

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

REINTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ARENAS BASALES DE LA FORMACIÓN PAUJÍ Y FM. MISOA DEL CAMPO BARÚA, CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO, EDO. ZULIA.

Tutor Académico: Prof. Celia Bejarano

Tutor Industrial: Ing. Enrique Montes

Presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela para optar al título de Ingeniero Geólogo por el **Br. Cheng Rivero, Francisco José**

Caracas, febrero 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

REINTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ARENAS BASALES DE LA FORMACIÓN PAUJÍ Y FM. MISOA DEL CAMPO BARÚA, CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO, EDO. ZULIA.

Presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela para optar al título de Ingeniero Geólogo por el **Br. Cheng Rivero, Francisco José**

Caracas, febrero 2003

A Dios Padre Todopoderoso, por permitirme gozar de la vida y darme la voluntad para lograr con éxito cada una de mis metas.

A mis Padres y hermana seres excepcionales que con su Amor, Dedicación, Comprensión, Confianza y Sacrificio han podido hacer de mi una persona de bien con ansias de superación. A ustedes con orgullo les dedico este mi primer triunfo.

A mi Abuela y Tía Marta, Tíos y Primos por haber sido incondicionales en todo momento y darme el suficiente amor y comprensión para seguir adelante.

Francisco Cheng Rivero

Cheng. R. Francisco J.

REINTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ARENAS BASALES DE LA FORMACIÓN PAUJÍ Y FORMACIÓN MISOA DEL CAMPO BARÚA. CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO. ESTADO ZULIA

Tutor Académico: Geol. Celia Bejarano. **Tutor Industrial:** Ing. Enrique Montes. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geología. 2003. 218p.

Palabras Claves: Saturación, Porosidad, Permeabilidad, Petrofacies, Garganta.

Resumen. El presente trabajo tiene como objetivo principal la reinterpretación petrofísica del Campo Barúa, el cual está ubicado en el área Sur-Oriental del Lago de Maracaibo, al Este del Campo Ceuta y al Norte del Campo Costanero Bolívar; presentando yacimientos al nivel de la Formación Misoa y las Arenas Basales de la Formación Paují, siendo estos los estudiados en este trabajo.

Para la realización de la reinterpretación petrofísica se utilizó toda la información disponible de los análisis de 4 núcleos y los registros de 53 pozos, obteniendo una relación entre los distintos datos, realizando correcciones, ajustes y normalizaciones de los mismos.

Los resultados obtenidos permitieron el ajuste de los parámetros petrofísicos, la correlación núcleo-perfil y la determinación de los modelos de porosidad, arcillosidad y permeabilidad, la cual fueron utilizados para la evaluación petrofísica de los pozos con el modelo de saturación Indonesia, siendo el que mejor se ajusta con la producción del campo. Posteriormente fueron determinados los valores límites que sirvieron para generar los mapas de isopropiedades de porosidad, saturación, arena neta, arena neta petrolífera y permeabilidad, para así ubicar donde se encuentran las mejores zonas productoras.

Con este estudio se identificaron y caracterizaron cuatro tipos de rocas: megaporosa, macroporosa, mesoporosa y microporosa, siendo el radio de garganta de poro predominante el Winland R35. Estas petrofacies fueron comparadas con las litofacies, observando que las facies más productoras son las S3, S y S11, y además se observó que no existe una buena correlación entre las petrofacies y litofacies.

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, casa matriz forjadora de grandes talentos donde cursé mi carrera, lo que hoy me llena de orgullo.

A PDVSA Exploración y Producción, por brindarme la oportunidad de realizar mi Trabajo Especial de Grado e integrarme en un ambiente de trabajo rodeada de profesionales con excelente calidad humana.

A mis Tutores al Ingeniero Enrique Montes y la Geóloga Celia Bejarano, por su confianza y asesoría durante la realización de este trabajo.

Especialmente al Ing. Luis Hurtado, por su valiosa colaboración, apoyo y asesoría en el desarrollo de mi trabajo.

A todo el equipo que conforma el Estudio Integrado Barúa-Motatan, en especial a Jorge Salazar, Andrés Parra, Ghary Escandon, Felix Díaz, Jesús Guzmán, María Coronado, Angel Molina, José Zambrano, Inés Alvarez, Pedro Sánchez y Dilia Matute, por su contribución para conmigo y este proyecto.

A Irina Nikhalpseva y Julio Aular, personal de Geoquest Schlumbeger, quienes me prestaron todo su apoyo y ayuda en el uso de nuevas tecnologías.

A mis amigos y compañeros que estuvieron conmigo en todo mi trabajo, Richard, Delmiro, Elinnet, Kimberly y Angel, siendo bastante pacientes y comprensivos con mi persona.

A mi grupo de amigos, Aried, William, Jorham, María Alejandra, Claudia, Franklin, Adriana y Germán, quienes me prestan su amistad y apoyo en los malos y buenos momentos.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	pp.
RESUMEN	
AGRADECIMIENTOS	
LISTADO DE FIGURAS.....	xiii
LISTADO DE TABLAS.....	xvii
LISTADO DE GRAFICOS.....	xx
LISTADO DE ANEXOS.....	xxiv
CAPITULO I INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.3 JUSTIFICACION DEL PROBLEMA.....	3
1.4 METODOLOGÍA.....	3
1.5 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	5
1.6 GENERALIDADES.....	6
1.7 TRABAJOS PREVIOS.....	7
CAPITULO II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	9
2.1 MARCO GEOLOGICO REGIONAL.....	10
2.1.1 ORIGEN Y EVOLUCIÓN DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO.....	10
2.1.2 MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL.....	19
2.1.2.1 DESARROLLO ESTRUCTURAL DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO.....	20
2.1.3 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL.....	24

ÍNDICE GENERAL

2.2 GEOLOGÍA LOCAL.....	32
2.2.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL LOCAL.....	32
2.2.2 ESTRATIGRAFÍA LOCAL.....	36
2.2.3 CARACTERIZACIÓN SEDIMENTOLÓGICA.....	40
 CAPITULO III MARCO TEÓRICO.....	 41
3.1 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS.....	42
3.1.1 RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN.....	42
3.1.2 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE LA FORMACIÓN.....	43
3.1.3 TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN.....	43
3.1.4 POROSIDAD.....	44
3.1.5 SATURACIÓN DE FLUIDOS.....	44
3.1.5.1 SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE.....	44
3.1.6 PERMEABILIDAD.....	45
3.1.6.1 TIPOS DE PERMEABILIDAD.....	46
3.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUÍDOS EN EL YACIMIENTO.....	47
3.2.1 PRESIÓN CAPILAR.....	47
3.2.1.1 COMPONENTES DE LA PRESIÓN CAPILAR.....	48
3.2.1.2 USOS DE LOS DATOS DE PRESIÓN CAPILAR.....	49
3.3 ANÁLISIS DE NÚCLEOS.....	49
3.3.1 ANÁLISIS CONVENCIONALES DE NÚCLEOS.....	49
3.3.2 ANÁLISIS ESPECIALES DE NÚCLEOS.....	50
3.4 PERFILES DE POZOS.....	51
3.4.1 PERFILES RESISTIVOS.....	53
3.4.1.1 PERFIL DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP).....	53
3.4.1.2 PERFILES DE INDUCCIÓN (IEL).....	54
3.4.1.3 PERFIL DE INDUCCIÓN DOBLE.....	54
3.4.2 PERFILES ACÚSTICOS.....	55
3.4.2.1 PERFIL SÓNICO COMPENSADO (BHC).....	55
3.4.3 PERFILES RADIOACTIVOS.....	55

ÍNDICE GENERAL

3.4.3.1 REGISTROS DE RAYOS GAMMA (GAMMA RAY).....	55
3.4.3.2 REGISTROS DE DENSIDAD. FORMATION DENSITY COMPENSADO (FDC).....	55
3.4.3.3 PERFIL DE NEUTRÓN (NPHI).....	56
3.4.3.4 CAPTURA ESPECTROSCOPIA ELEMENTAL (ECS).....	57
3.4.4 REGISTROS EN POZOS ENTUBADOS.....	57
3.4.4.1 REGISTRO DE PRODUCCIÓN (PLT).....	57
3.5 EVALUACIÓN DE FORMACIONES DE ROCAS CLÁSTICAS.....	57
3.5.1 FORMACIONES ARCILLOSAS.....	57
3.5.5.1 ARCILLOSIDAD.....	58
3.5.2 MODELOS DE POROSIDAD.....	62
3.5.2.1 ARENAS LIMPIAS.....	62
3.5.3 SATURACIÓN DE AGUA.....	62
3.5.3.1 ECUACIÓN DE ARCHIE.....	62
3.5.3.1.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	63
3.5.3.2 MODELOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA.....	65
3.6 EVALUACIÓN DE FORMACIONES LIMPIAS.....	67
3.7 PROPIEDADES DE ROCA A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEO.....	68
3.7.1 PRESIÓN CAPILAR.....	68
3.7.2 PETROFACIES Y RADIO DE GARGANTAS DE POROS.....	69
3.7.3 UNIDADES DE FLUJO O UNIDADES HIDRÁULICAS.....	72
 CAPITULO IV MARCO METODOLÓGICO.....	73
4.1 IDENTIFICACIÓN, PREPARACIÓN Y CARGA DE LA INFORMACIÓN.....	74
4.2 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	78
4.3 INFORMACIÓN DE PERFILES DE POZO.....	80
4.3.1 EDICIÓN DE REGISTROS.....	80

