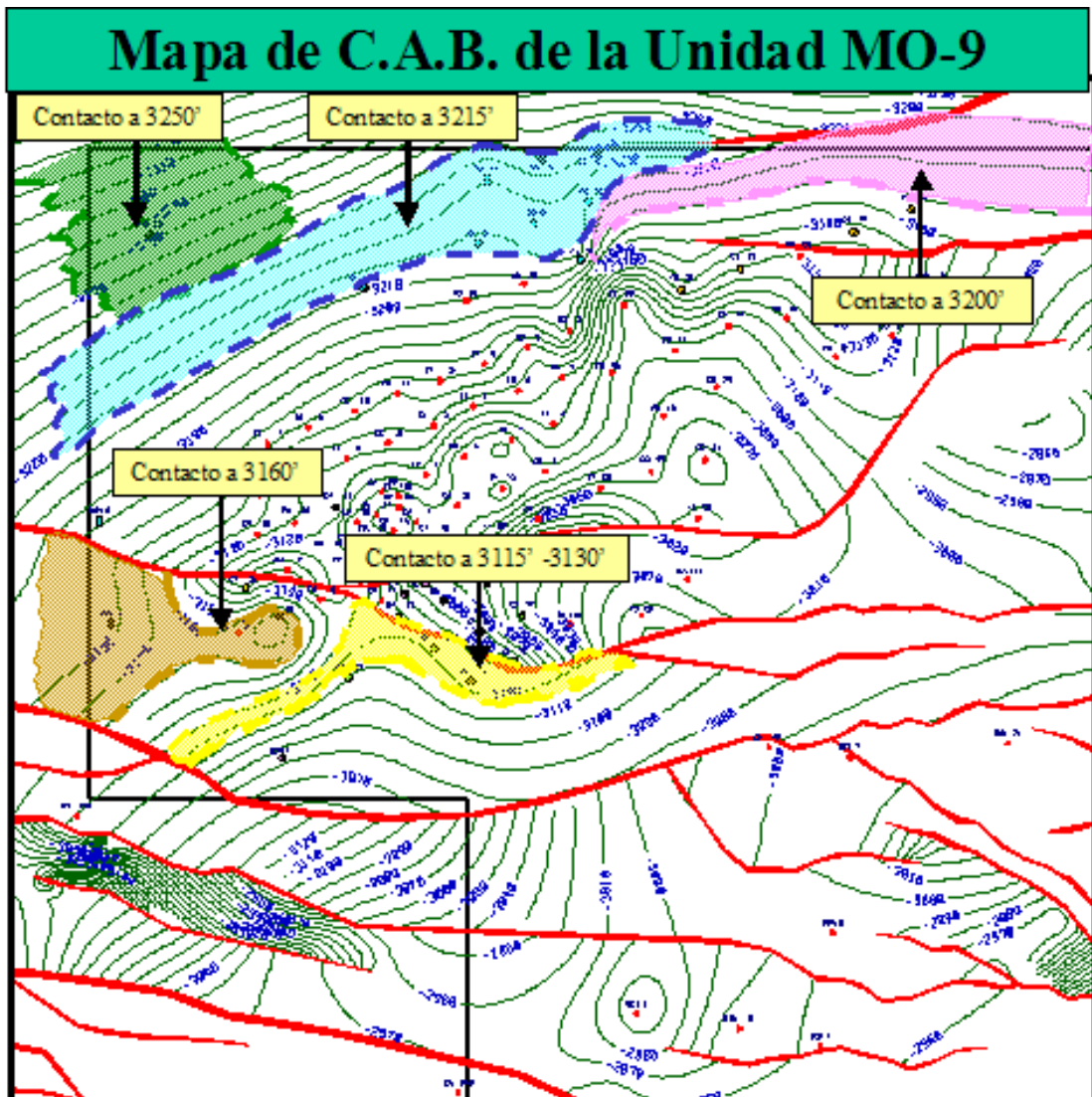
**Pozos que poseen un nivel de agua libre promedio de 3215 p.b.n.m**



**Pozos que poseen un nivel de agua libre promedio de 3250 p.b.n.m**



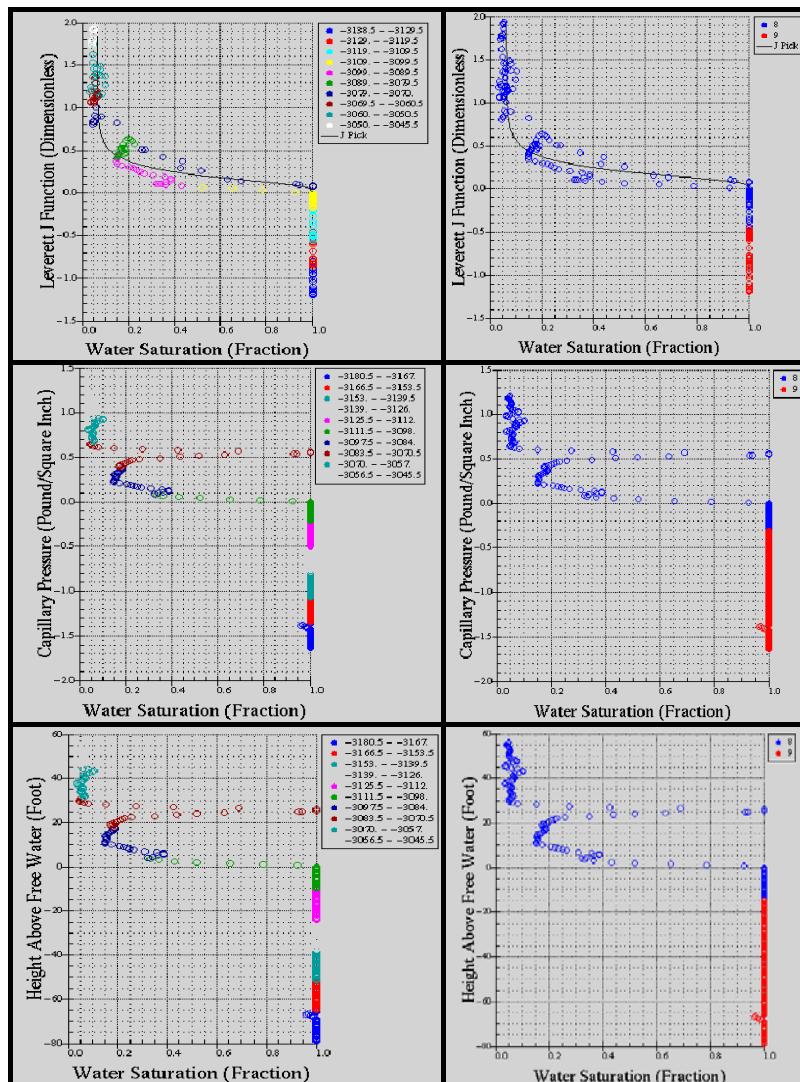
**APÉNDICE 10: MAPA DE CONTACTOS AGUA-BITUMEN OBTENIDO A TRAVÉS DE LA FUNCIÓN “J” CON EL NIVEL DE AGUA LIBRE EN LA UNIDAD MO9.**



**APÉNDICE 11: CURVAS DE FUNCIÓN “J” DE LEVERETT, PRESIÓN CAPILAR Y ALTURA SOBRE EL NIVEL DE AGUA LIBRE, REALIZADOS EN LA PLATAFORMA GEO2FLOW PARA LOS POZOS QUE VIERON CONTACTO AGUA-PETRÓLEO.**

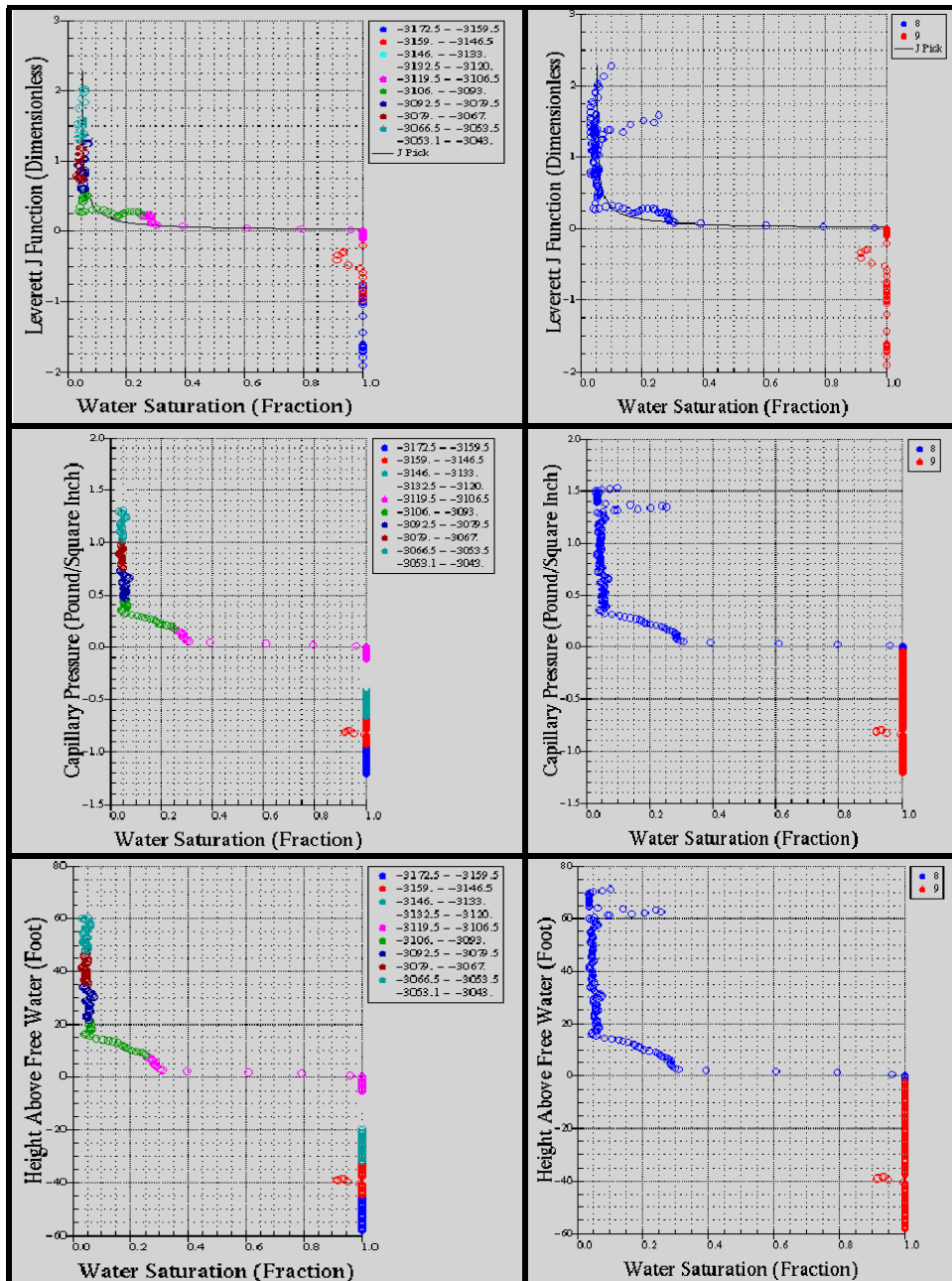
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3101' (TVDSS)

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-1
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3388.5' (TVD) - 3101.5' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función “J”, Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



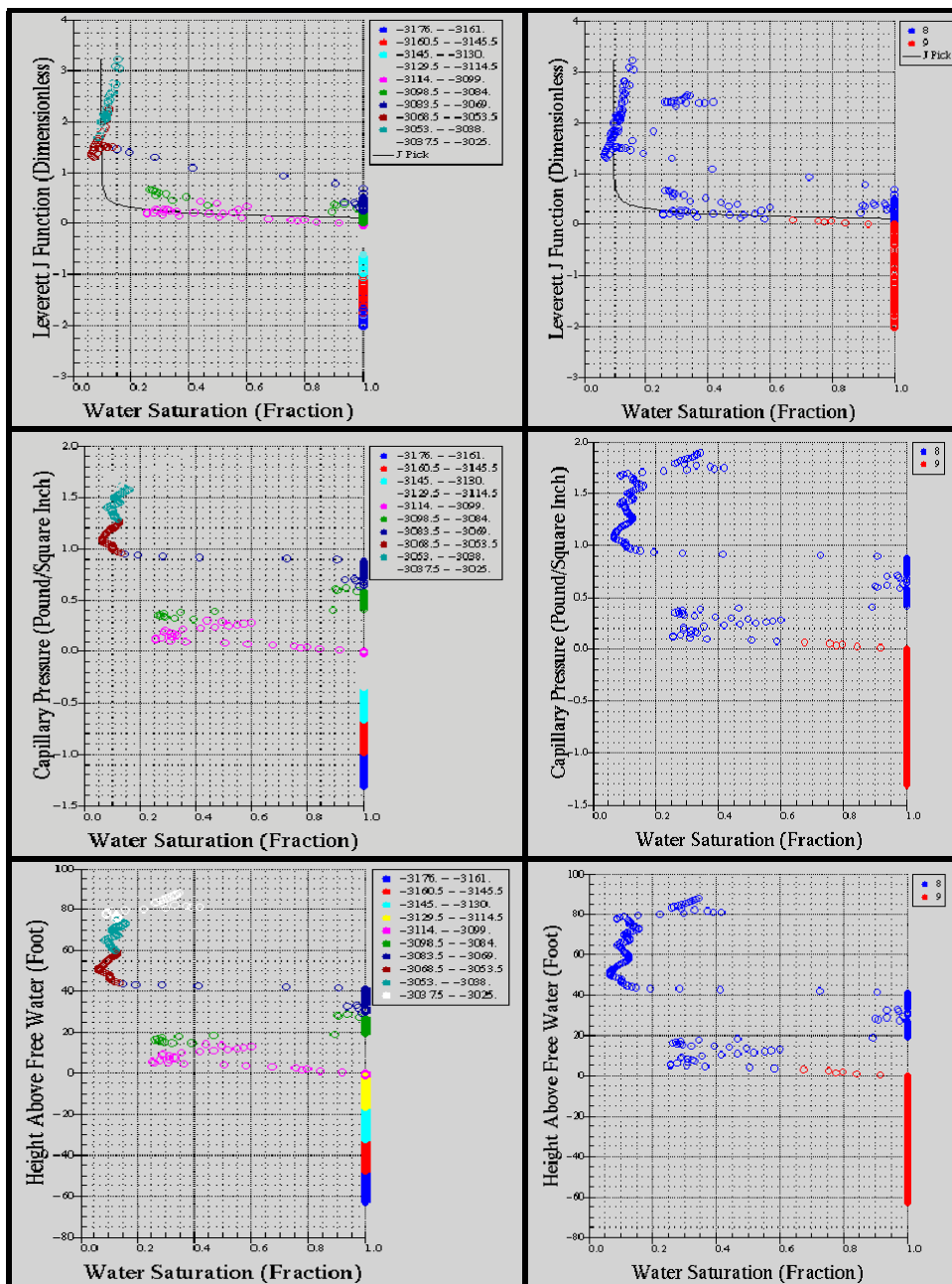
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3115' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-3
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3402' (TVD) - 3114' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



Nivel de Agua Libre (FWL) = 3115' (TVDSS).