ÍNDICE GENERAL

4.3.2 NORMALIZACIÓN DE REGISTROS.....	81
4.4 INFORMACIÓN DE NÚCLEOS.....	82
4.5 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES.....	84
4.6 INFORMACIÓN SEDIMENTOLÓGICA.....	84
4.7 MAPAS DE CERTIDUMBRES.....	85
4.7.1 CERTIDUMBRE TOTAL DEL CAMPO BARÚA.....	86
4.8 SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ESTUDIO.....	86
4.9 ESTIMACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN.....	89
4.10 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	91
4.10.1 EXPONENTE DE CEMENTACIÓN (m) Y COEFICIENTE DE TORTUOSIDAD (a).....	91
4.10.2 EXPONENTE DE SATURACIÓN (n).....	92
4.10.3 DENSIDAD DE MATRIZ (ρ_{ma}).....	93
4.10.4 CANTIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO (Q _v).....	95
4.11 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE ROCAS.....	96
4.12 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	104
4.12.1 DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PRESIONES CAPILARES.....	104
4.12.2 DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	104
4.13 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRELACIÓN NÚCLEO-Perfil.....	105
4.13.1 MODELO DE POROSIDAD.....	105
4.13.1.1 GENERACIÓN DE RHOB (REGISTRO DE DENSIDAD) SINTÉTICO.....	105
4.13.2 MODELO DE ARCILLOSIDAD.....	106
4.13.3 MODELO DE PERMEABILIDAD.....	107

ÍNDICE GENERAL

4.13.4 MODELO DE SATURACIÓN.....	108
4.14 DETERMINACIÓN DE CONTACTOS ORIGINALES.....	109
4.15 TECNICA DE EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	109
4.16 DETERMINACIÓN DE VALORES LÍMITES DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	109
4.17 REALIZACIÓN DE LOS MAPAS DE ISOPROPIEDADES.....	111
 CAPITULO V RESULTADOS.....	 112
5.1 EDICIÓN Y VALIDACIÓN DE CURVAS.....	113
5.2 NORMALIZACIÓN DE PERFILES.....	113
5.3 MAPAS DE CERTIDUMBRE.....	116
5.3.1 INFORMACIÓN DE PERFILES DE POZO.....	116
5.3.2 INFORMACIÓN DE NÚCLEOS.....	118
5.3.3 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES.....	120
5.3.4 INFORMACIÓN SEDIMENTOLÓGICA.....	122
5.3.5 CERTIDUMBRE TOTAL.....	124
5.4 POZOS CLAVES PARA EL ESTUDIO.....	126
5.5 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	126
5.5.1 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (RW).....	126
5.5.2 EXPONENTE DE CEMENTACIÓN (M) Y COEFICIENTE DE TORTUOSIDAD (A).....	127
5.5.3 EXPONENTE DE SATURACIÓN (N).....	130
5.5.4 DENSIDAD DE MATRIZ (ρ_{MA}).....	132
5.5.6 CAPACIDAD DE INTECARCAMBIO DE CATIONES POR VOLUMEN POROSO (QV).....	134
5.6 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA.....	135
5.7 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	150
5.7.1 ANÁLISIS DE PRESIONES CAPILARES.....	150
5.7.2 ANÁLISIS DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS.....	154

ÍNDICE GENERAL

5.8 CORRELACION NUCLEO-PERFIL.....	157
5.8.1 MODELO DE POROSIDAD.....	159
5.8.2 MODELO DE ARCILLOSIDAD.....	164
5.8.3 MODELO DE PERMEABILIDAD.....	167
5.8.4 MODELO DE SATURACIÓN.....	172
5.9 DETERMINACIÓN DE CONTACTOS ORIGINALES.....	172
5.10 COMPARACIÓN ENTRE LOS PARÁMETROS ACTUALES Y LOS PARÁMETROS CALCULADOS.....	173
5.11 VALORES LÍMITES O CUT-OFF.....	174
5.11.1 CROSSPLOT RESISTIVIDAD (RT) – VOLUMEN DE ARCILLA (VSH).....	174
5.11.2 CROSSPLOT SATURACIÓN DE AGUA (SW) – VOLUMEN DE ARCILLA (VSH).....	174
5.11.3 CROSSPLOT VOLUMEN DE ARCILLA (VSH) – POROSIDAD (PHIE).....	175
5.12 MAPAS DE ISOPROPIEDADES.....	175
5.12.1MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA SUB-UNIDAD A- 10a PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN PAUJÍ.....	176
5.12.1.1 MAPAS DE ARENA NETA TOTAL (ANT) PARA A-10a.....	176
5.12.1.2 MAPAS DE ARENA NETA PETROLÍFERA (ANP) PARA A- 10a.....	176
5.12.1.3 MAPAS DE POROSIDAD (ϕ) PARA A-10a.....	176
5.12.1.4 MAPAS DE PERMEABILIDAD (K) PARA A-10a.....	176
5.12.2 MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA SUB-UNIDAD B-0a PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN MISOA.....	181
5.12.2.1 MAPAS DE ARENA NETA TOTAL (ANT) PARA B-0a.....	181
5.12.2.2 MAPAS DE ARENA NETA PETROLÍFERA (ANP) PARA B- 0a.....	181
5.12.2.3 MAPAS DE POROSIDAD (ϕ) PARA B-0a.....	181

ÍNDICE GENERAL

5.12.2.4 MAPAS DE PERMEABILIDAD (K) PARA B-0a.....	181
CAPITULO 6. MARCO SEDIMENTOLÓGICO.....	186
6.1 CARACTERÍSTICAS SEDIMENTOLÓGICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	187
6.2 DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y PETROGRÁFICA.....	190
6.2.1 FACIES ARENOSAS.....	190
6.2.1.1 FACIES S.....	190
6.2.1.2 FACIES S11.....	190
6.2.1.3 FACIES S2.....	191
6.2.1.4 FACIES S3.....	193
6.2.2 FACIES LAMINADAS.....	194
6.2.2.1 FACIES S1.....	194
6.2.2.2 FACIES S31.....	195
6.2.2.3 FACIES S21.....	195
6.2.3 FACIES ARENOSAS BIOTURBADAS.....	196
6.2.3.1 FACIES S11B.....	196
6.2.3.2 FACIES S2B.....	197
6.3 DISTRIBUCIÓN DE LAS LITOFACIES.....	198
6.4 COMPARACIÓN LITOFACIES VS PETROFACIES.....	202
 CONCLUSIONES.....	208
RECOMENDACIONES.....	211
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	213
ANEXOS.....	218

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1.1 Ubicación del área de estudio. Campo Barúa.....	5
FIGURA 1.2 Subdivisión del Campo Barúa.....	7
FIGURA 2.1 Mapa de distribución de terrenos Jurásicos en Venezuela.....	11
FIGURA 2.2 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cretácico Temprano al Oeste Venezolano.....	12
FIGURA 2.3 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Campaniense (Cretácico Tardío) al Oeste Venezolano.....	14
FIGURA 2.4 Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Maastrichtiense (Cretácico Tardío) al Oeste Venezolano.....	15
FIGURA 2.5 Migración del frente de deformación del Caribe hacia el este-suroeste en el Occidente de Venezuela.....	16
FIGURA 2.6. Mapa de ubicación del sistema regional de fallas en la Cuenca del Lago de Maracaibo.....	19
FIGURA 2.7 Correlación entre unidades y secuencias estratigráficas en la Cuenca del Lago de Maracaibo.....	24
FIGURA 2.8-A y 2.8-B A) Mapa estructural de las Arenas Basales de la formación Paují. B) Mapa estructural de la formación Misoa.....	34
FIGURA 2.9. Interpretación de horizontes sísmicos en los topes de las Arenas de Paují y Misoa.....	35
FIGURA 2.10 Modelo estructural 3D del Campo Barúa.....	36
FIGURA 2.11 Registro tipo y columna estratigráfica de los yacimientos del Campo Barúa.....	37
FIGURA 2.12 Sección estratigráfica del Campo Barúa en sentido S-N.....	39
FIGURA 2.13 Morfología de la paleocosta donde se desarrollan los sistemas de barras litorales.....	40

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 3.1 Permeabilidad de los fluidos.....	45
FIGURA 3.2 Gráfico que muestra las curvas de permeabilidad relativa con sus respectivos valores.....	47
FIGURA 3.3 A) Elevación capilar de un fluido mojante; B) Depresión capilar de un fluido no mojante.....	48
FIGURA 3.4 Encabezado del registro de Pozo MGB-39.....	53
FIGURA 3.5 Densidad de Formación.....	56
FIGURA 3.6 Relación entre Ish y Vsh.....	61
FIGURA 3.7 Factor de Resistividad de Formación vs. Porosidad.....	64
FIGURA 3.8 Curva de Presión Capilar.....	69
FIGURA 3.9 Mercurio en un medio poroso y permeable.....	70
FIGURA 4.1 Presentación estándar del template o plantilla para la validación y edición de los registros digitalizados.....	79
FIGURA 4.2 Distribución vertical de los pozos con núcleos para el estudio.....	82
FIGURA 4.3 Ubicación de las áreas seleccionadas para el estudio ubicadas en él mapa estructural del Campo Barúa a nivel de la Fm. Misoa.....	88
FIGURA 4.4 Comparación del RHOB Sintético y el RHOB del pozo MGB-39.....	106
FIGURA 4.5 Entrenamiento de la Red Neuronal para la estimación del Modelo de Permeabilidad utilizando el Pozo MGB-26.....	108
FIGURA 5.1 A) Histograma de la Curva de GR del pozo MGB-35 sin Normalizar. B) Histograma de la Curva de GR del pozo MGB-35 ya normalizada.....	114
FIGURA 5.2 Template del pozo MGB-37 que muestra la diferencia de la curva de Rayos Gamma Normalizada y de la curva de Rayos Gamma sin normalizar.....	115
FIGURA 5.3 Mapa de certidumbre de perfiles del Campo Barúa.....	117
FIGURA 5.4 Mapa de certidumbre de núcleos del Campo Barúa.....	119

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 5.5 Mapa de certidumbre de la información de producción del Campo Barúa.....	121
FIGURA 5.6 Mapa de certidumbre de la información sedimentológica del Campo Barúa.....	123
FIGURA 5.7 Mapa de certidumbre total del Campo Barúa.....	125
FIGURA 5.8 Registro que presenta el escalamiento de las curvas de rayos gamma de superficie y de registro en el pozo MGB-26.....	158
FIGURA 5.9 Template utilizado para el cálculo del Modelo de Porosidad en el pozo MGB-26.....	160
FIGURA 5.10 Template utilizado para el cálculo del Modelo de Porosidad para el pozo MGB-18.....	161
FIGURA 5.11 Template utilizado para el cálculo del Modelo de Porosidad para el pozo MGB-05.....	162
FIGURA 5.12 Registro que presenta la pequeña diferencia entre el Vsh Espectral y el Vsh de Rayos Gamma en el pozo MGB-44.....	165
FIGURA 5.13 Gráfico que muestra la pequeña discrepancia del entrenamiento de la red para el Núcleo MGB-26.....	168
FIGURA 5.14 Template utilizado para la estimación de la Permeabilidad para el pozo MGB-05.....	169
FIGURA 5.15 Template utilizado para la estimación de la Permeabilidad para el pozo MGB-18.....	170
FIGURA 5.16 Template utilizado para la estimación de la Permeabilidad para el pozo MGB-26.....	171
FIGURA 5.17 Mapa de Arena Total (ANT) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.....	177
FIGURA 5.18 Mapa de Arena Neta Petrolífera Total (ANP) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.....	178
FIGURA 5.19 Mapa de Porosidad (ϕ) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.....	179

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 5.20 Mapa de Permeabilidad (K) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.....	180
FIGURA 5.21 Mapa de Arena Total (ANT) para la sub-unidad B-0a del Campo Barúa.....	182
FIGURA 5.22 Mapa de Arena Neta Petrolífera Total (ANP) para la sub-unidad B-0a del Campo Barúa.....	183
FIGURA 5.23 Mapa de porosidad (ϕ) para la sub-unidad B-0a del Campo Barúa.....	184
FIGURA 5.24 Mapa de permeabilidad (K) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.....	185
FIGURA 6.1 Características macroscópicas y fotografía de la facies S en el Núcleo MGB-26.....	190
FIGURA 6.2 Características macroscópicas y fotografía de la facies S11 en el Núcleo MGB-26.....	191
FIGURA 6.3 Características macroscópicas y fotografía de la facies S2 en el Núcleo MOT-37.....	192
FIGURA 6.4 Características macroscópicas y fotografía de la facies S3 en el Núcleo MGB-26.....	193
FIGURA 6.5 Características macroscópicas y fotografía de la Facies S1 en el Núcleo MOT-37.....	194
FIGURA 6.6 Características Macroscópicas y Fotografía de la facies S31 en el Núcleo MGB-05.....	195
FIGURA 6.7 Características macroscópicas y fotografía de la facies S21 en el Núcleo MGB-05.....	195
FIGURA 6.8 Características macroscópicas y fotografía de la facies S11B en el Núcleo MGB-26.....	196
FIGURA 6.9 Características macroscópicas y fotografía de la facies 2B en el Núcleo MGB-18.....	197

LISTADO DE TABLAS

TABLA 3.1 Modelo de Análisis Convencionales de núcleos.....	50
TABLA 3.2 Modelo de Análisis Especiales de núcleos.....	51
TABLA 3.3 Densidades conocidas para diferentes formaciones.....	56
TABLA 3.4 Diferentes litologías con su respectivo valor de exponente de cementación.....	63
TABLA 3.5 Clasificación de acuerdo al tamaño de apertura de poro.....	71
TABLA 4.1 Información general del encabezado de los registros corridos en los pozos del Campo Barua.....	76
TABLA 4.2 Inventario de los registros corridos en los Pozos del Campo Barua.....	77
TABLA 4.4 Formato Homologado por PDVSA para la Base de Datos de la Información de Núcleos en el Campo Barúa.....	83
TABLA 4.3 Clasificación de la información con sus respectivos renglones y valores específicos para la elaboración de mapas de certidumbres.....	85
TABLA 4.5 Información que permite la determinación de los pozos claves para el estudio petrofísico en el Campo Barua.....	87
TABLA 5.1 Resultado de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre de la Información de Perfiles.....	116
TABLA 5.2 Resultado de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre de la Información de Núcleos.....	118
TABLA 5.3 Resultado de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre de la Información de Producción.....	120
TABLA 5.4 Resultado de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre de la Información de sedimentológica.....	122
TABLA 5.5 Resultado de la suma de los valores asignados para el	

LISTADO DE TABLAS

Análisis de Certidumbre Total de Información del Campo Barúa.....	124
TABLA 5.6 Tabla que presenta los pozos claves para cada área del Campo Barua.....	126
TABLA 5.7 Resistividad de las aguas de formación del Campo Barúa @ T=75 F.....	126
TABLA 5.8 Resultados de los diferentes valores de Exponente de Cementación (m) y corregidos por arcilla (m*).....	127
TABLA 5.9 Valores utilizados para el calculo de m y m* del núcleo MGB-05.....	128
TABLA 5.10 Resultados de los diferentes valores de Exponente de Saturación(n) y corregidos por arcilla (n*).....	130
TABLA 5.11 Presiones Capilares a diferentes Saturaciones de Mercurio del núcleo MGB-05.....	137
TABLA 5.12 Presiones Capilares a diferentes Saturaciones de Mercurio del núcleo MGB-26.....	137
TABLA 5.13 Radios de Garganta de Poro a diferentes Saturaciones de Mercurio para el Núcleo MGB-05.....	138
TABLA 5.14 Radios de Garganta de Poro a diferentes Saturaciones de Mercurio para el Núcleo MGB-26.....	139
TABLA 5.15 Radios de Garganta de Poro a diferentes Saturaciones de Mercurio determinadas a partir de las ecuaciones empíricas Winland y Pitmann para el Núcleo MGB-26.....	139
TABLA 5.16 Radios de Garganta de Poro a diferentes Saturaciones de Mercurio determinadas a partir de las ecuaciones empíricas Winland y Pitmann para el Núcleo MGB-05.....	140
TABLA 5.17 Características principales del Núcleo MGB-05.....	149
TABLA 5.18 Características principales del Núcleo MGB-26.....	173
TABLA 5.19 Parámetros Actuales del Campo Barua.....	173
TABLA 5.20 Parámetros determinados por el Estudio de Petresim para el Campo Barua.....	173

LISTADO DE TABLAS

TABLA 5.21 Parámetros determinados en la reinterpretación y utilizados en este estudio para el Campo Barua.....	174
TABLA 5.22 Resultados de los valores Límites del Volumen de Arcilla.....	174
TABLA 5.23 Resultados de los valores Límites de la Saturación de agua.....	174
TABLA 5.24 Resultados de los valores Límites de la Porosidad.....	175

LISTADO DE GRÁFICOS

GRAFICO 4.1 Gráfico utilizado para el cálculo del Exponente de Cementación “m”.....	92
GRAFICO 4.2 Gráfico utilizado para el cálculo del Exponente de Saturación “n”.....	93
GRAFICO 4.3 Gráfico de un histograma para el cálculo de la Densidad de Matriz.....	94
GRAFICO 4.4 Gráfico utilizado para el cálculo de la ecuación de la Capacidad de Intercambio Catiónico por Volumen Poroso (Qv).....	95
GRAFICO 4.5 Gráficos de relación K/PHI para los núcleos MGB-05X, MGB-18, MGB-26 y MOT-37.....	97
GRAFICO 4.6 Distribución de las muestras que poseen análisis de presiones capilares en gráficos de relación K/PHI para los núcleos MGB-26 y MGB-05.....	98
GRAFICO 4.7 Gráficos que muestran la distribución de las muestras de Presiones Capilares contra la saturación de mercurio.....	99
GRAFICO 4.8 Gráfico utilizado para el cálculo de la Saturación Incremental de Mercurio.....	100
GRAFICO 4.9 Gráfico utilizado para el cálculo de Ápices para el Núcleo MGB-26.....	101
GRAFICO 4.10 Gráficos de One to One para en Núcleo MGB-26.....	102
GRAFICO 5.1 Gráfico de Exponente de Cementación m^* para la Formación Paují.....	128
GRAFICO 5.2 Gráfico de Exponente de Cementación m^* para la Formación Misoa en la arena B-0.....	129
GRAFICO 5.3 Gráfico de Exponente de Cementación m^* para la Formación Misoa en la arena B-1.....	129
GRAFICO 5.4 Gráfico para el cálculo del Exponente Saturación	