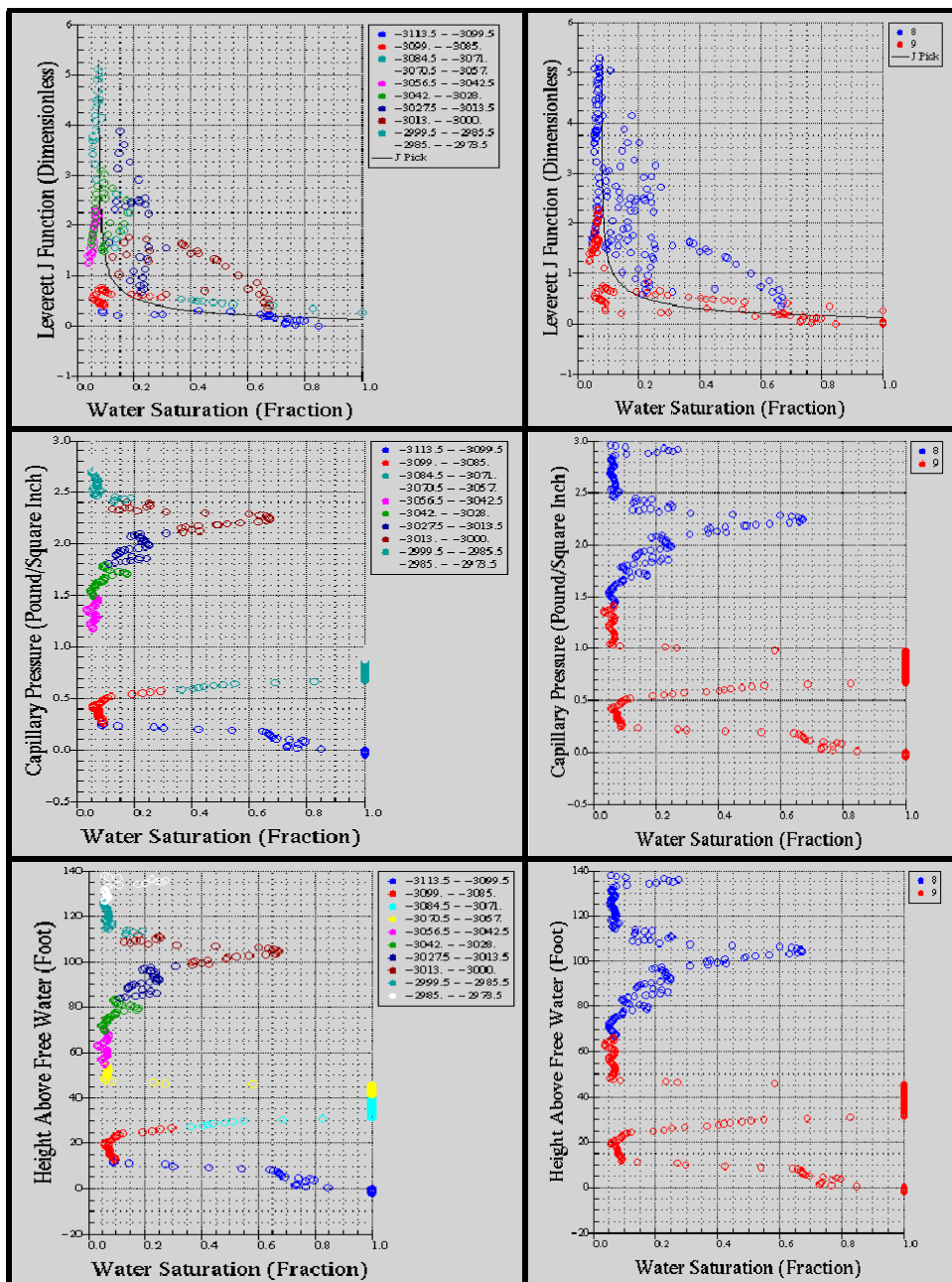
<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-37
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3407' (TVD) - 3113' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre





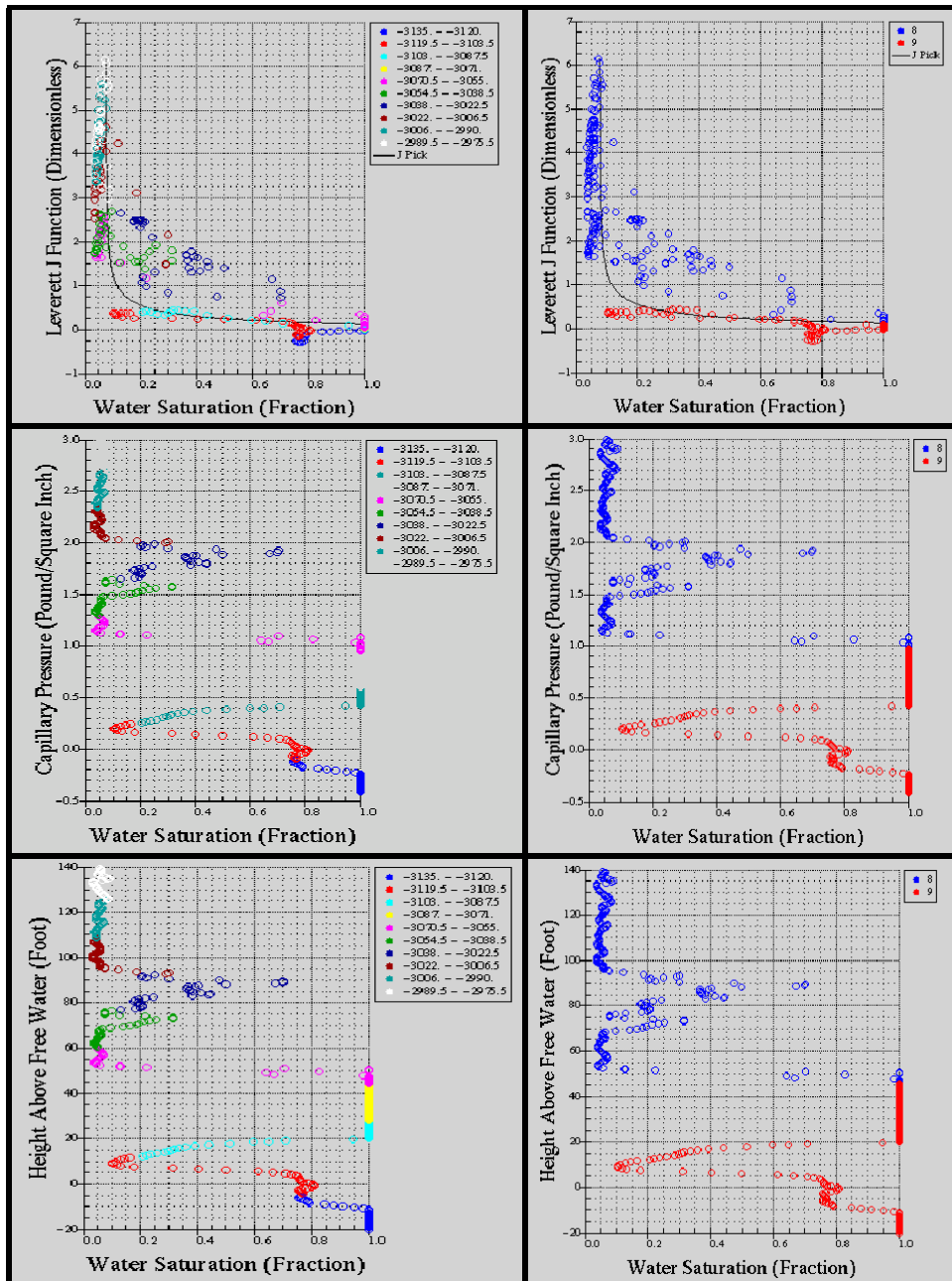
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3115' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CI-77
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3390.5' (TVD) - 3111.5' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



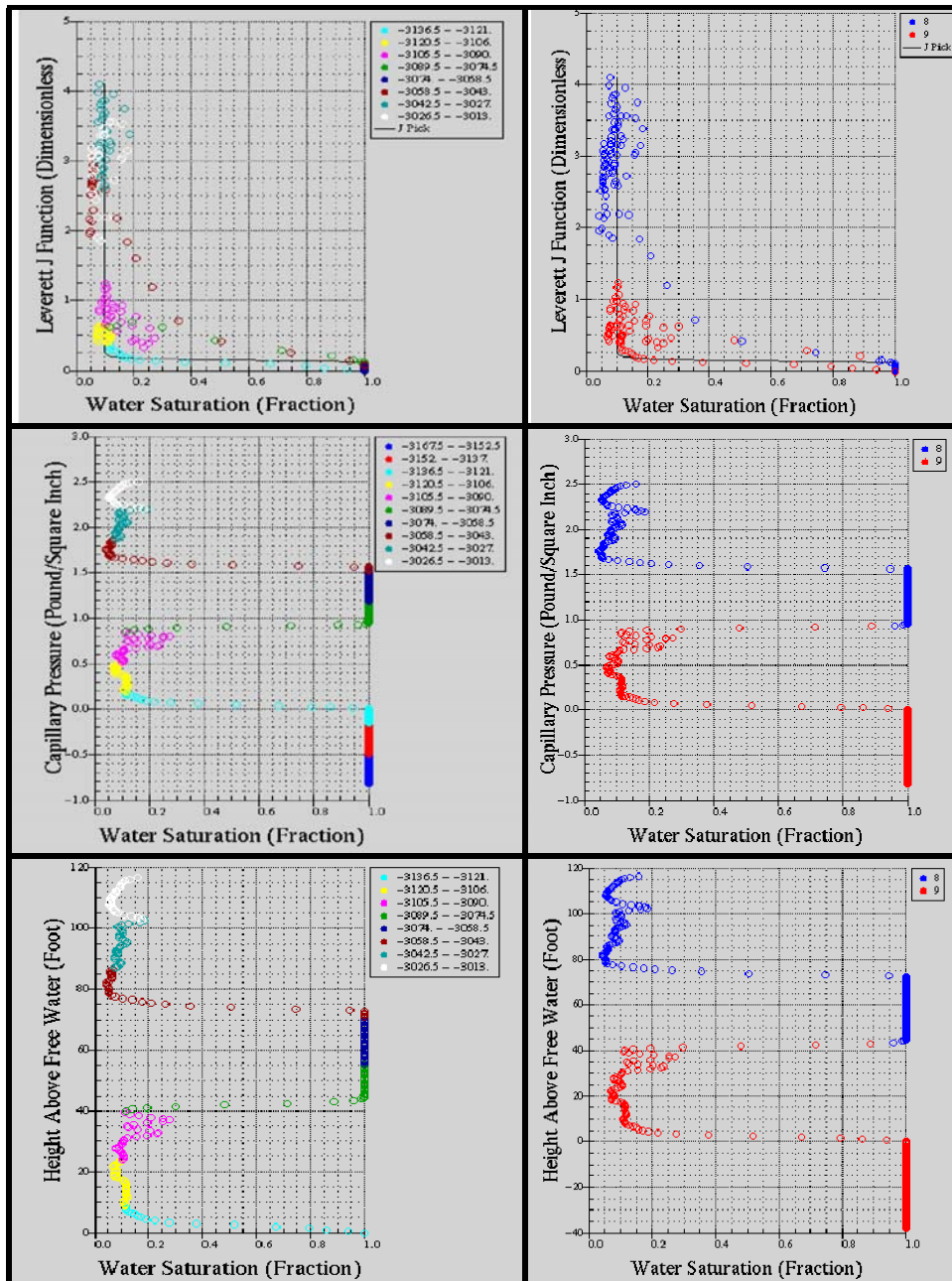
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3115' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CI-81
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3405' (TVD) - 3115' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



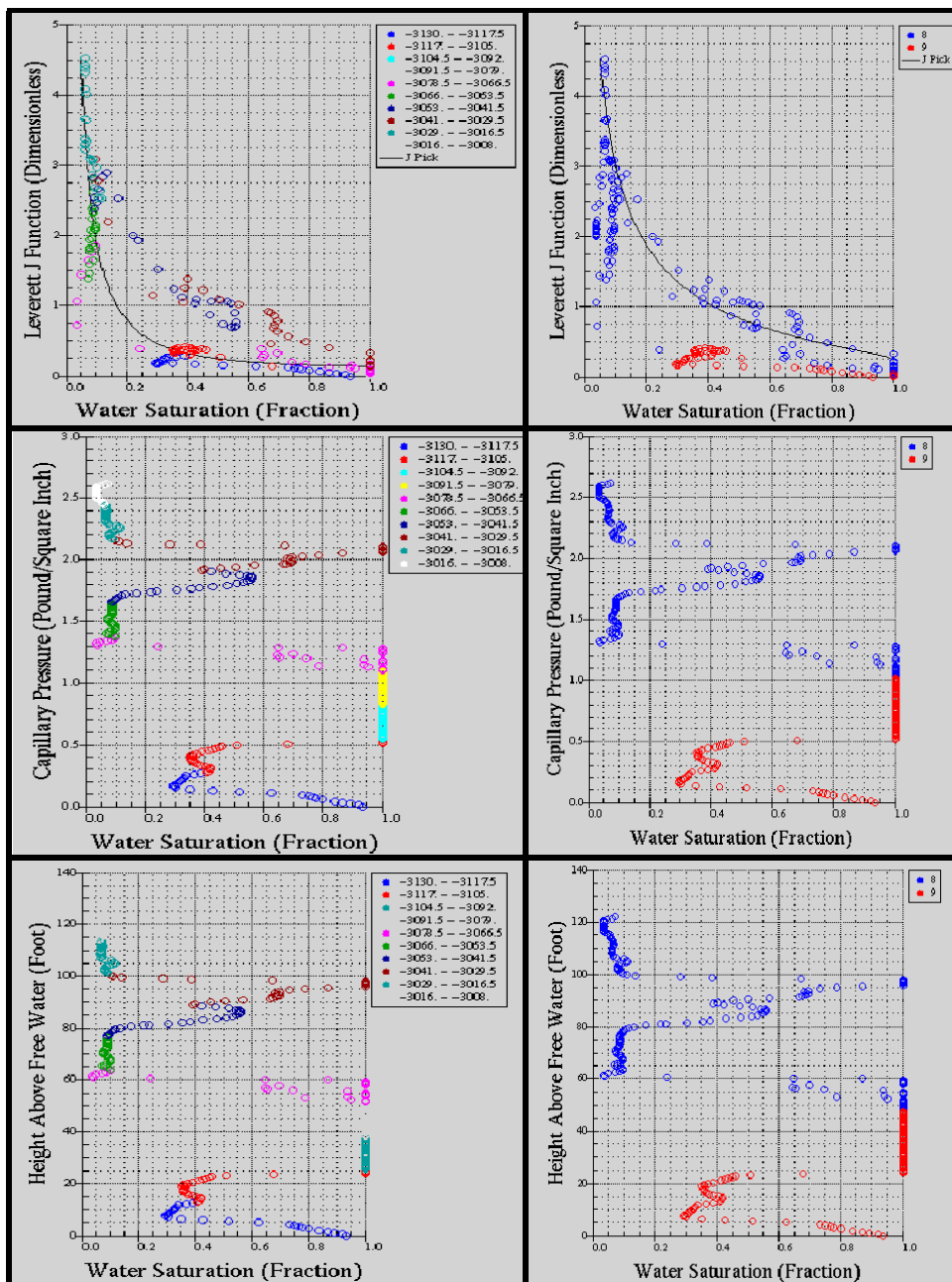
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3130' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	BCN-1
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3400.5' (TVD) - 3129.5' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



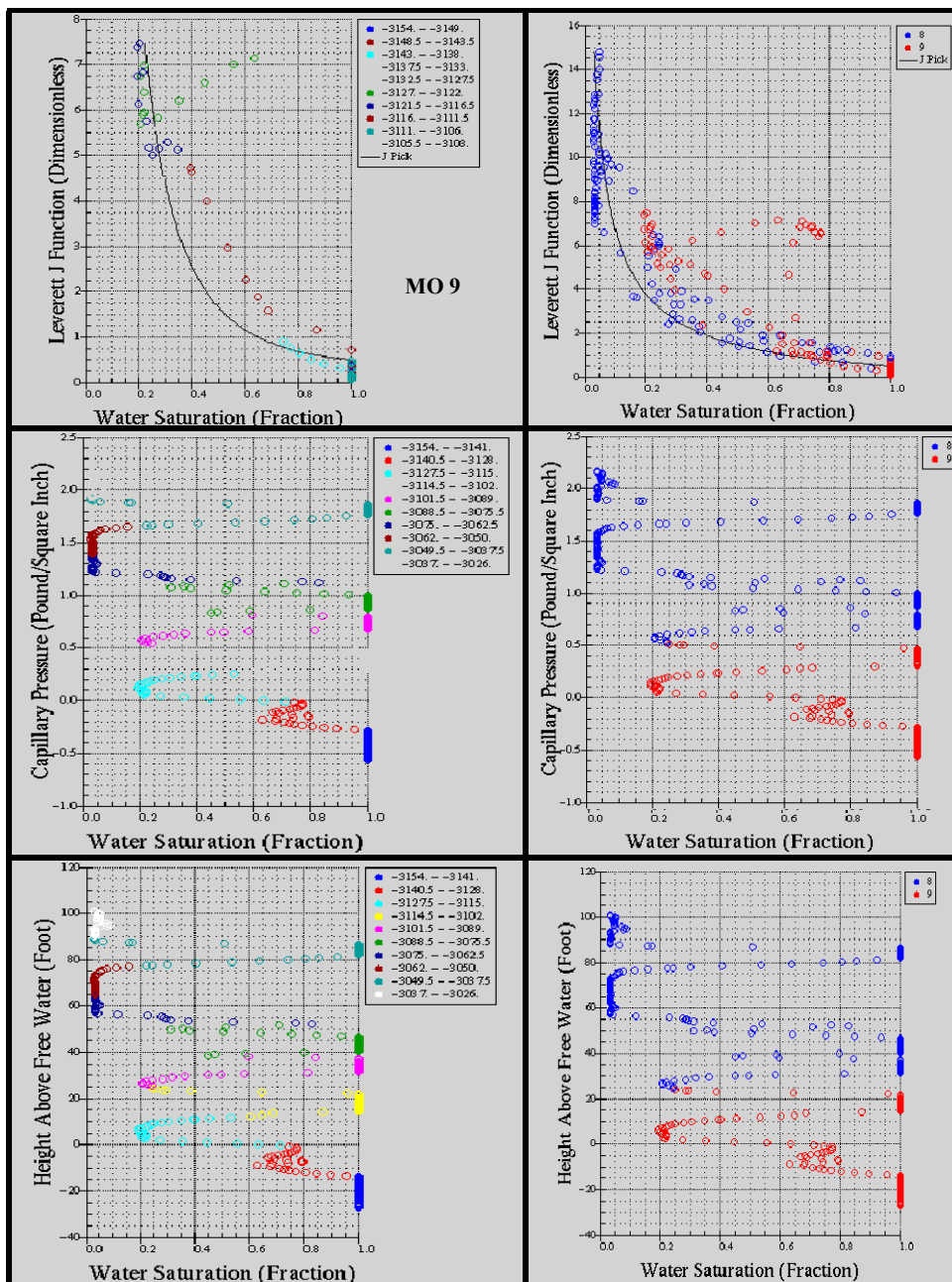
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3130' (TVDSS).