LISTADO DE GRAFICOS

n* para la Fm. Paují y Fm. Misoa a partir del núcleo MGB-26.....	130
GRAFICO 5.5 Gráfico para el cálculo del Exponente Saturación	
n* para la Fm. Misoa a partir del núcleo MGB-26.....	131
GRAFICO 5.6 Gráfico para el cálculo del Exponente Saturación	
n* para la Fm. Paují a partir del núcleo MGB-26.....	131
GRAFICO 5.7 Tabla de valores e Histograma de Densidad de Grano	
para el núcleo MGB-05.....	132
GRAFICO 5.8 Tabla de valores e Histograma de Densidad de Grano	
para el núcleo MGB-26.....	133
GRAFICO 5.9 Tabla de valores e Histograma de Densidad de Grano	
para el núcleo MOT-37.....	133
GRAFICO 5.10 Gráfico de Qv vs Porosidad para el Núcleo MGB-18 y	
MOT-37.....	134
GRAFICO 5.11 Perfil de Garganta Poral del Núcleo MGB-05.....	135
GRAFICO 5.12 Perfil de Garganta Poral del Núcleo MGB-26.....	136
GRAFICO 5.13 Gráfico de One to One para los núcleos MGB-05 y	
MGB-26 en la Formación Paují.....	141
GRAFICO 5.14 Gráfico de One to One para los núcleos MGB-05 y	
MGB-26 en la Formación Misoa.....	141
GRAFICO 5.15 Gráfico de One to One para los núcleos MGB-05 y	
MGB-26 para las Formaciones Paují y Misoa.....	142
GRAFICO 5.16 Gráfico de Ápices para la Formación Paují del Núcleo	
MGB-05.....	143
GRAFICO 5.17 Gráfico de Ápices para la Formación Misoa del	
Núcleo MGB-05.....	143
GRAFICO 5.18 Gráfico de Ápices para la Formación Paují del Núcleo	
MGB-26.....	144
GRAFICO 5.19 Gráfico de Ápices para la Formación Misoa del	
Núcleo MGB-26.....	144
GRAFICO 5.20 Gráfico de Saturación Incremental para la Formación	

LISTADO DE GRAFICOS

Paují del Núcleo MGB-05.....	145
GRAFICO 5.21 Gráfico de Saturación Incremental para la Formación	
Misoa del Núcleo MGB-05.....	146
GRAFICO 5.22 Gráfico de Saturación Incremental para la Formación	
Paují del Núcleo MGB-26.....	146
GRAFICO 5.23 Gráfico de Saturación Incremental para la Formación	
Misoa del Núcleo MGB-26.....	147
GRAFICO 5.24 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland	
constantes del pozo MGB-05.....	148
GRAFICO 5.25 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland	
constantes del pozo MGB-26.....	148
GRAFICO 5.26 Distribución de las Petrofacies en el Núcleo MGB-05..	149
GRAFICO 5.27 Distribución de las Petrofacies en el Núcleo MGB-26..	150
GRAFICO 5.28 Presiones Capilares promedio para el núcleo	
MGB-05.....	151
GRAFICO 5.29 Presiones Capilares promedio para el núcleo	
MGB-26.....	151
GRAFICO 5.30 Presiones Capilares promedio para las facies S11,	
S3 y S de la roca tipo Mega para el Núcleo MGB-26.....	152
GRAFICO 5.31 Presiones Capilares promedio para las facies S11,	
S3 y S de la roca tipo Macro para el Núcleo MGB-26.....	152
GRAFICO 5.32 Presiones Capilares promedio para las facies S3 y S	
de la roca tipo Mega para el Núcleo MGB-05.....	153
GRAFICO 5.33 Presiones Capilares promedio para las facies S3 y S	
de la roca tipo Macro para el Núcleo MGB-05.....	153
GRAFICO 5.35 Curva de Permeabilidad Relativa promedio agua-	
petróleo para el tipo de roca Mega en el Núcleo MGB-26.....	154
GRAFICO 5.36 Curva de Permeabilidad Relativa promedio agua-	
petróleo para el tipo de roca Macro en el Núcleo MGB-26.....	155

LISTADO DE GRAFICOS

GRAFICO 5.37 Permeabilidad relativa promedio agua-petróleo para las facies S11 y S3 en la roca Mega en el Núcleo MGB-26.....	156
GRAFICO 5.38 Permeabilidad relativa promedio agua-petróleo para las facies S11, S y S3 en la roca Macro en el Núcleo MGB-26.....	156
GRAFICO 5.39 Cross-plot de Porosidad Total de Registro de Densidad vs. Porosidad de Núcleo para el pozo MGB-26.....	163
GRAFICO 5.40 Cross-plot de Vsh Espectral vs. Vsh GR para el pozo MGB-44.....	166
GRAFICO 5.41 Gráfico de Permeabilidad vs. Porosidad por tipo de roca.....	167
GRAFICO 6.1 Histogramas de % de facies del Núcleo MGB-05X.....	198
GRAFICO 6.2 Histogramas de % de facies del Núcleo MGB-18.....	199
GRAFICO 6.3 Histogramas de % de facies del Núcleo MGB-26.....	200
GRAFICO 6.4 Histogramas de % de facies del Núcleo MOT-37.....	201
GRAFICOS 6.5 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes y litofacies del Núcleo MGB-05X.....	204
GRAFICOS 6.6 Distribución de las Petrofacies/Litofacies del Núcleo MGB-05X.....	204
GRAFICOS 6.7 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes y litofacies del Núcleo MGB-26.....	205
GRAFICOS 6.8 Distribución de las Petrofacies/Litofacies del Núcleo MGB-26.....	205
GRAFICOS 6.9 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes y litofacies del Núcleo MGB-18.....	206
GRAFICOS 6.10 Distribución de las Petrofacies/Litofacies del Núcleo MGB-18.....	206
GRAFICOS 6.11 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes y litofacies del Núcleo MOT-37.....	207
GRAFICOS 6.12 Distribución de las Petrofacies/Litofacies del Núcleo MOT-37.....	207

LISTADO DE ANEXOS

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO A. Frecuencias Acumulativas de las curvas de Rayos Gamma para las áreas del Campo Barúa.

ANEXO B. Comparación de las Evaluaciones Petrofisicas con gráficos e información de Producción.

ANEXO C. Gráficos para la determinación de los valores límites de las áreas del Campo Barúa.

ANEXO D. Sumario Petrofísico de las Unidades y Sub-unidades de los pozos del Campo del Barúa.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El Campo Barúa se encuentra localizado en la cuenca del Lago de Maracaibo, en la región Suroriental del Estado Zulia al Oeste de Venezuela. El campo presenta las formaciones Misoa y Paují, las cuales se dividen en las Arenas Basales de la Formación Paují (A-9 y A-10) y las Arenas de la Formación Misoa (B-0, B-1, B-2, B-3 y B-4).

Los perfiles de pozo obtenidos en el campo han servido para la determinación de las propiedades petrofísicas de la roca, capacidad de producción y parámetros importantes en la localización de hidrocarburos, sin embargo, estos parámetros necesitan ser actualizados y validados cada vez que se adquiere nueva información para obtener así unos datos más confiables.

Una nueva caracterización del agua de formación (salinidad, R_w) del Campo Barúa, realizada por Montoya y Parra (2002), hace surgir la necesidad de una reinterpretación petrofísica de los pozos del campo, lo que llevaría a una mejor caracterización del yacimiento.

1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN.

1.2.1 OBJETIVO GENERAL.

El objetivo general de este trabajo es la reinterpretación petrofísica para las Formaciones Misoa y Paují del Campo Barúa.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Realizar control de calidad tanto a los perfiles de pozos originales como a la información digital proveniente de los procesos de certificación, para de esta forma garantizar la calidad de los datos.

INTRODUCCIÓN

- Recalcular los parámetros petrofísicos: exponente de cementación (m), densidad de la matriz (ρ_{ma}), capacidad de intercambio catiónico (Q_v) y exponente de saturación (n).
- Caracterizar el tipo de roca basándose en información de presión capilar, porosidad, permeabilidad, secciones finas, microscopía electrónica (SEM), difracción de rayos x (XRD), para definir petrofacies, las cuales tienen propiedades de flujo y almacenamiento similares.
- Generar correlaciones núcleo-perfil que ayuden en la extrapolación del modelo del área y jerarquizar la columna correspondiente al yacimiento basándose en unidades de flujo con el objeto de optimizar los intervalos de cañoneo o procesos de recuperación secundaria.
- Establecer Modelo de Porosidad, Permeabilidad, Arcillosidad y de Evaluación petrofísica.
- Realizar Mapas de Isopropiedades.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

La reinterpretación petrofísica es de gran importancia para el análisis del Campo Barúa; y sirve para definir la calidad de roca de los yacimientos, la evaluación de las arenas de interés y la conceptualización de la estructura del área en consideración; permitiendo calcular con mejor precisión las reservas de petróleo y así obtener una predicción confiable del comportamiento del yacimiento, siendo necesario para evaluar a futuro la factibilidad económica de cualquier proyecto que se pretenda realizar en el área de estudio.

1.4 METODOLOGÍA.

En el área de estudio, los pozos serán evaluados petrofísicamente a partir de la interpretación de perfiles convencionales, información de núcleos y la información disponible de perfiles de imágenes de los pozos. A continuación se presenta la metodología detalladamente:

Recopilación de información:

- ✓ Revisión de la información bibliográfica existente.
- ✓ Inventario de perfiles de pozo.
- ✓ Inventario de pozos con perfiles de Potencial Espontáneo, Gamma Ray, Caliper, Bit Size, Resistividad, Sónico, Densidad, Neutrón, registros de imágenes y otros.

Validación de registros de pozos:

- ✓ Validación de perfiles digitalizados con copias en papel.
- ✓ Calibración y edición de perfiles de pozo si es necesario.
- ✓ Empalme de perfiles con más de una corrida.
- ✓ Verificar la existencias de valores anómalos y la profundidad entre las diferentes curvas, en el caso de pozos con una o varias corridas.

Evaluación Petrofísica:

- ✓ Se carga toda la información disponible de los perfiles de pozos, desde la base de datos: el valor de la profundidad total, temperatura de fondo, resistividades del lodo, filtrado de lodo, tamaño del hoyo, coordenadas del pozo y elevación de la mesa rotaria, siendo así actualizados para cada pozo a evaluar.
- ✓ Selección de los pozos claves.
- ✓ Con la información de núcleos disponible se generaran correlaciones matemáticas y gráficos para el área de estudio, obteniendo así los siguientes parámetros petrofísicos: exponente de cementación (m), densidad de la matriz (ρ_{ma}), capacidad de intercambio Catiónico (Q_v), exponente de saturación (n) y permeabilidad (K).
- ✓ Correlación Núcleo/Perfil y establecer Modelo de Porosidad y Permeabilidad.
- ✓ Establecer Modelo de Arcillosidad.
- ✓ Establecer Modelo de Evaluación Petrofísica.

- ✓ Generar Correlación y Extender al Resto de los Pozos.
- ✓ Análisis de Presiones Capilares.
- ✓ Determinar Contactos Originales.
- ✓ Determinar Valores Límite de Parámetros Petrofísicos.
- ✓ Realización de Mapas de Isopropiedades.

1.5 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

El estudio se desarrolló en el Campo Barúa (Unidad de Explotación Barúa-Motatan, PDVSA, EPM). El campo está ubicado al Sur del Municipio Baralt del estado Zulia y al Norte del Municipio Betijoque del estado Trujillo, entre las coordenadas E: 284000 @ 296000 y N: 1056000 @ 1080000 (Coordenadas UTM). Se encuentra al Oeste del Lago de Maracaibo, al Sur del Campo Costanero de Bolívar y a 80Km. al Sur del Campo Mene Grande. (Ver FIGURA 1.1).

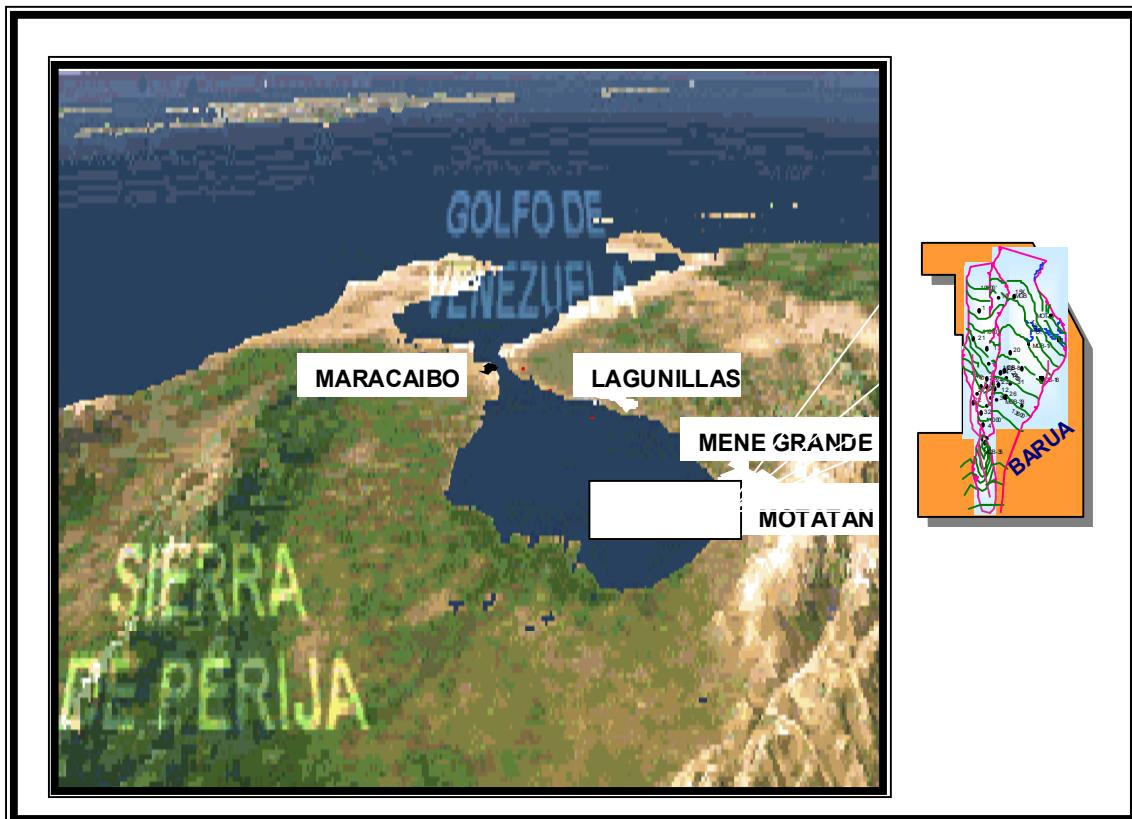


FIGURA 1.1 Ubicación del Área de Estudio. Campo Barúa.

INTRODUCCIÓN

Ocupa un área de 190 Km², de los cuales la zona productiva comprende 100 Km² aproximadamente. Incluye un total de 53 pozos (MGB-1 al MGB-46,MOT-37 y 6 pozos desviados y de reemplazo).

1.6 GENERALIDADES.

La explotación del Campo Barúa comenzó en 1957, cuando la compañía Shell¹ perforó el pozo MGB-1X, el cual probó con éxito las arenas de la formación Misoa (Eoceno).

El Campo Barúa ha sido subdividido a su vez, basado en criterios estructurales, estratigráficos y de producción en tres áreas:

- Barúa Sur: es un anticlinal fallado con producción de las arenas de la formaciones Paují y Misoa.
- Barúa Norte: localizado también sobre un anticlinal pero con producción solamente de las arenas de la Formación Misoa, ya que las Arenas Basales de la Formación Paují están ausentes.
- Barúa Central: localizada entre el límite este del anticlinal y una falla inversa hacia el Este. La producción en esta área es de la Formación Misoa y de las Arenas Basales de Paují, en caso de estar presentes.

Basado en la producción y en la calidad de las arenas (espesor y porosidad), el potencial de hidrocarburos por estratigrafía ha sido separada en cuatro áreas las cuales son: muy buena, buena, pobre y muy pobre (**Ver FIGURA 1.2**).