Área:	Bitor O-16
Pozo:	CH-4
Nivel de Agua Libre:	3423' (TVD) - 3130' (TVDSS)
Unidades Genéticas:	MO 8 y MO 9
Curvas Presentadas:	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



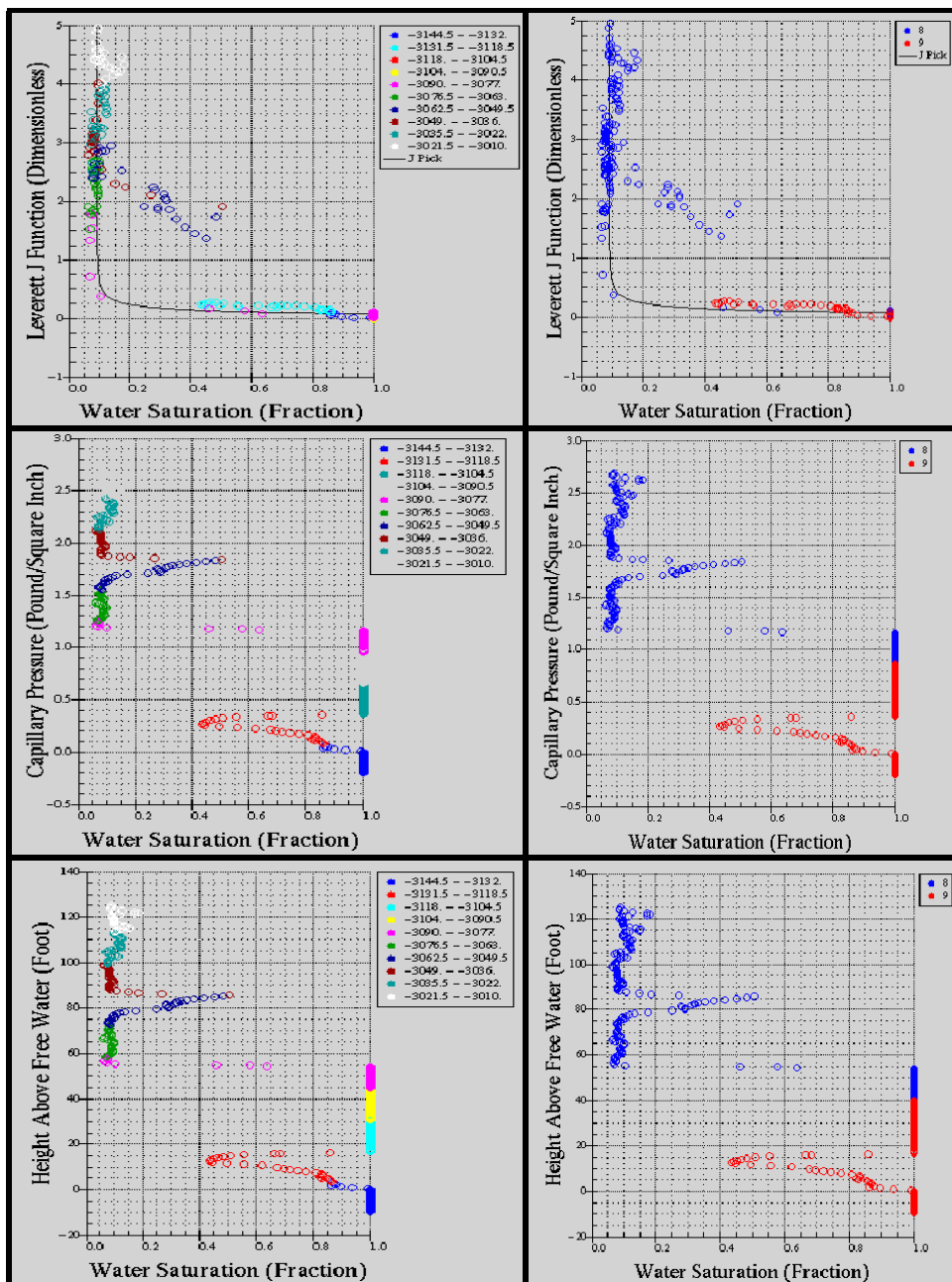
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3130' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-12
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3414' (TVD) - 3127' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



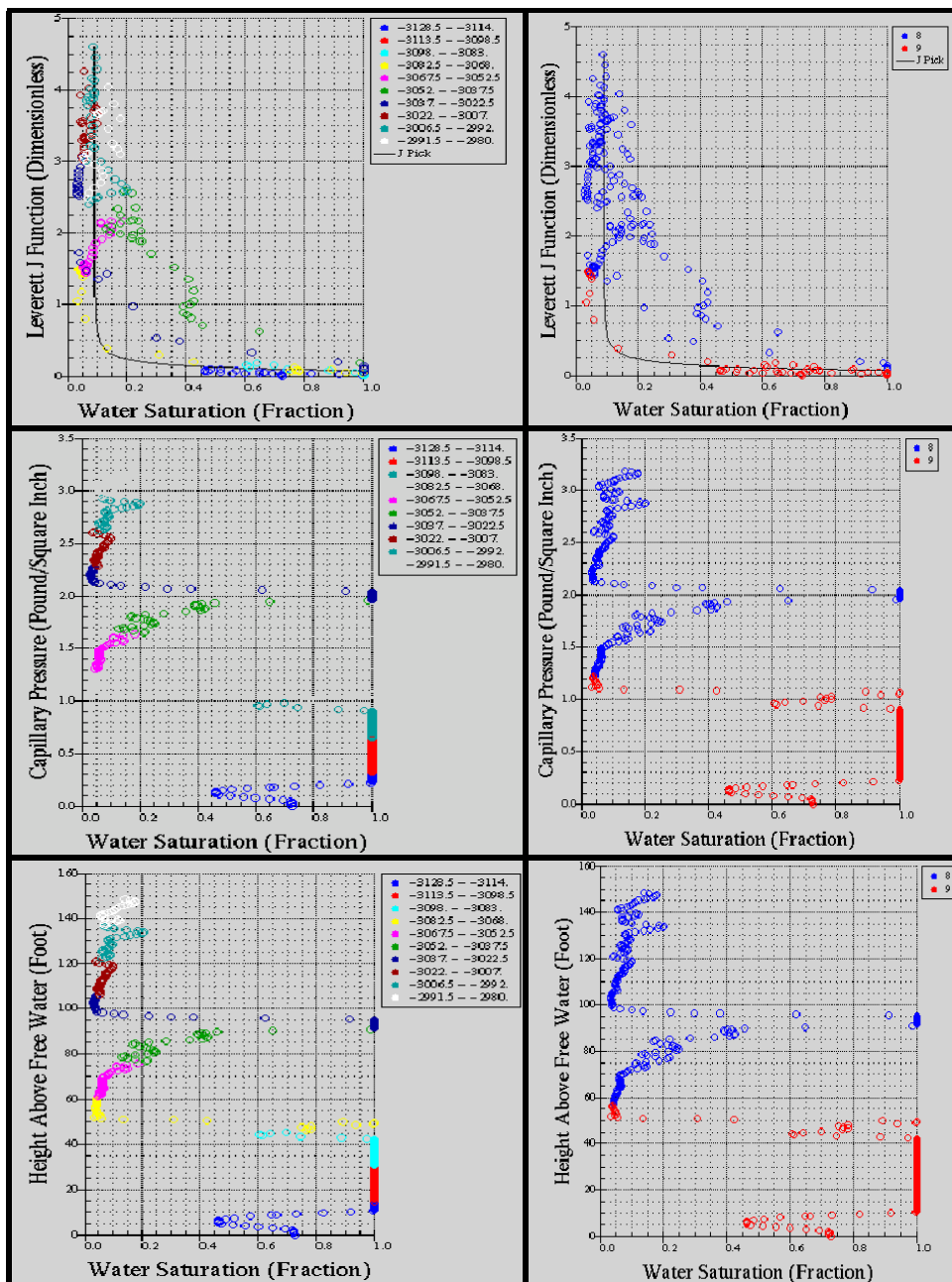
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3130' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-14
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3426' (TVD) - 3135' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



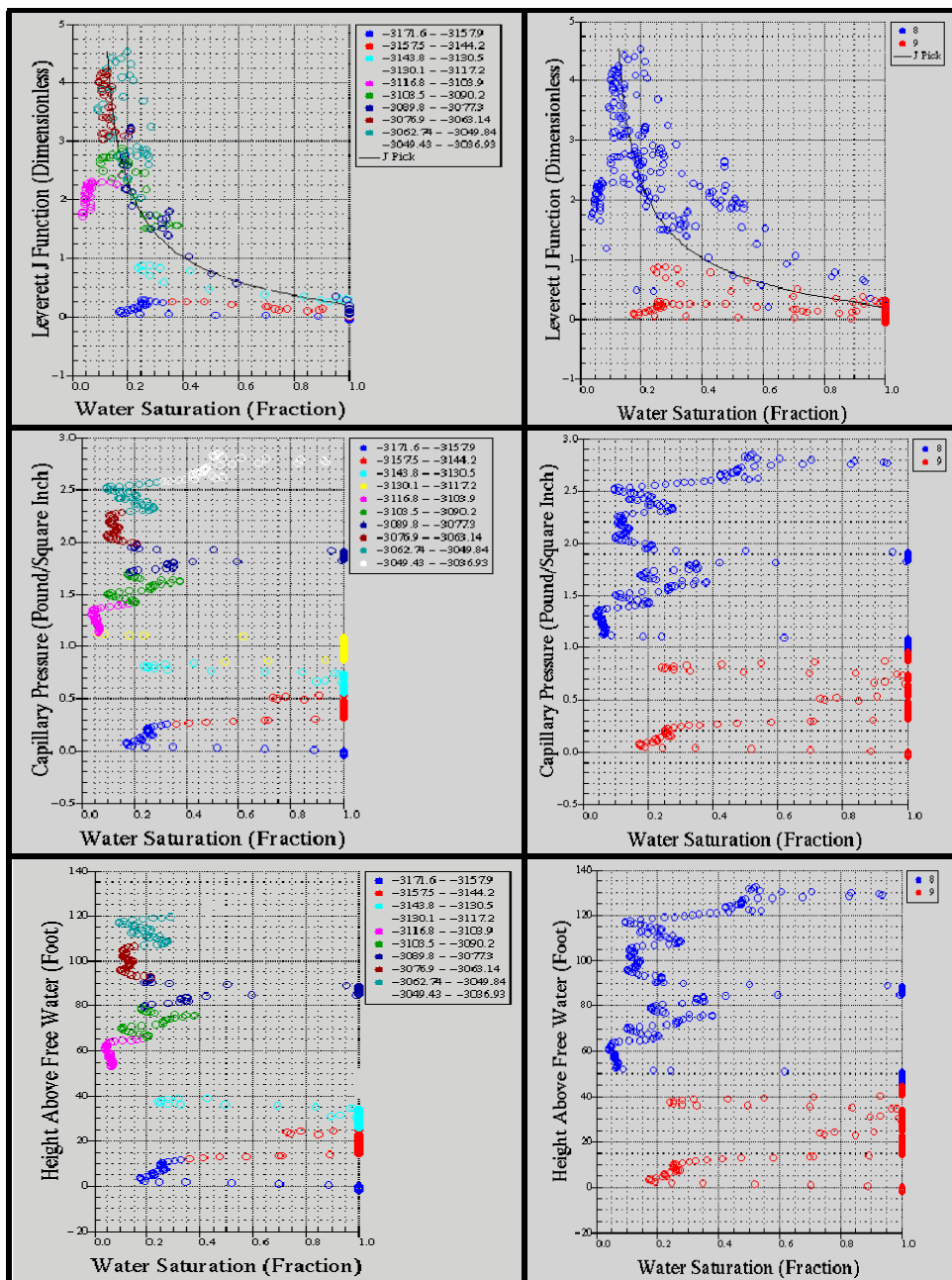
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3130' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-16
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3421.5' (TVD) - 3128.5' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



Nivel de Agua Libre (FWL) = 3160' (TVDSS).

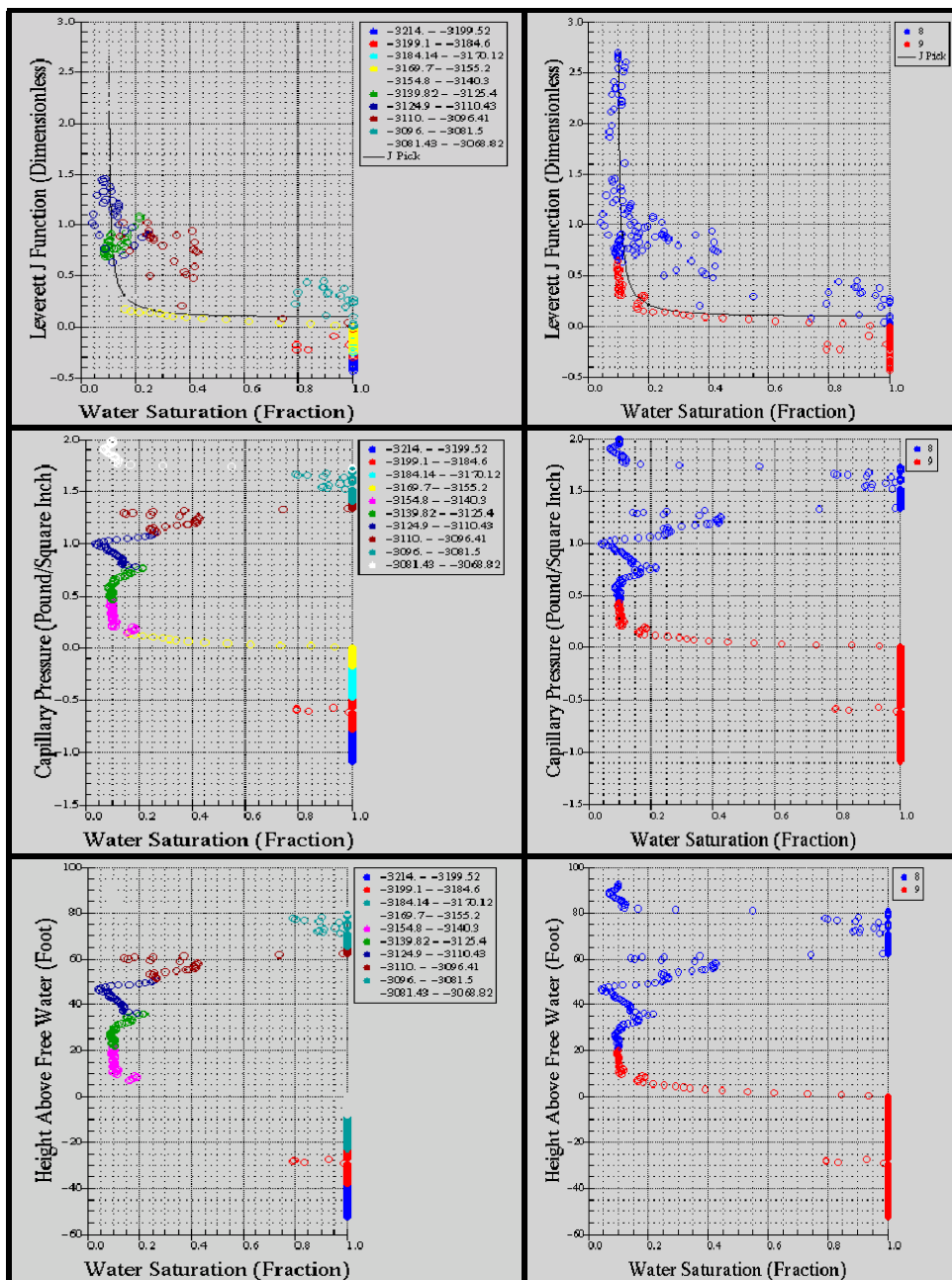
<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-19
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3451.5' (TVD) - 3169.5' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre





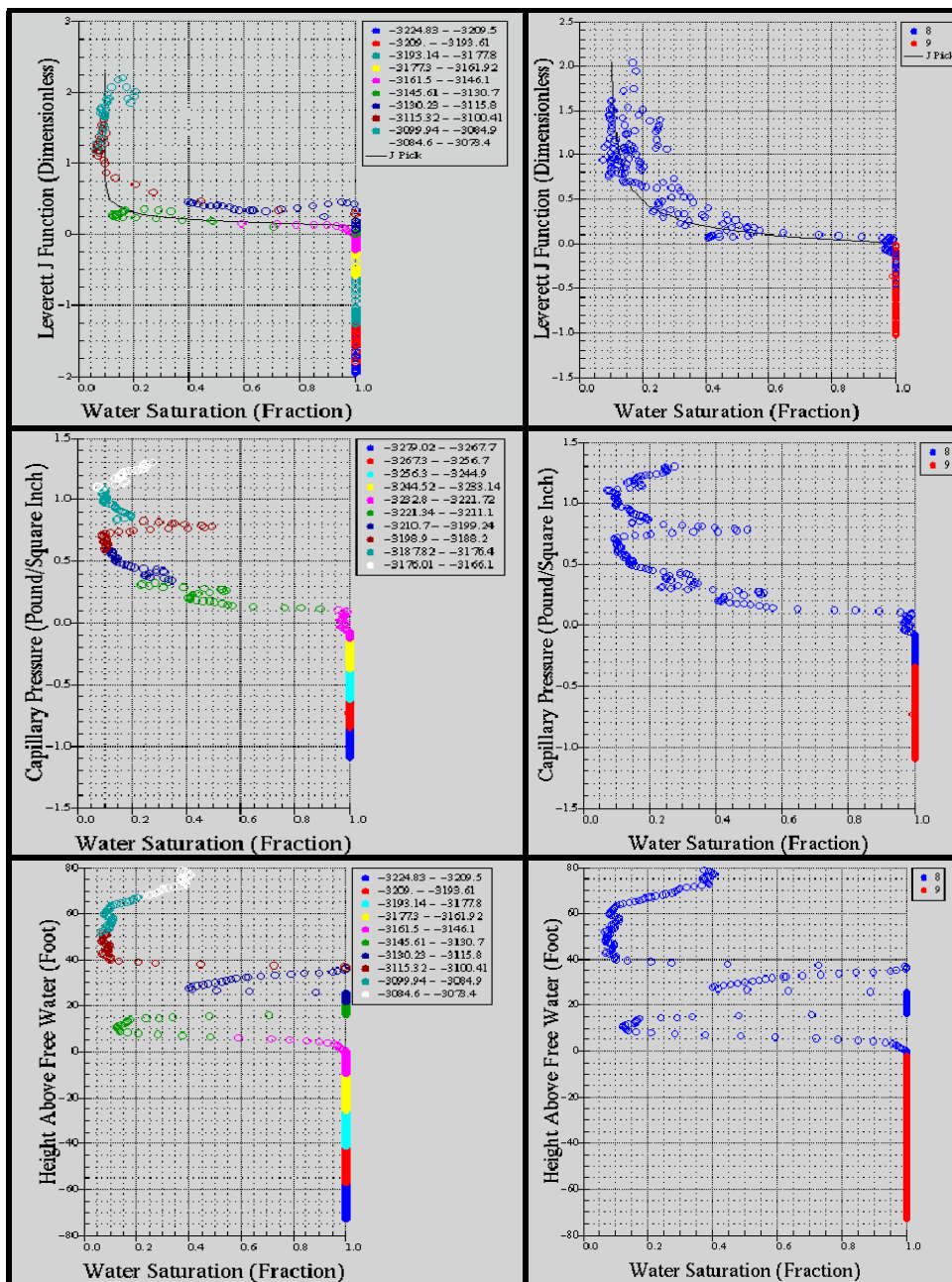
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3160' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-31
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3443.5' (TVD) - 3161.5' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



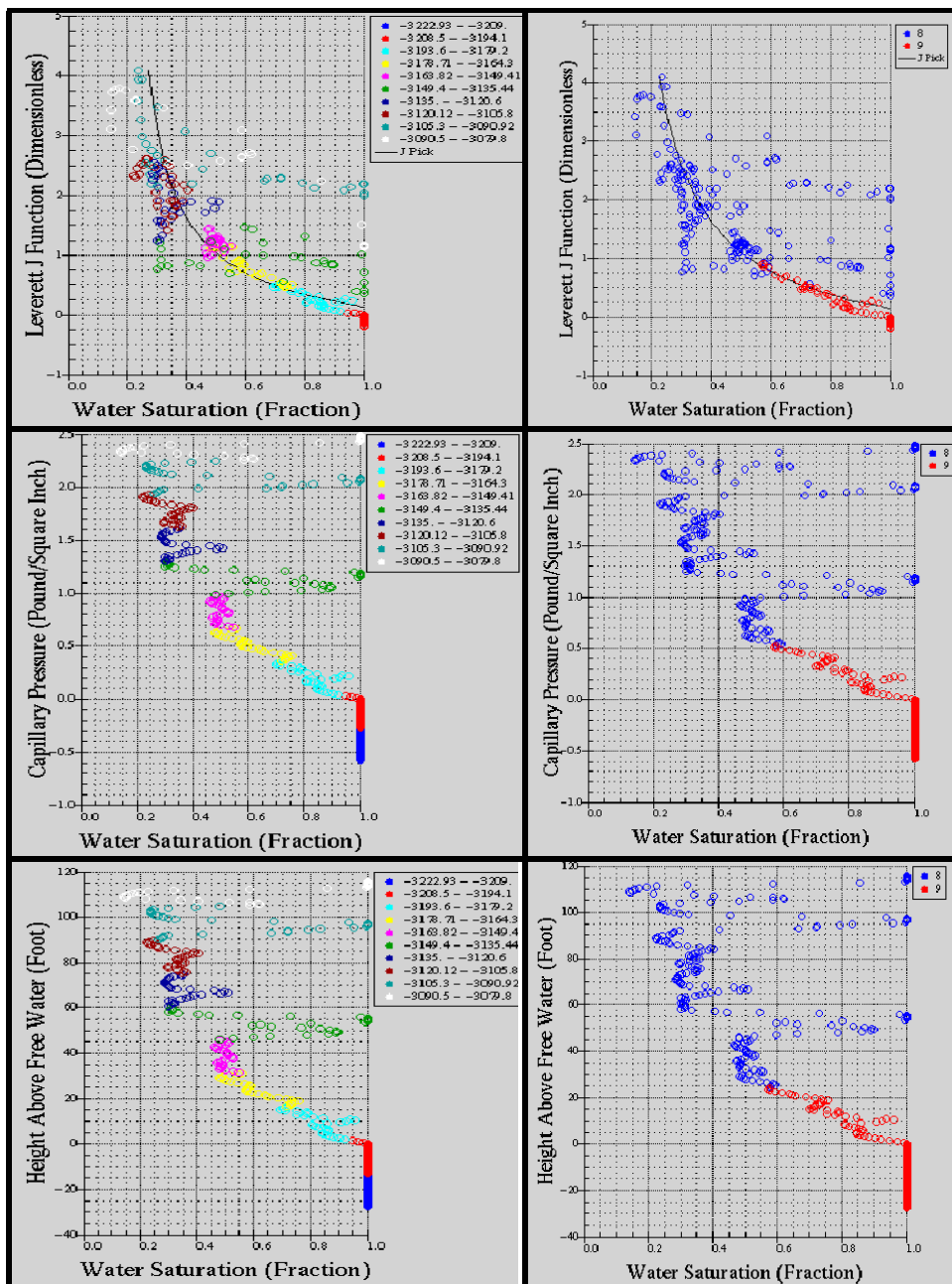
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3160' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CH-32
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3434' (TVD) - 3152' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



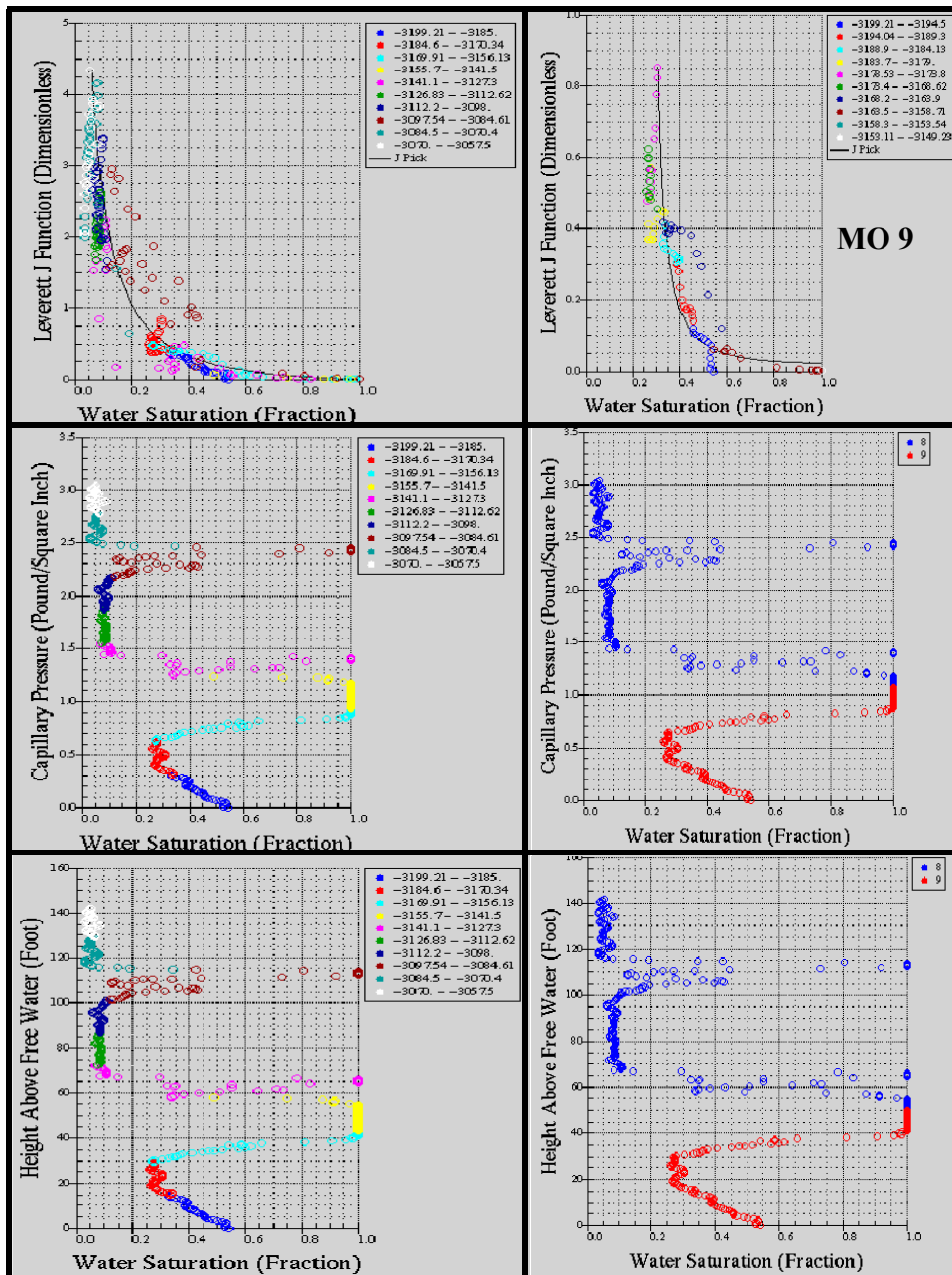
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3200' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CD-17
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3473.5' (TVD) - 3195.5' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



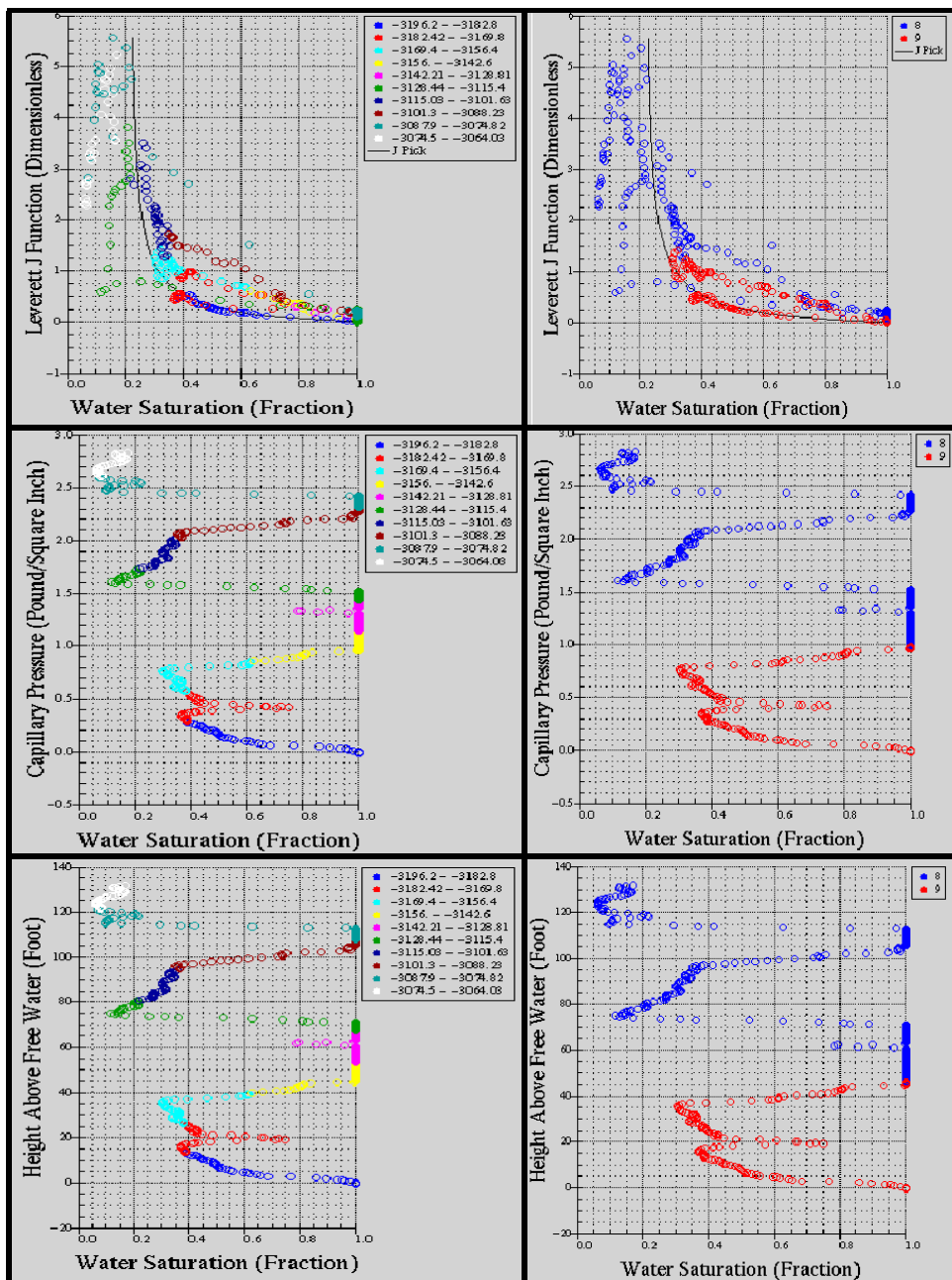
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3200' (TVDSS)

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CD-21
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3502' (TVD) - 3199' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