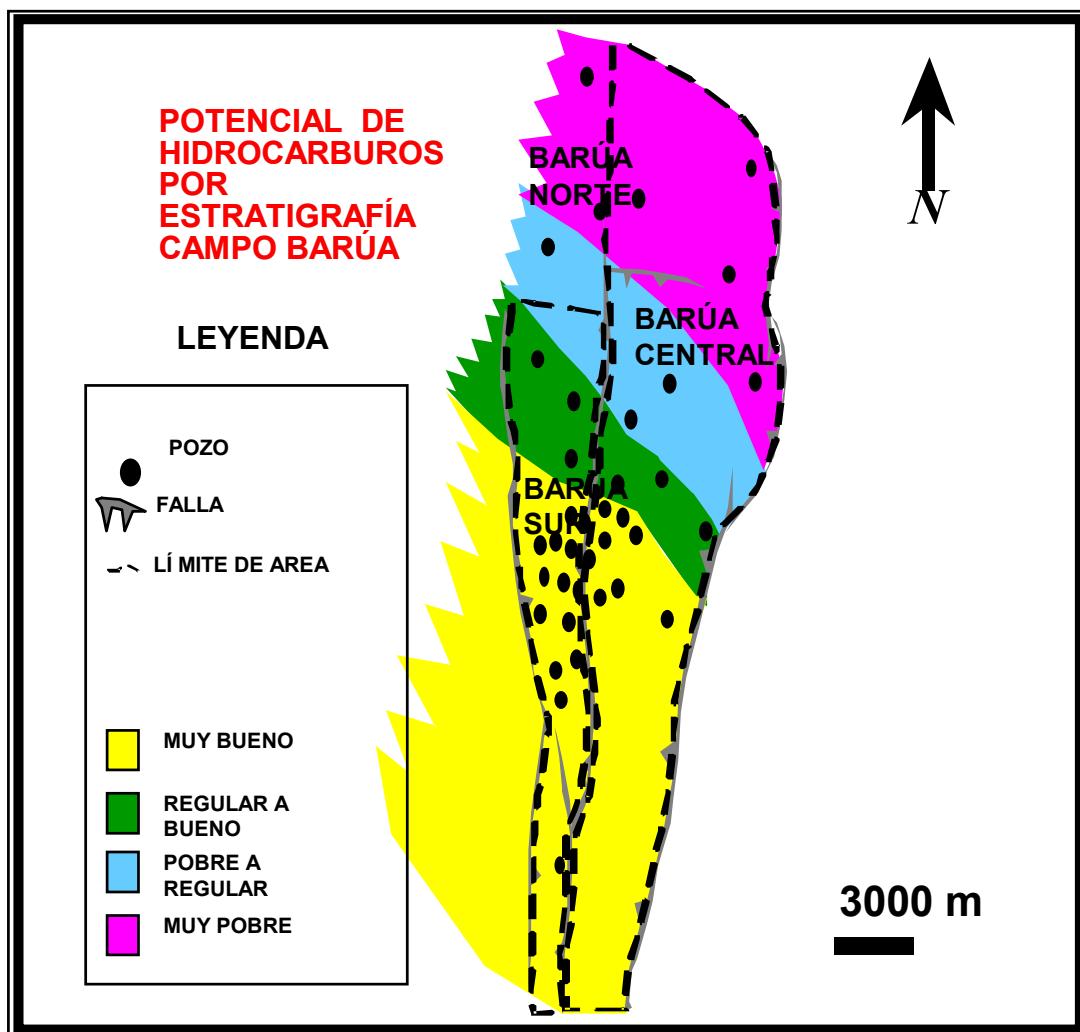


FIGURA 1.2 Subdivisión del Campo Barúa. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

1.7 TRABAJOS PREVIOS

- **SOTO (1982 a,b).** Realiza el estudio geológico de los núcleos MGB-18 y MGB-37, concluyendo: la sección estratigráfica MGB-18X es un depósito de llanura deltaica baja y próximo costanera que progresivamente va cediendo a la tendencia transgresiva de la cuenca hasta alcanzar el prodelta en depositación.

¹ Shell. Compañía Contratista, presta servicios a PDVSA.

INTRODUCCIÓN

- **PETRESIM (1997).** Realiza un estudio completo, e integrado del Campo Barúa, abarcando el modelo Estático y Dinámico.
- **MONTES, (1998).** Identifica nuevos parámetros petrofísicos, comparándose con las evaluaciones ya existentes para el momento, dando como resultado una mejor visión para la explotación del Campo Barúa-Motatan.
- **UNIDAD ESTUDIOS INTEGRADOS BARUA-MOTATAN (2000).** Se realizó la incorporación de las reservas probadas para la revisión en los yacimientos para Paují y Misoa del Campo Barúa.
- **MONTOYA y PARRA (2002).** Caracterizaron las aguas de formación mediante análisis físico-químicos y determinar la mineralogía de las arcillas presentes en las areniscas del Campo Barúa.

CAPITULO II
MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.

2.1 ORIGEN Y EVOLUCIÓN DE LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO.

El origen y la evolución de la Placa del Caribe ejercen un control directo sobre el desarrollo tectónico de la cuenca de Maracaibo.

Lugo y Mann (1995) reconocen, en la evolución geológica de la cuenca de Maracaibo durante el Jurásico –Eoceno, tres fases:

- I) “Rift” jurásico, relacionado con la separación de Norte y Suramérica.
- II) Subsidiencia tipo margen pasivo durante el Cretácico.
- III) Subsidiencia de la cuenca tipo “foreland”, producto de la colisión oblicua de la placa del Caribe y el margen Nor-Oeste de Suramérica.

A continuación se presenta detalladamente la evolución de la Cuenca del Lago de Maracaibo para cada período desde su origen:

a) Triásico- Jurásico.

La presencia del Triásico en Venezuela carece de evidencias concretas. En Venezuela, la rotura o “rifting” de Pangea (super-continente que reunía las masas continentales de América, Europa y África actuales) produjo varias estructuraciones importantes que posteriormente influyeron en la evolución de las cuencas sedimentarias venezolanas. Dentro de la Venezuela Continental, la apertura del Proto-Caribe indujo el desarrollo de valles de extensión o grábenes (**Ver FIGURA 2.1**) con una tendencia noreste, que incluye los grábenes de los Andes y Perijá, y el ubicado en el Lago de Maracaibo, éstos últimos (grábenes de los Andes y Perijá) estuvieron dominados por un régimen extensional de gran inestabilidad tectónica, que condujo a la formación de sistemas de pilares y depresiones tectónicas de orientación aproximada norte-sur (asociada al periodo de “rifting”). La subsidencia fue más intensa en los surcos de Uribante, Machiques, San Lázaro, Angaraveca y un poco menor a los anteriores en el de Barquisimeto.

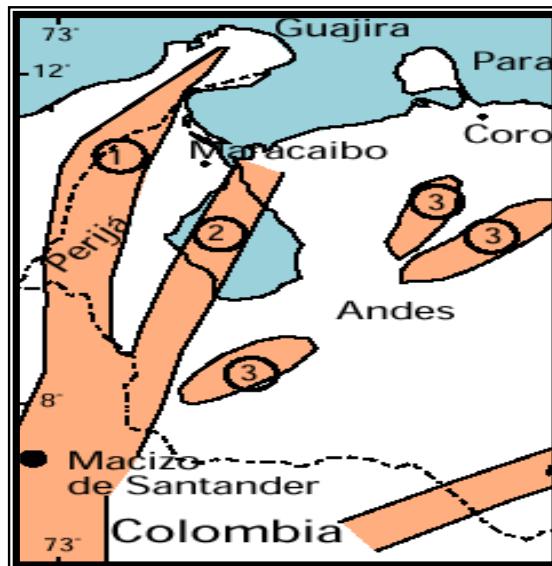


FIGURA 2.1. Mapa de distribución de terrenos Jurásicos en Venezuela, mostrando que se encuentran: Aflorando en la Sierra Perijá (1), como Basamento en el subsuelo de la Cuenca de Maracaibo (2) y en los Andes (3). Tomado Schlumberger 1997.

Todos estos grábenes fueron rellenados durante el Jurásico por sedimentos continentales tipo "capas rojas", volcánicas de diversa índole y eventualmente clásticos y calizas de invasiones marinas, existiendo evidencia de ello en la Formación La Quinta.

La sedimentación de la Formación La Quinta se concentró al noreste y sureste del Alto de Mérida y en la Sierra de Perijá con eventos volcánicos situados en esta última, constituyendo además gran parte del substratum de la Cuenca de Maracaibo.

b) Cretácico.

b.1) Cretácico Temprano.

Durante el Cretácico Temprano (146-95 Ma) en el occidente venezolano la sedimentación fue controlada en su inicio por el sistema de fallas de los grábenes jurásicos, como se puede evidenciar en el Barremiense con la sedimentación de clastos básales transgresivos de considerable espesor de la Formación Río Negro, los cuales se depositaron en los surcos de Machiques, Angaraveca, Uribante, San Lázaro y en el área del lago de Maracaibo, variando en su espesor desde más de dos kilómetros en el Surco de Machiques, hasta unos pocos metros en algunas localidades del Flanco Norandino. (**Ver FIGURA 2.2).**