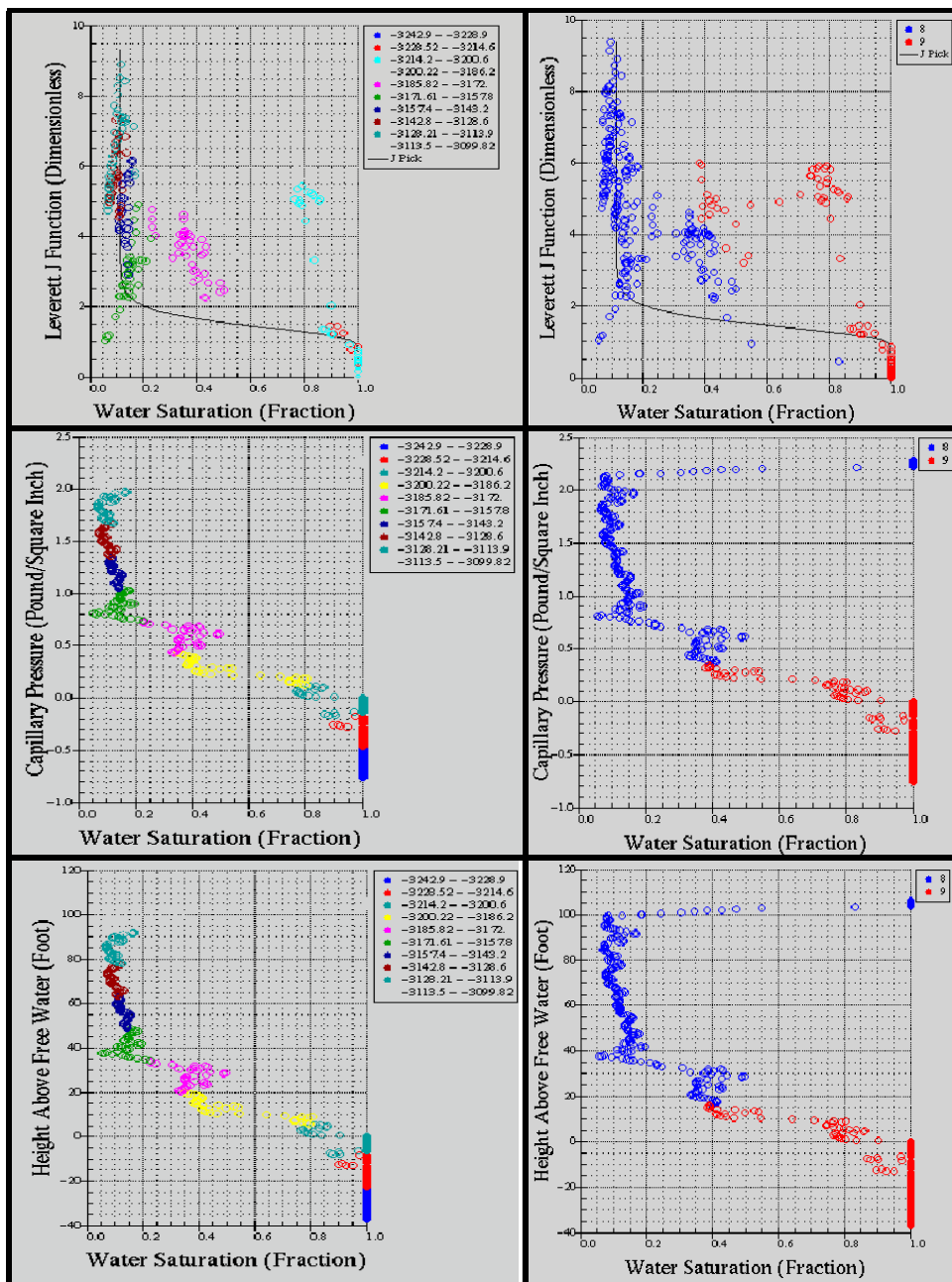
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3200' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CD-23
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3499' (TVD) - 3196' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



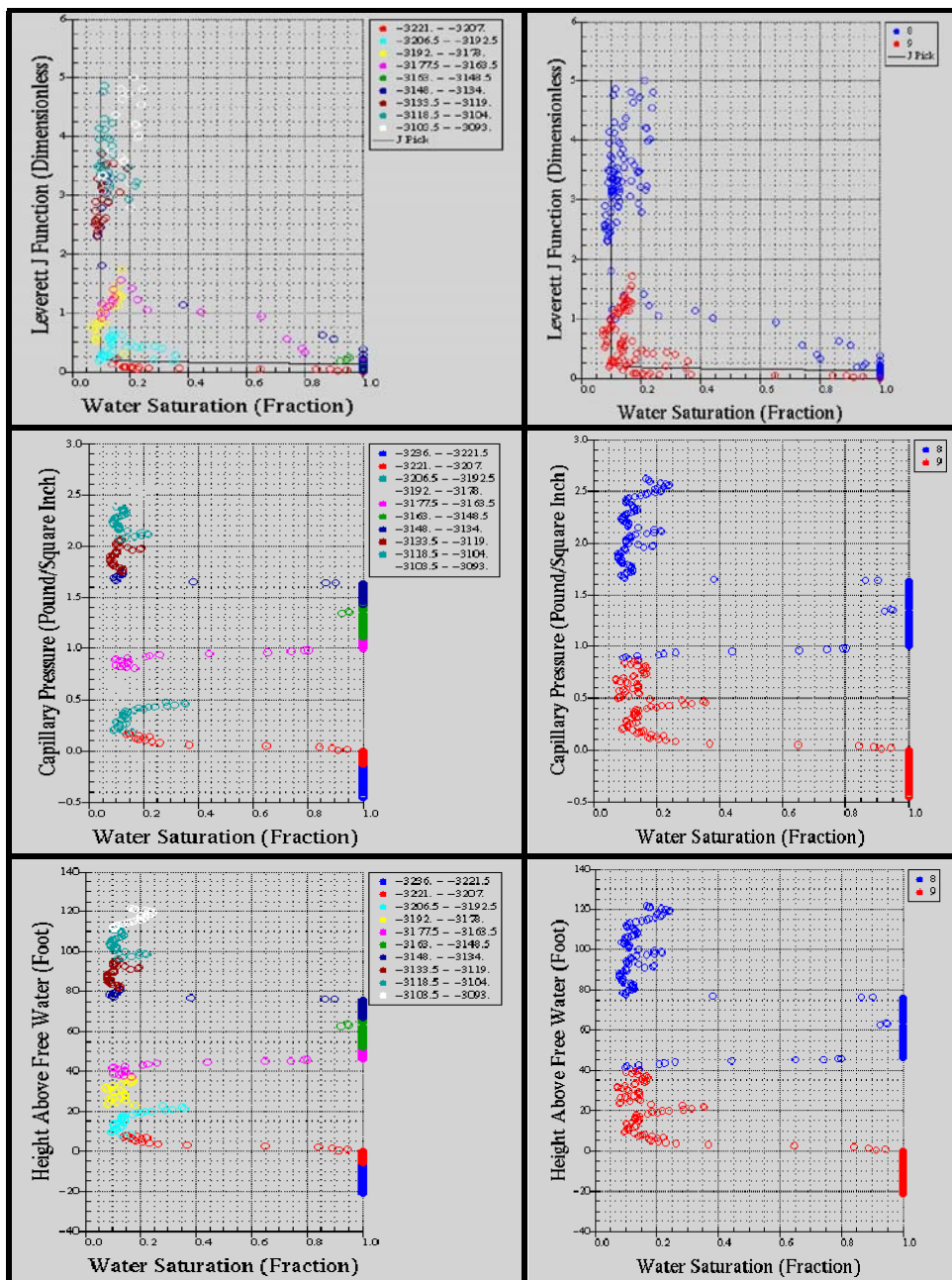
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3200' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CD-35
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3484' (TVD) - 3206' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



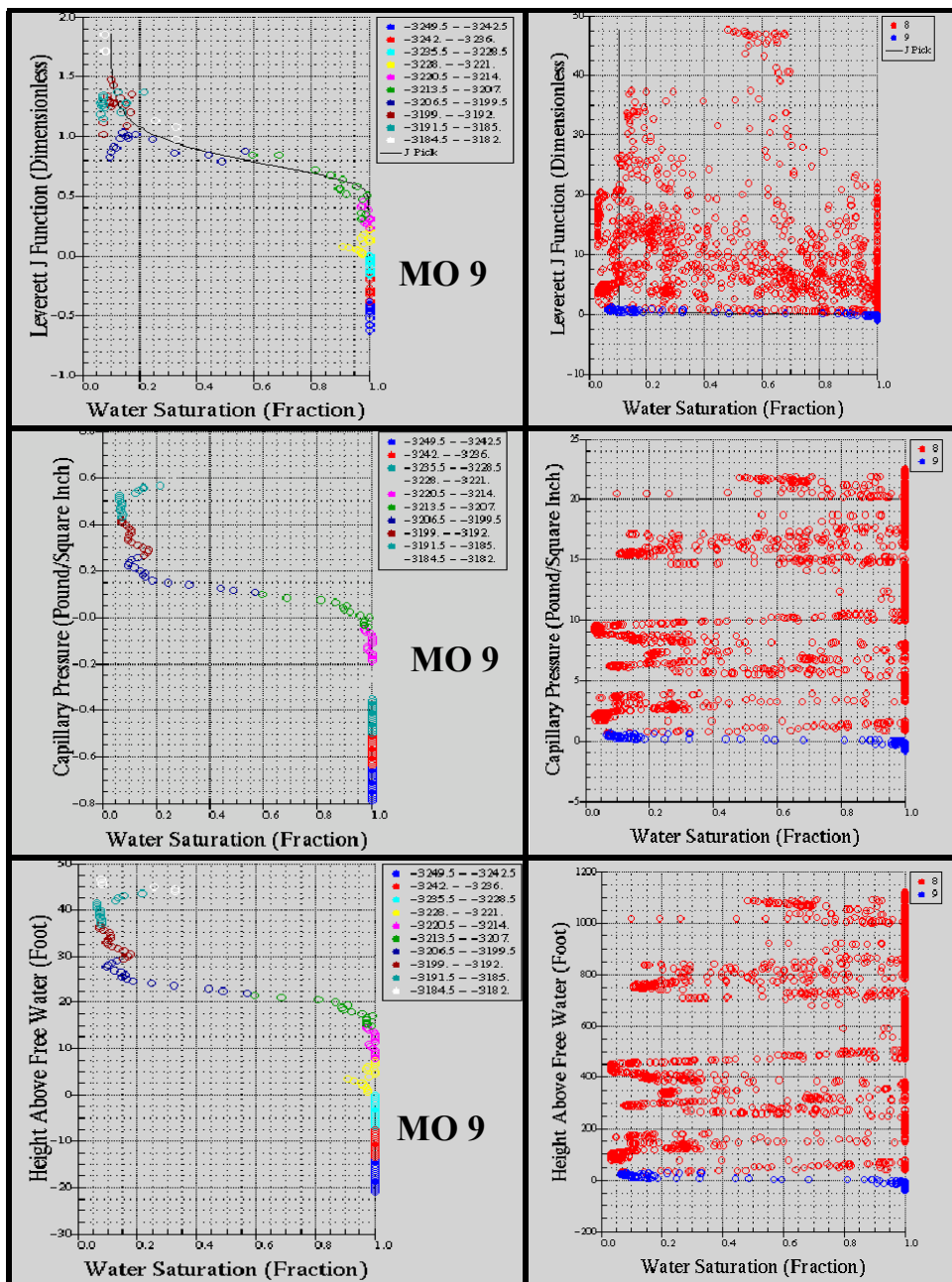
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	<b>BCN-8</b>
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3486' (TVD) - 3215' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

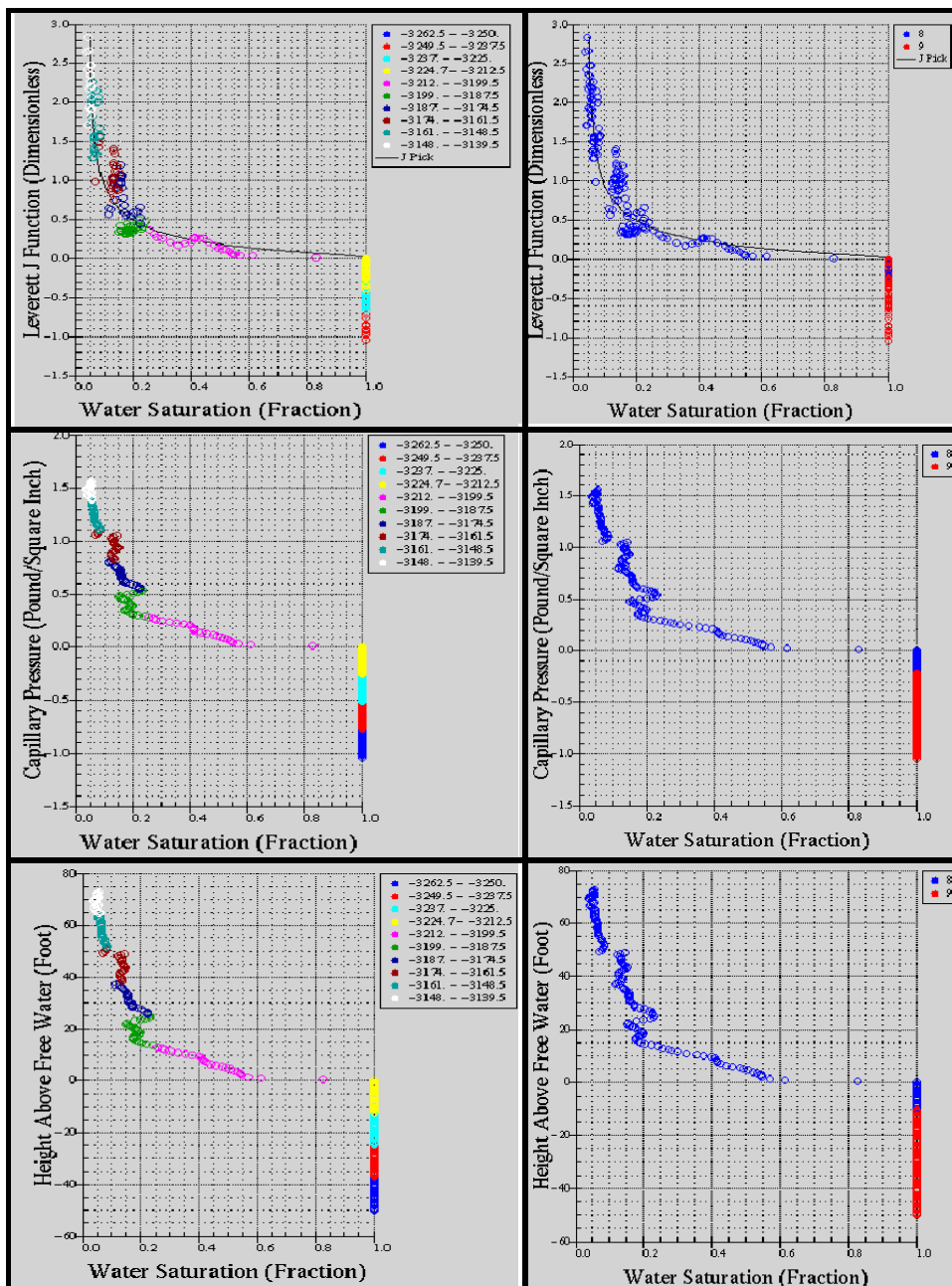
<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	BCN-9
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3480.5' (TVD) - 3211.5' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre





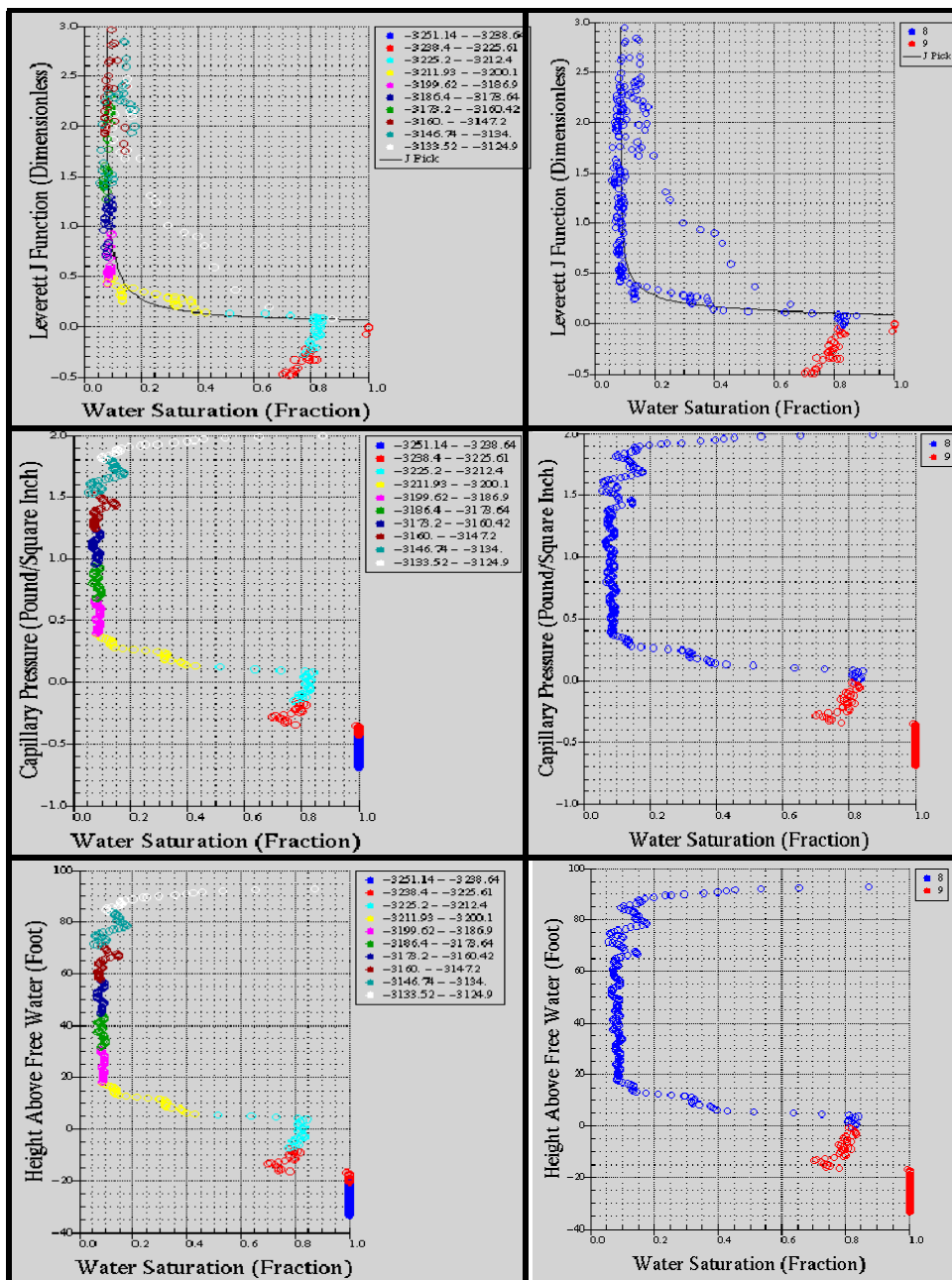
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

Área:	Bitor O-16
Pozo:	CD-19
Nivel de Agua Libre:	3494.5' (TVD) - 3212.5' (TVDSS)
Unidades Genéticas:	MO 8 y MO 9
Curvas Presentadas:	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



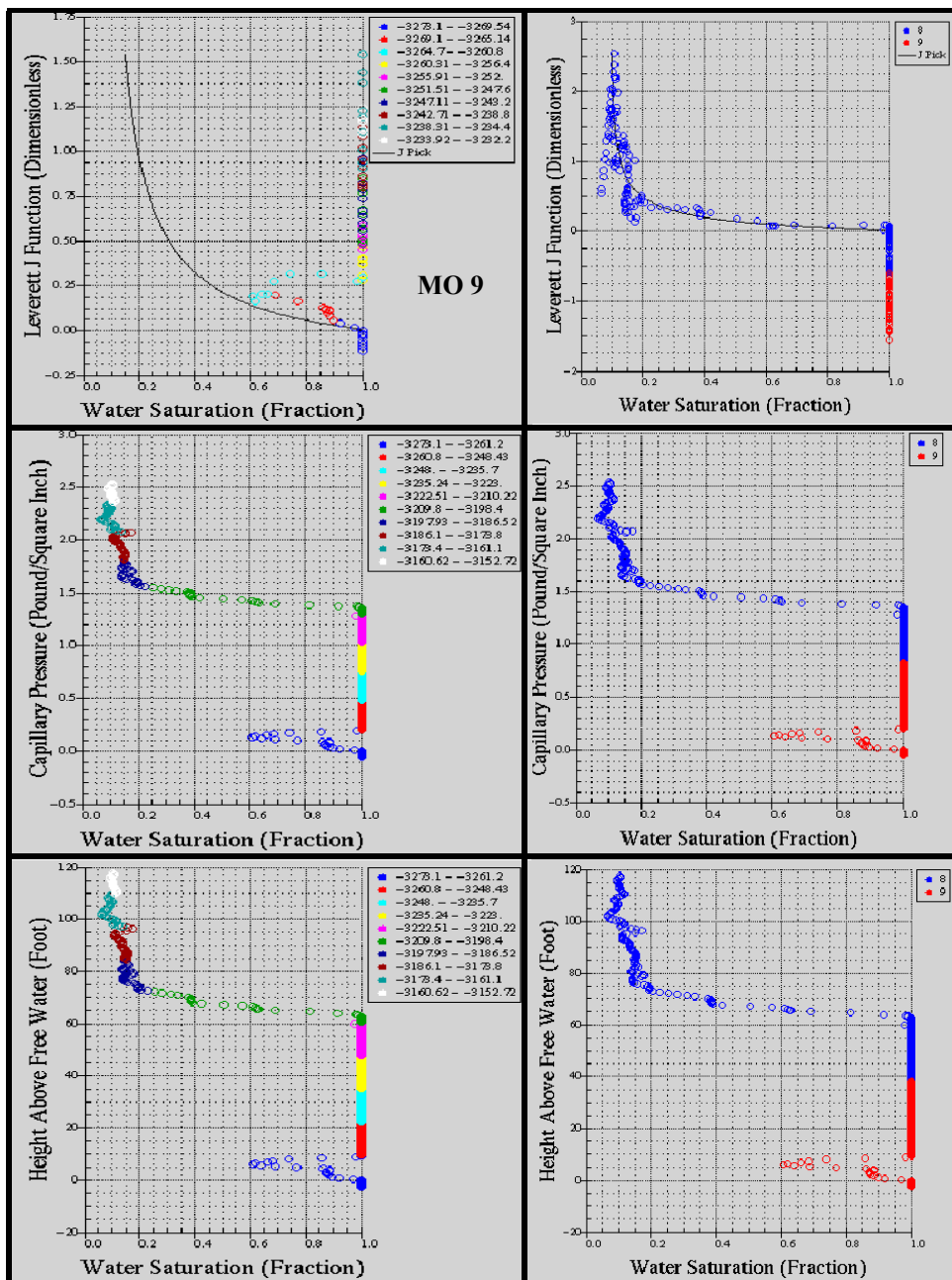
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CD-22
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3499.4' (TVD) - 3217.4' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



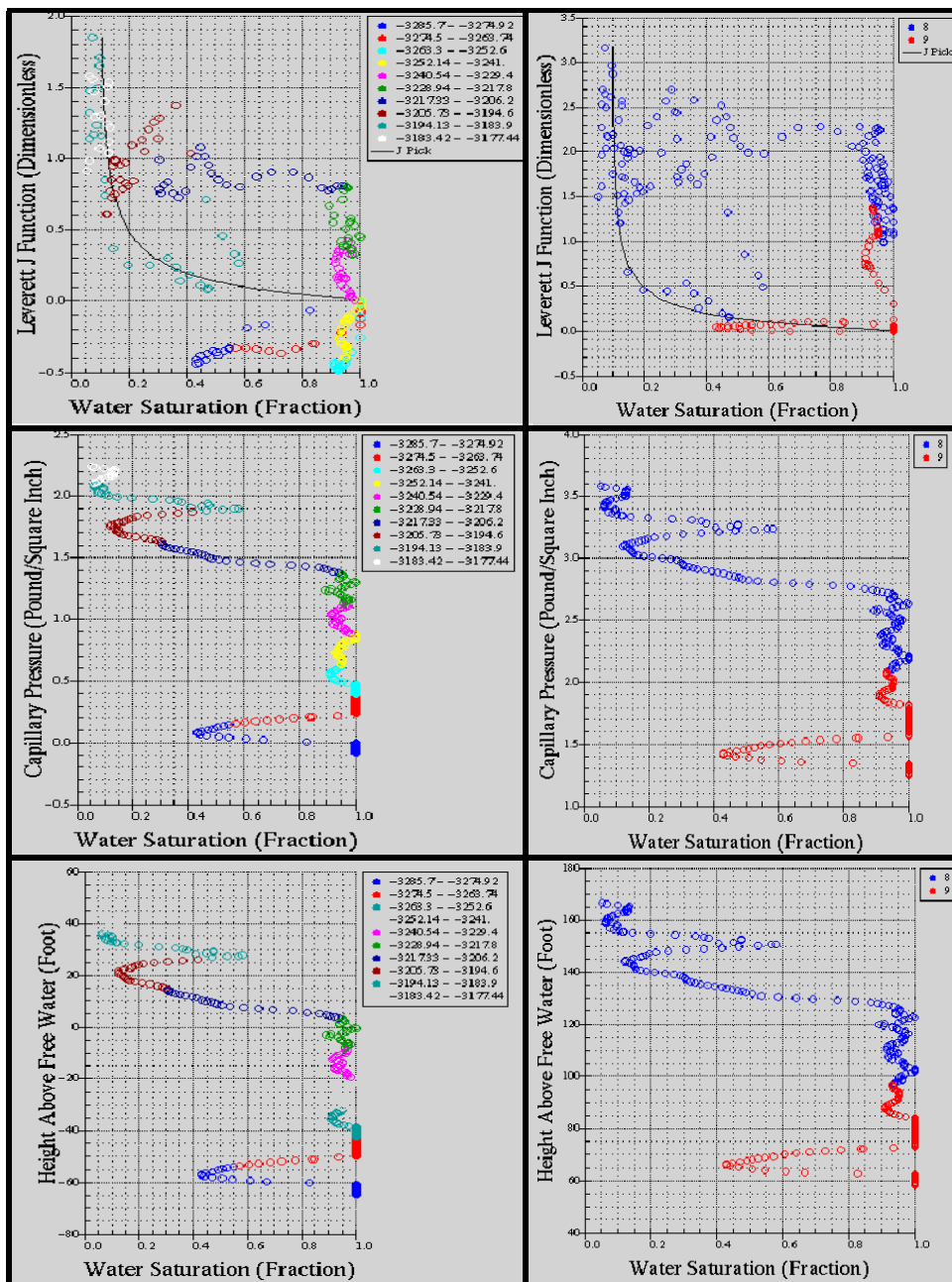
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

Área:	Bitor O-16
Pozo:	CD-30
Nivel de Agua Libre:	3493.1' (TVD) - 3211.1' (TVDSS)
Unidades Genéticas:	MO 8 y MO 9
Curvas Presentadas:	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



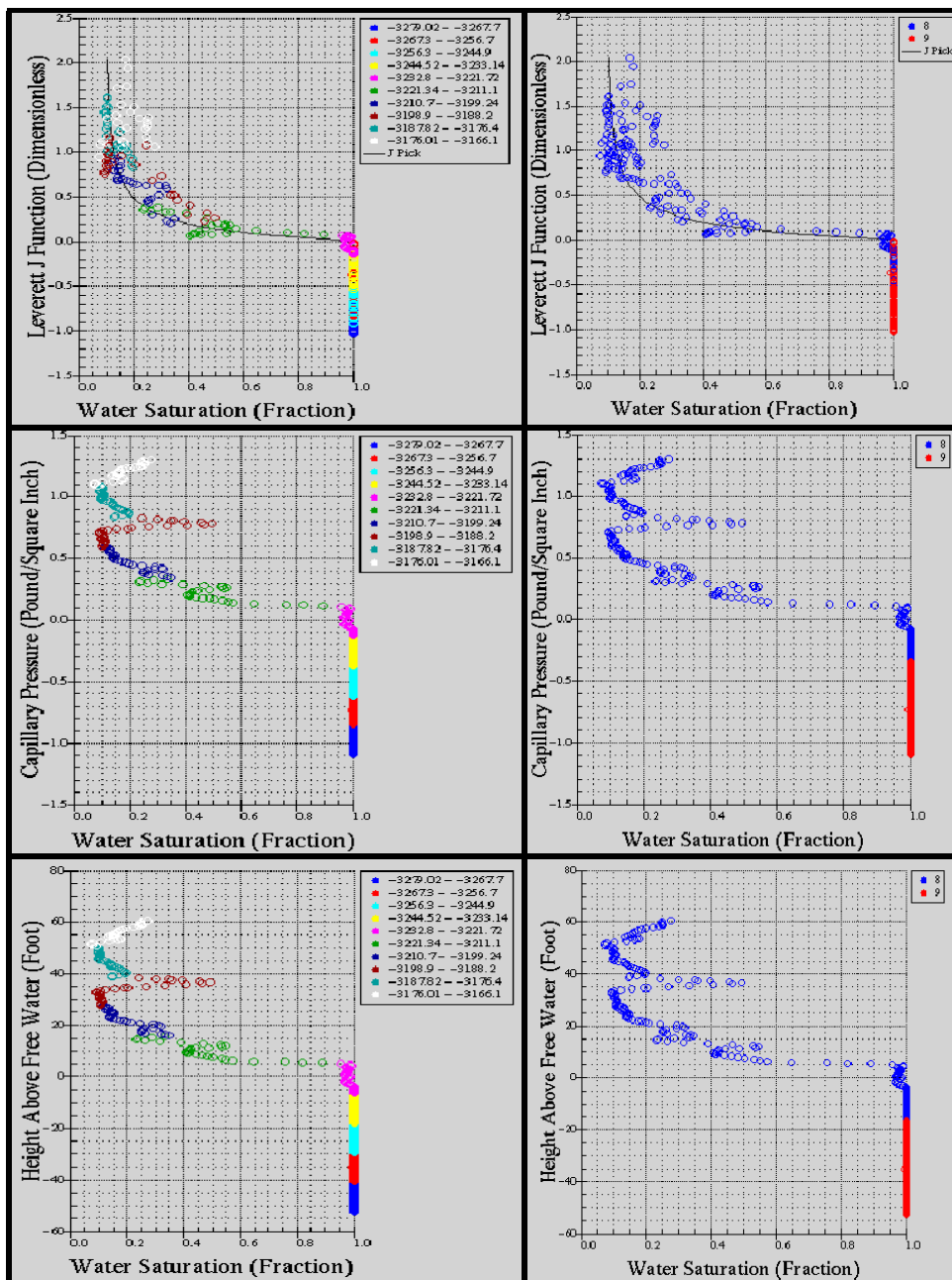
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CD-31
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3502.9' (TVD) - 3220.9' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



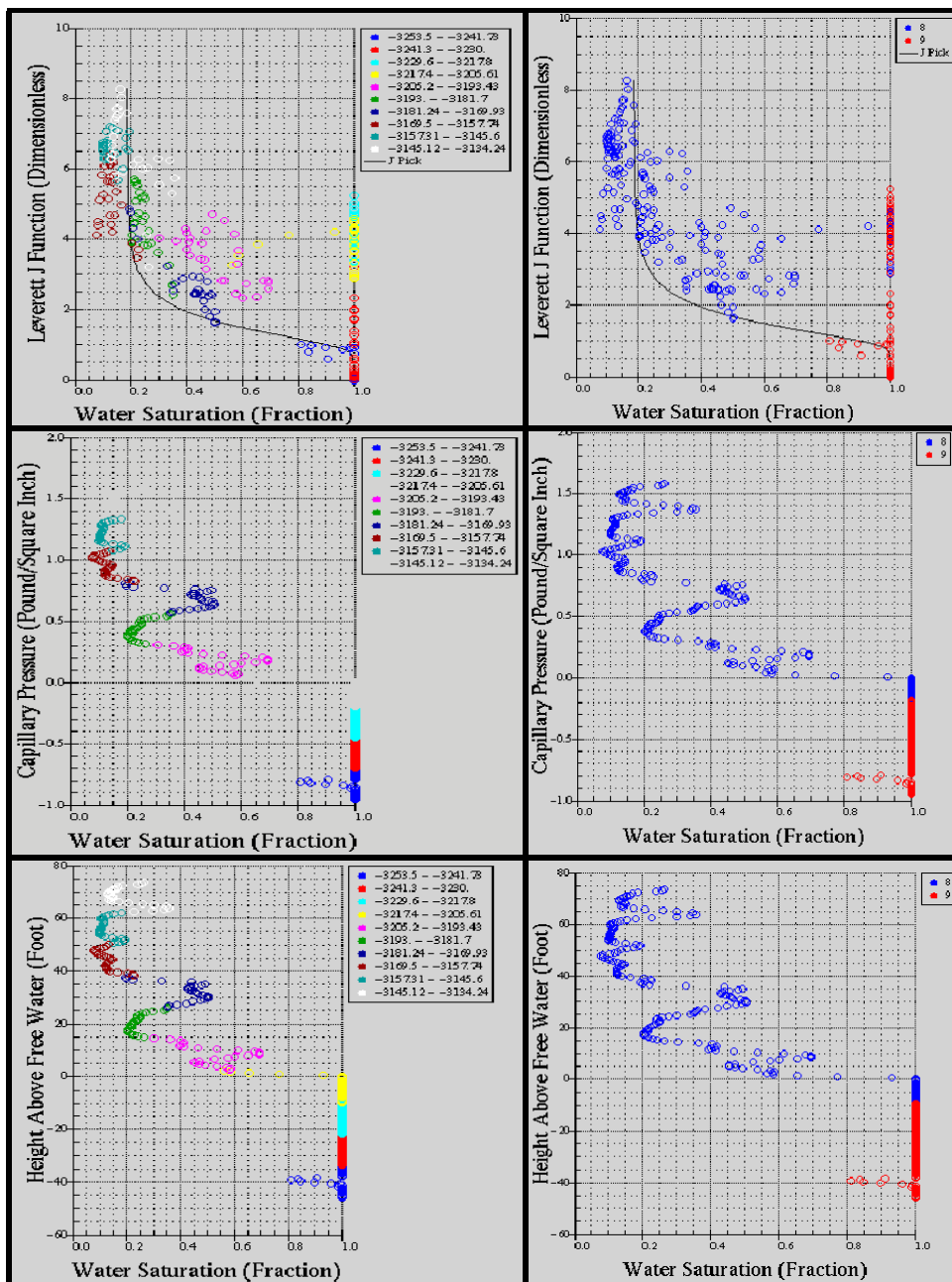
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