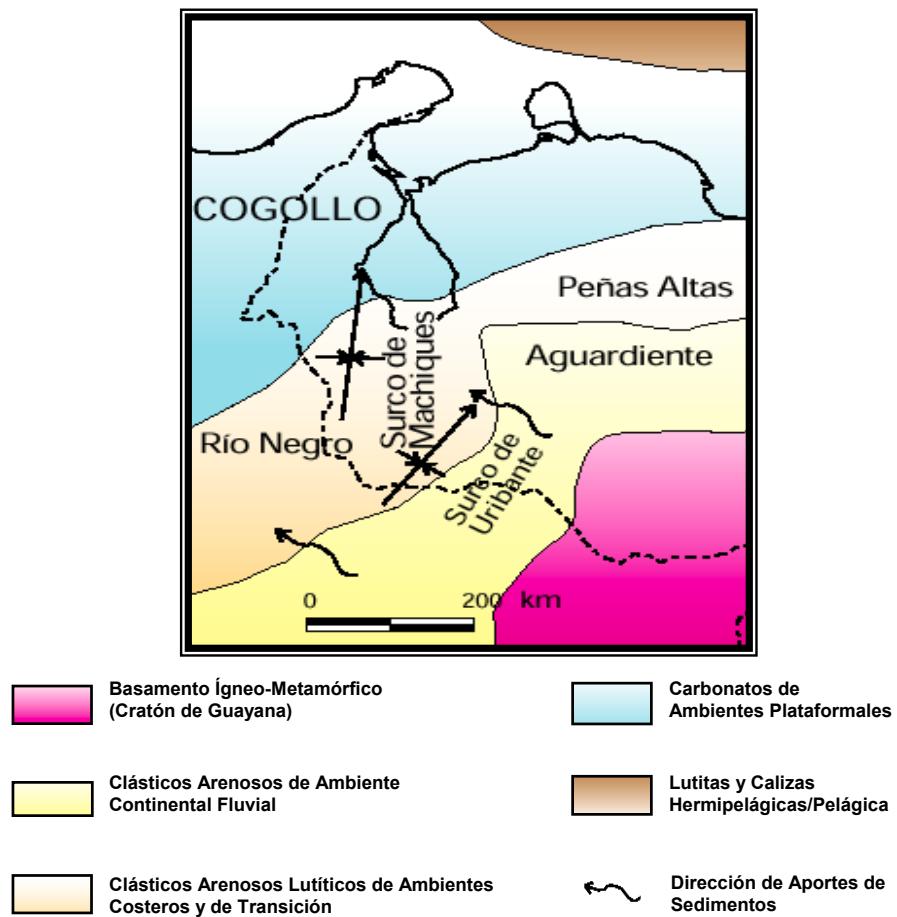


FIGURA 2.2. Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cretácico Temprano al Oeste Venezolano. Tomado Schlumberger 1997.

Posteriormente la transgresión cubre totalmente la plataforma del Lago de Maracaibo y parte del Escudo de Guayana. Esta misma se debe mayormente a la eustacia y subsidencia asociada a la carga sedimentaria, en la plataforma tipo Atlántico, que se había iniciado al principio del Cretácico y que finalizó con una etapa regresiva (Formación Colón).

Los centros de expansión del Proto-Caribe (corteza oceánica, formada tras el “rift” Jurásico), se desplazaban a lo largo de varias fallas transformantes. En el Oeste de Venezuela, las fallas de Urica y el Baúl, podrían ser las representaciones de dichas fallas. La falla del Baúl, es la estructura principal que divide los depósitos del margen Atlántico del Norte de Venezuela.

b.2) Cretácico Tardío.

A partir del final del Albiense, se inicia desde el este de Venezuela y de manera diacrónica hacia el oeste, la invasión marina que llegó a cubrir extensas zonas hacia el sur del país, las cuales se mantenían como áreas expuestas a la erosión desde finales del Jurásico o incluso desde finales del Paleozoico. Esta invasión marina coincide con el pulso mundial transgresivo del Cretácico Tardío, responsable de la sedimentación de calizas, lutitas y fíltanas ricas en materia orgánica tanto en América como en Europa. Estas rocas se conocen en Venezuela como las Formaciones Querecual-San Antonio (Grupo Guayuta), Mucaria, Navay y La Luna. El máximo de transgresión y anoxia se estima que ocurrió entre el Turoniense y el Campaniense (72-91 Ma). (**Ver FIGURA 2.3**)

En el Occidente de Venezuela, las variaciones laterales de facies de la roca madre incluyen calizas pelágicas y fosfáticas, lutitas oscuras y calizas conchíferas, de edad Albiense Tardío a Turoniense (95-88 Ma), las cuales, a su vez, encuentran su equivalente en edad, clástico-arenoso y glauconítico, hacia el flanco sureste de los Andes del Estado Táchira.

En Perijá y la Cuenca del Lago de Maracaibo, la Formación La Luna pasa verticalmente a calizas glauconíticas (Miembro Socuy) y lutitas oscuras y areniscas delgadas de las Formaciones Colón y Mito Juan. Específicamente en la Cuenca de Maracaibo el carácter transgresivo es debido mayormente a la eustacia y subsidencia asociada a la carga sedimentaria, en la plataforma tipo Atlántico, que se había iniciado al principio del Cretácico y que finalizó con una etapa regresiva (Formación Colón), donde la secuencia estratigráfica del Cretácico Superior transgrede en sentido sureste y el arco de Mérida se encuentra parcialmente emergido.

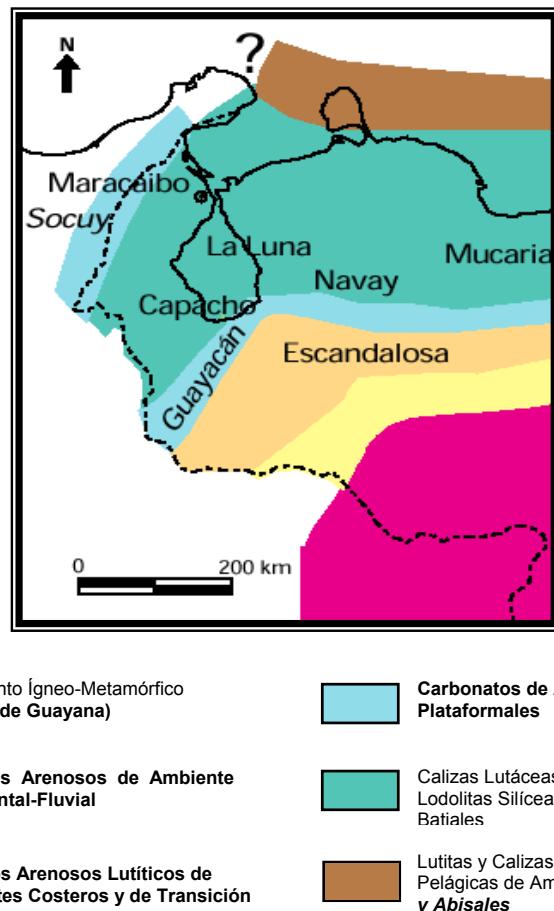


FIGURA 2.3. Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Campaniense (Cretácico Tardío) al Oeste Venezolano. Tomado Schlumberger 1997.

El Cretácico Tardío en Venezuela finaliza durante el Maastrichtiense con unidades regresivas respecto a los ambientes más profundos de la roca madre. En la **FIGURA 2.4** se indican unidades típicas de asociaciones de facies sedimentarias. Nótese que el eje del depocentro de Venezuela Occidental se alinea sub-paralelamente al frente de deformación al oeste de Venezuela, el cual es una consecuencia de la colisión entre las placas de Nazca y Suramérica.

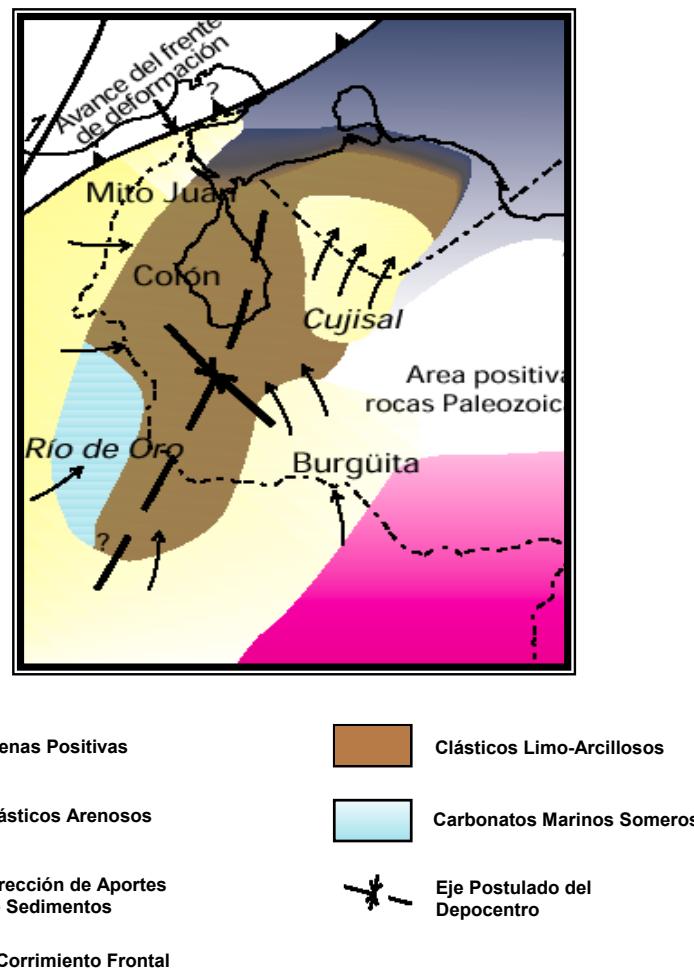
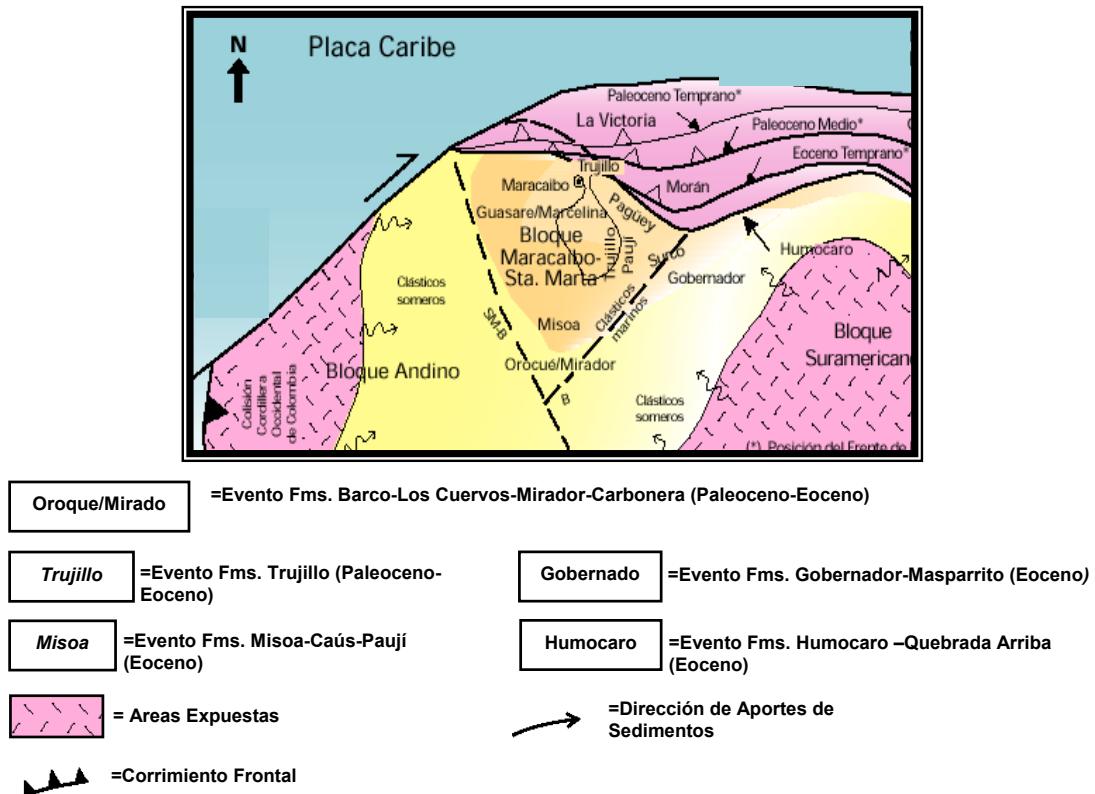