Área:	Bitor O-16
Pozo:	CD-32
Nivel de Agua Libre:	3504.4' (TVD) - 3222.4' (TVDSS)
Unidades Genéticas:	MO 8 y MO 9
Curvas Presentadas:	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



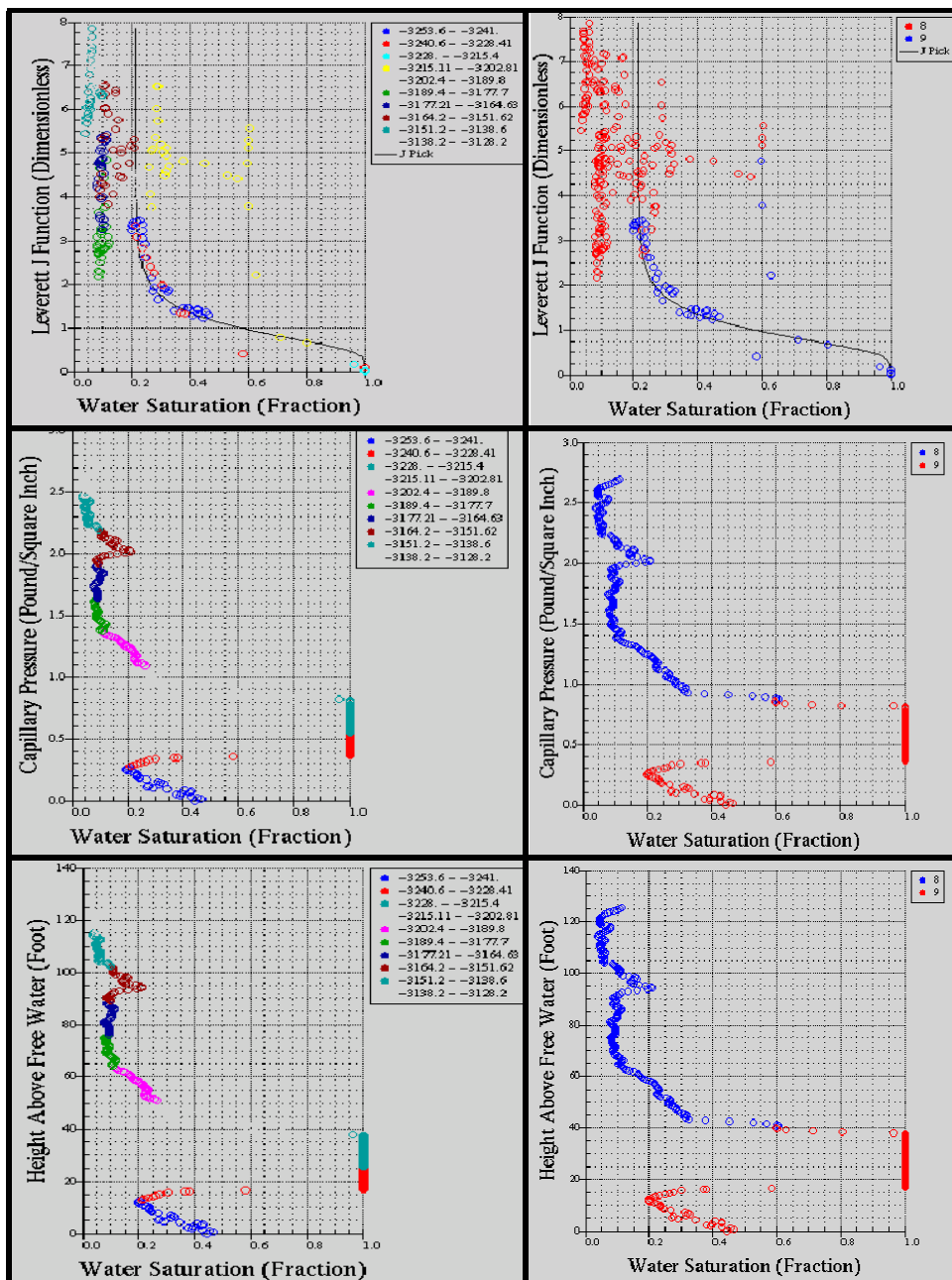
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	CD-33
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3489.7' (TVD) - 3207.7' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



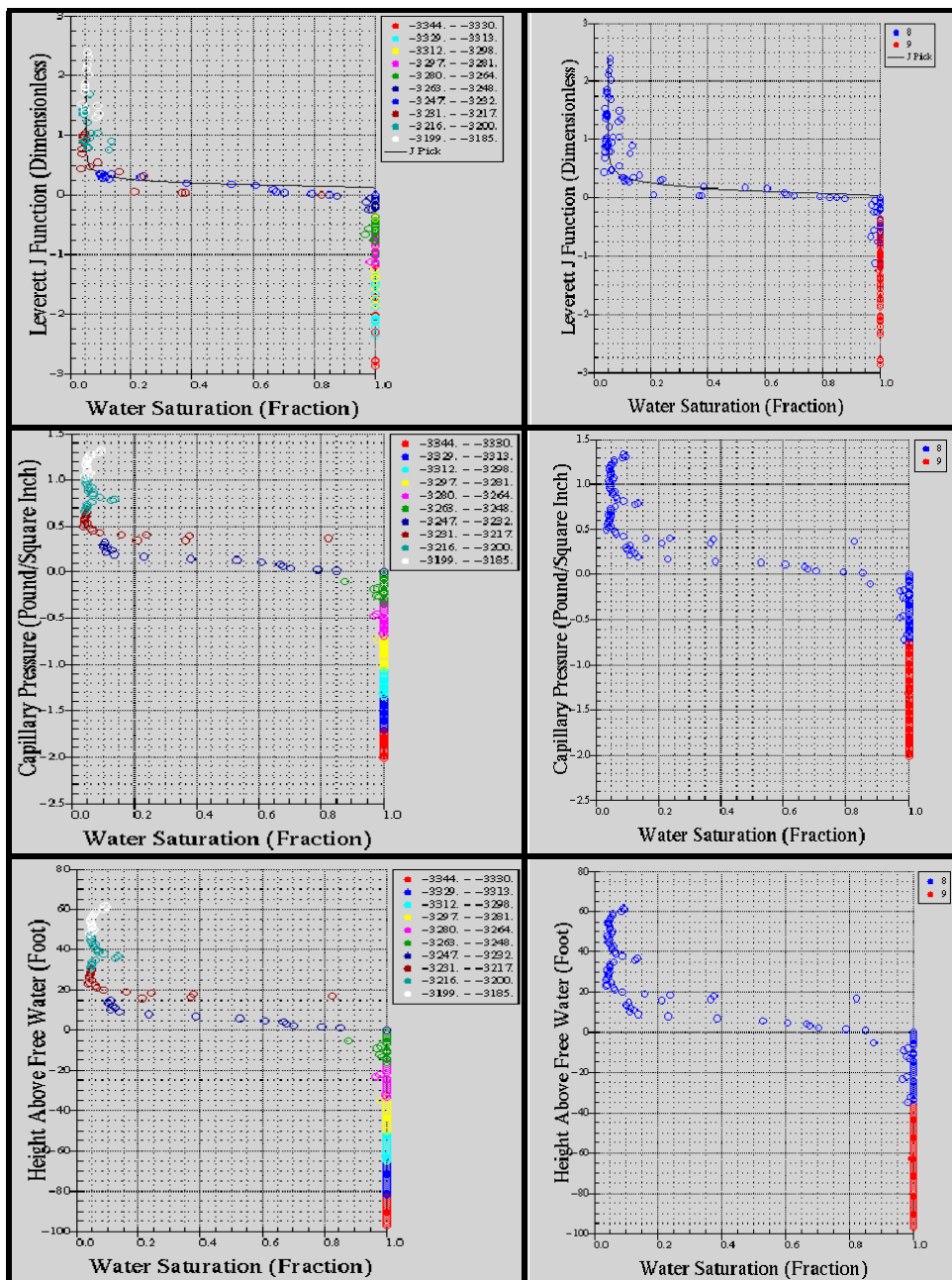
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

Área:	Bitor O-16
Pozo:	CD-34
Nivel de Agua Libre:	3535.5' (TVD) - 3253.5' (TVDSS)
Unidades Genéticas:	MO 8 y MO 9
Curvas Presentadas:	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



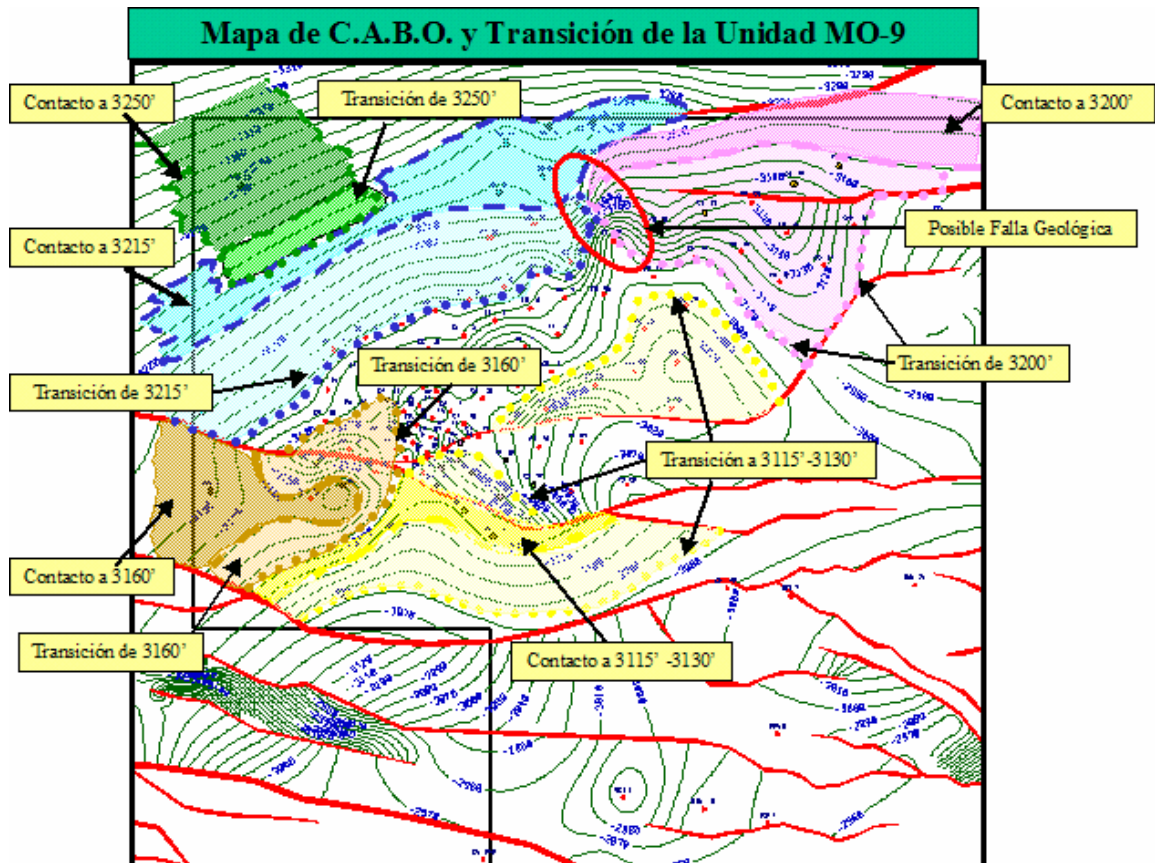
Nivel de Agua Libre (FWL) = 3215' (TVDSS).

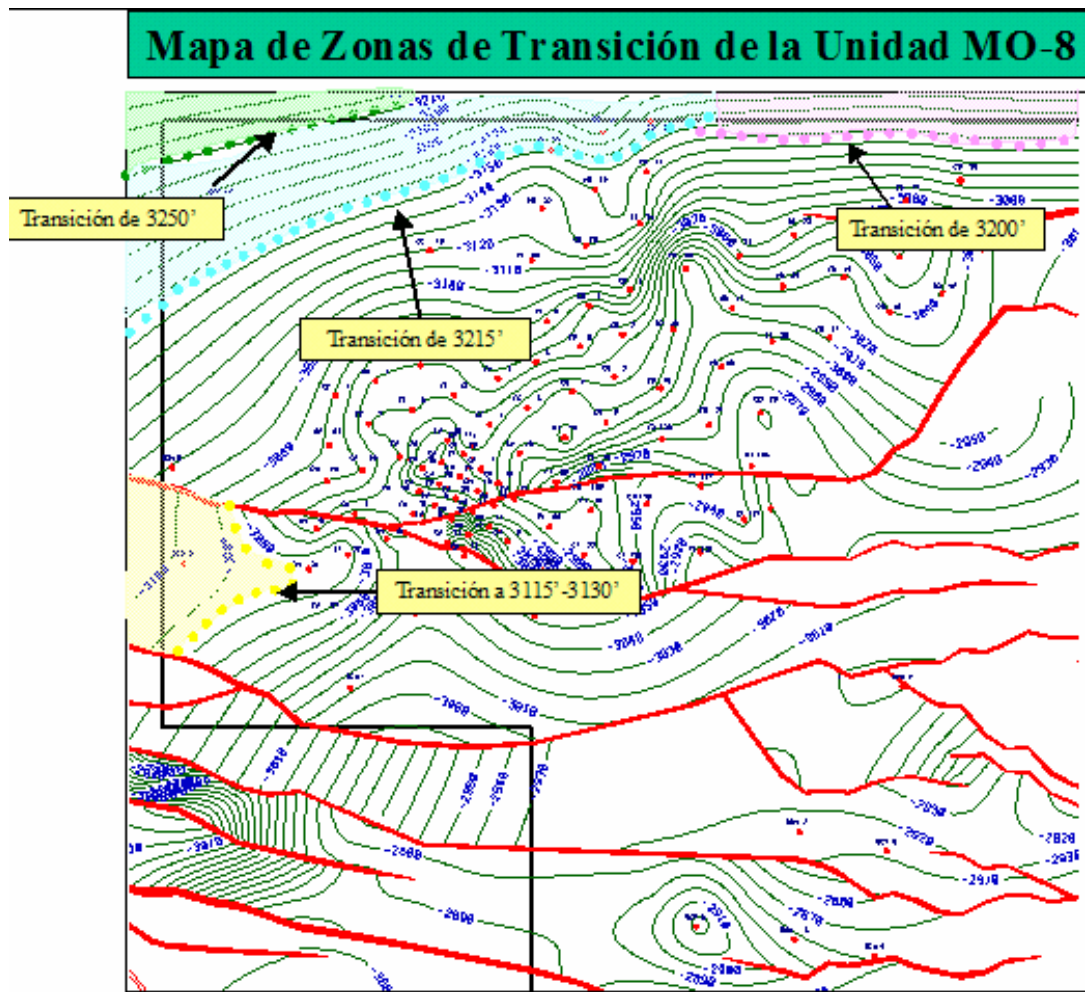
<b>Área:</b>	Bitor O-16
<b>Pozo:</b>	<b>BCN-10</b>
<b>Nivel de Agua Libre:</b>	3527' (TVD) - 3247' (TVDSS)
<b>Unidades Genéticas:</b>	MO 8 y MO 9
<b>Curvas Presentadas:</b>	Función "J", Presión Capilar y Nivel de Agua Libre



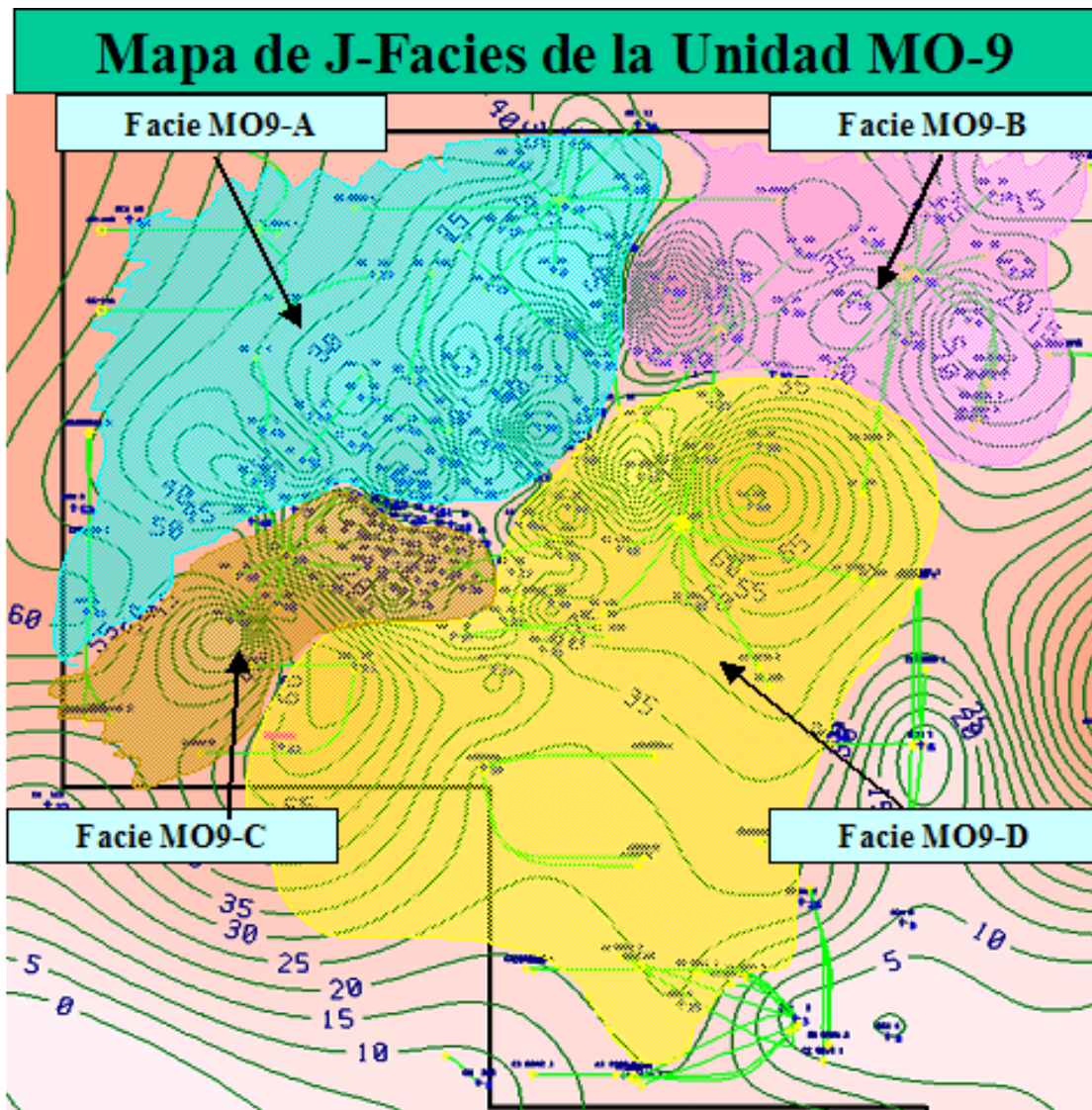


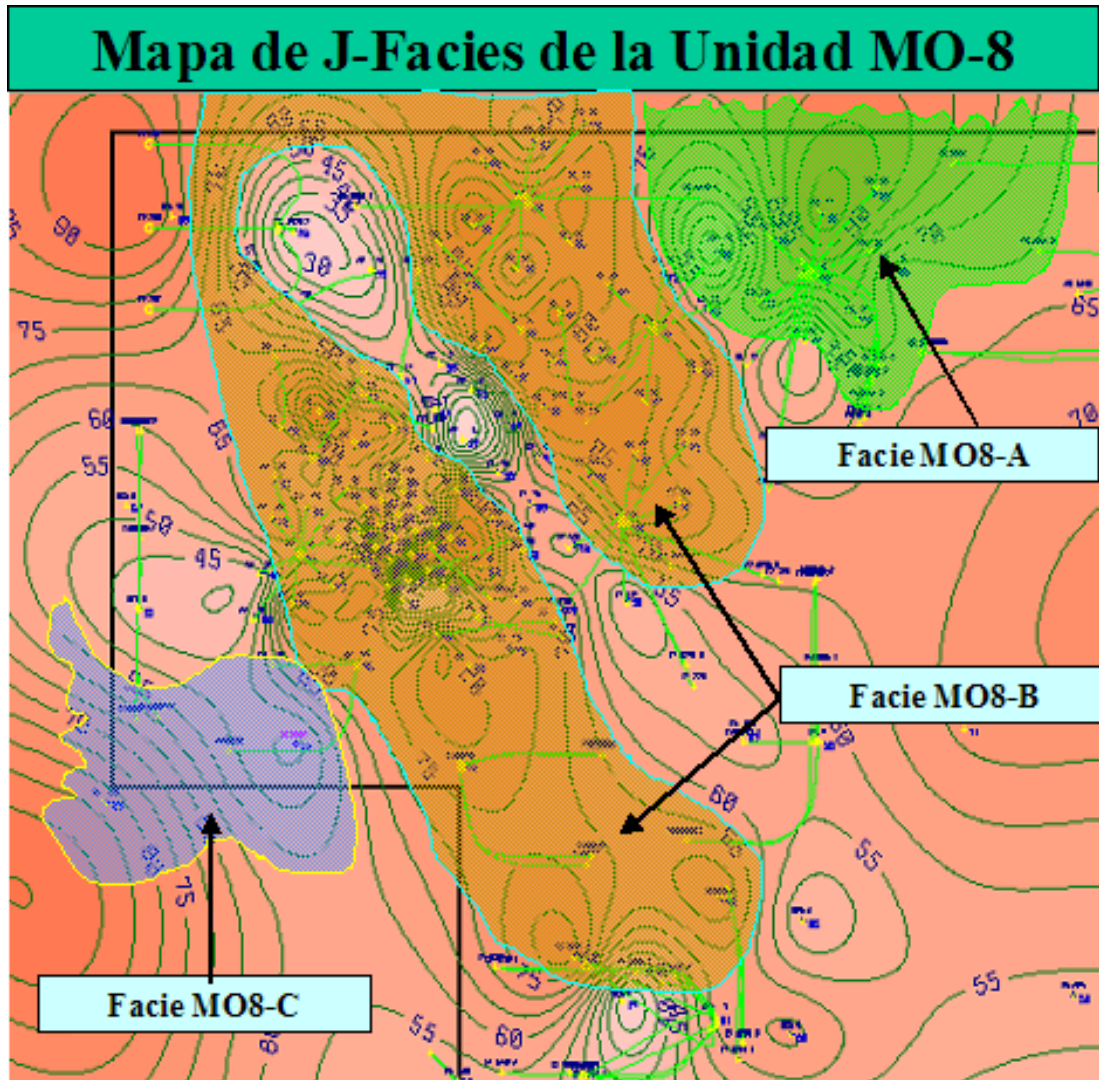
**APÉNDICE 12: MAPAS DE ZONAS EN TRANSICIÓN EN LAS ARENAS MO-8 Y MO-9.**





**APÉNDICE 13: MAPA DE J-FACIES DE LAS ARENAS MO-8 Y MO-9.**





---

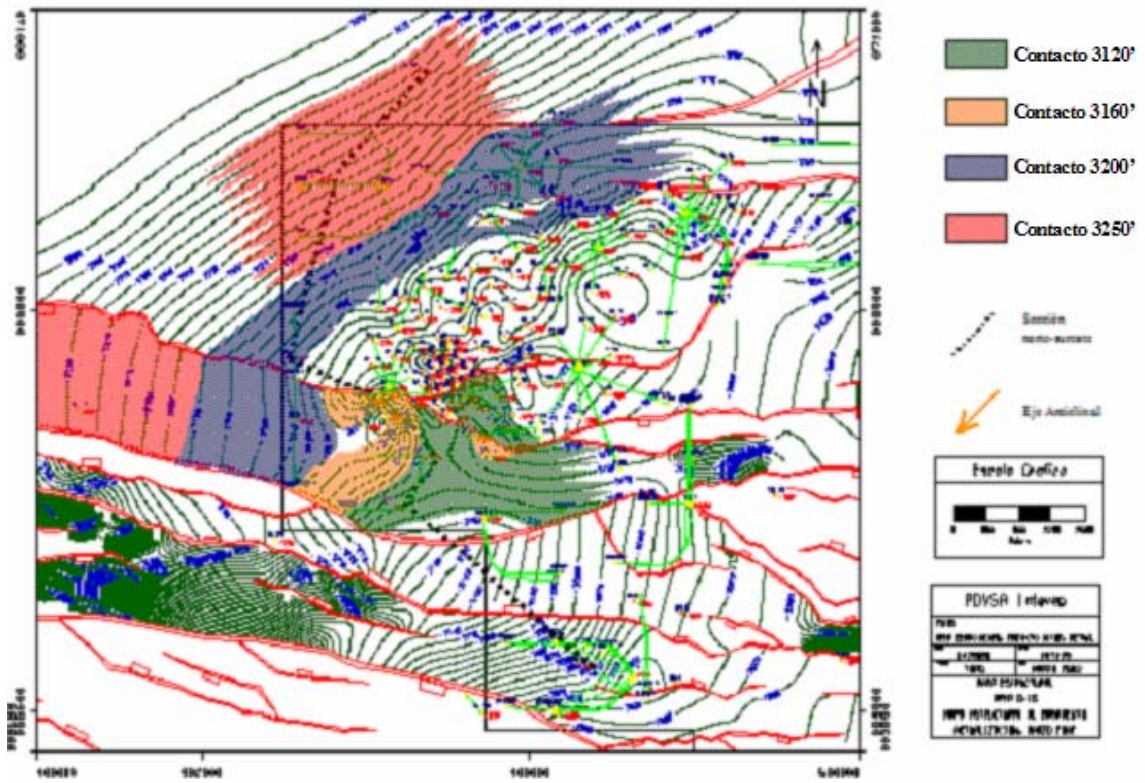
---

**ANEXOS.**

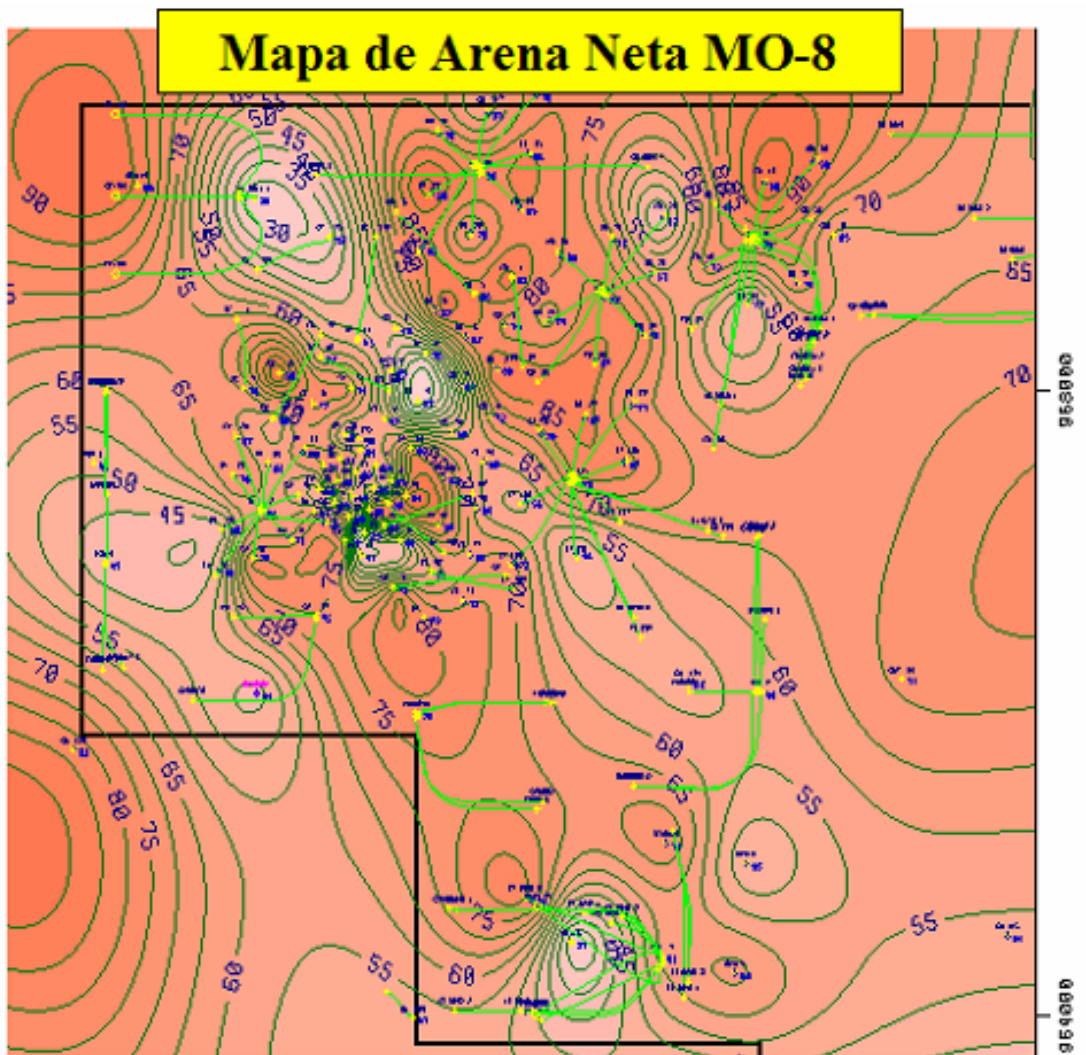
---

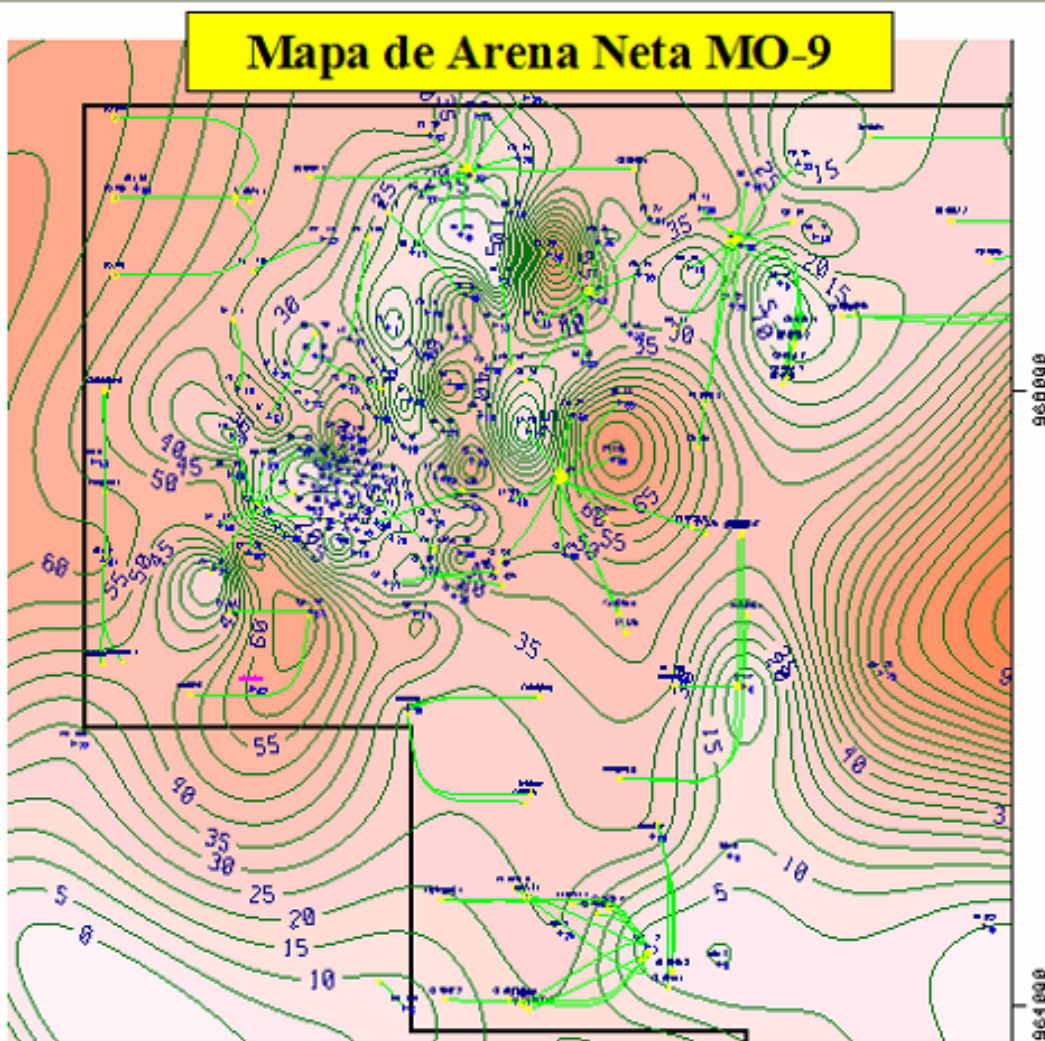
---

**Anexo 1: MAPA DE CONTACTOS AGUA-BITUMEN CREADO POR INTEVEP.**



**Anexo 2: MAPAS DE ARENA NETAL TOTAL DE LAS UNIDADES MO-8 Y M09 CREADO POR INTEVEP.**







**Anexo 3: MAPAS DE SEDIMENTACIÓN DE LAS UNIDADES MO-8 Y M09 CREADO POR INTEVEP.**