FIGURA 2.4. Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Maastrichtiense (Cretácico Tardío) al Oeste Venezolano. Tomado Schlumberger 1997.

c) Terrenos Cenozoicos.

c.1) Paleoceno-Eoceno de Venezuela Occidental.

Hacia finales del Cretácico (Ver FIGURA 2.5) y comienzos del Paleoceno, Venezuela Occidental sufrió finalmente el efecto de la colisión entre la Placa de Nazca (Océano Pacífico) y el Occidente Colombiano; existen evidencias de que la sedimentación del Grupo Orocué (y posiblemente las Formaciones Guasare y Marcelina) estuviesen controladas por los frentes de deformación de la citada colisión, éstos generaron sucesivos depocentros de edades cada vez más jóvenes hacia el este de lo que hoy en día es la Sierra de Perijá.



Así se resume la sedimentación y la evolución paulatina del frente de deformación asociado a la entrada de la Placa Caribe frente a Sudamérica durante el Paleoceno-Eoceno. Por su complejidad, se han resumido asociaciones de nombres formacionales genéticamente relacionadas como "eventos"; cada "evento" lleva el nombre de la unidad más distintiva o que representa el inicio de la sedimentación del conjunto.

Hacia el noroeste de la Placa Suramericana, la colisión oblicua del arco de las islas cretácicas (Antillas Menores) provocó una transgresión en el margen sur de la placa del Caribe y borde nor-oeste de la placa Suramericana. La placa del Caribe se incorpora como zona positiva al norte y noreste de la Cuenca de Maracaibo, desarrollándose una antefosa (como consecuencia de la carga tectónica) y relleno de la misma por sedimentación tipo "flysh", esto se puede evidenciar en las Formaciones Trujillo y Morán, de carácter turbidítico.

c.2) Eoceno Temprano a Medio.

La placa del Caribe se desplaza hacia el Este, como consecuencia de la colisión de la parte Norte de la placa Caribe contra las Bahamas. Dicha migración causa el desarrollo diacrónico de cuencas tipo “foreland”, por lo que la subsidencia, en ellas, controla la sedimentación y distribución de las unidades sedimentarias hacia el Norte y Nor-Este.

De igual manera, durante el Eoceno Temprano y Medio (54 m.a.), se forma un extenso sistema deltaico, con vértice al suroeste y extenso abanico hacia el noreste. Esta sedimentación es extremadamente compleja, con sedimentación fluvial al suroeste, fluvio-deltaica sobre la plataforma y delta bajo hacia la línea de bisagra, correspondiente a las Formaciones Mirador-Carbonera y Formación Misoa. Al este-noreste de la zona de bisagra, se depositan turbiditas y "flysch" característico del surco de Barquisimeto: formaciones Trujillo y Matatere. Posteriormente, se depositaron lutitas profundas de la Formación Paují y lutitas turbidíticas de la Formación Mene Grande, durante la parte superior del Eoceno Medio. En la parte oriental de la cuenca, los sedimentos arenosos de la Formación Misoa pasaron gradualmente a las lutitas nerítico-batiales de la Formación Paují.

c.3) Eoceno Tardío.

Ocurre un levantamiento generalizado de la Cuenca de Maracaibo, y un período de fallamiento importante, particularmente en los alineamientos longitudinales del lago, con ejes de plegamiento orientados de sur a norte, dichas modificaciones en la cuenca antepaís fueron debidas a la colisión del Arco de Panamá, la cual se extendió hasta el Pleistoceno. Los levantamientos de la Sierra de Perijá y de Los Andes de Mérida, particionaron la cuenca de antepaís, generando así las actuales cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure. La subsiguiente erosión profunda de las formaciones del Eoceno Medio, produce la remoción casi total de Paují - Mene Grande y la remoción parcial de Misoa en los alineamientos occidentales del lago; en los bloques situados hacia el sur del lago, la erosión de Misoa es total y afecta localmente a la Formación

Guasare. Hay un fracturamiento de la sección de calizas cretácicas y migración del petróleo ya formado hacia los alineamientos levantados y fallados. Prevalece un período de inversión del gradiente de la cuenca eocena, de noreste a sur-suroeste, probablemente relacionado con el emplazamiento de las Napas del Caribe, el cual es un proceso de gran importancia en la evolución de la cuenca petrolífera.

c.4) Oligoceno-Mioceno.

La erosión que caracterizó el Eoceno Tardío, continúa sobre grandes extensiones en la parte norte-noreste del lago y comienza la sedimentación no marina hacia el oeste-suroeste, la cual, se preserva sólo en los sinclinales y es conocida como Formación Icotea, que se encuentra en forma esporádica llenando depresiones de la superficie eocena erosionada. El comienzo de la sedimentación del Mioceno en el Lago de Maracaibo, se caracteriza por una transgresión marina de considerable extensión territorial dentro de los límites del Lago de Maracaibo, pero de duración relativamente corta, representada por la Formación La Rosa. Esta transgresión penetró profundamente hacia el sur, depositando las arenas basales del Miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa en la parte central de la cuenca, sobre la superficie erosionada del Eoceno Medio.

c.5) Plioceno-Pleistoceno.

En el Plioceno, las cuencas de Maracaibo y Falcón, se van rellenando con sedimentos de mayor influencia continental; los cuales se encuentran bajo un régimen compresivo este-oeste, creando la estructuración más reciente de las fallas de dirección norte-sur; y dando lugar a un levantamiento importante de las cordilleras de Los Andes, del Caribe y de la Sierra de Perijá. Esta compresión es atribuida a la colisión final del Arco de Panamá.

Durante el Pleistoceno, el Lago de Maracaibo, probablemente estuvo sometido a oscilaciones en su nivel de agua, como consecuencia de las glaciaciones que influenciaron las condiciones climáticas; hay una retirada de los mares y la sedimentación en su mayoría continental, quedando expuesta a la meteorización.

2.1.2 MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL.

La Cuenca del Lago de Maracaibo se encuentra ubicada al Nor-Oeste de Venezuela. Su extensión es de aproximadamente 50.000 Km² perteneciendo en su mayor parte al estado Zulia y en extensiones menores a los estados Táchira, Mérida y Trujillo. Sus límites geográficos son al oeste y Nor-Oeste la Sierra de Perijá, al Sur-Este La Cordillera de los Andes y al este y Nor-Este, la Serranía de Trujillo (González de Juana et al., 1980). Se encuentra limitada por tres grandes fallas: al Oeste la falla de Santa Marta, la falla de Oca al Norte y la de Boconó al Sureste, todas con movimiento transcurrente los cuales tienden a generar una serie de fallas antitéticas y sintéticas (**Ver FIGURA 2.6**).

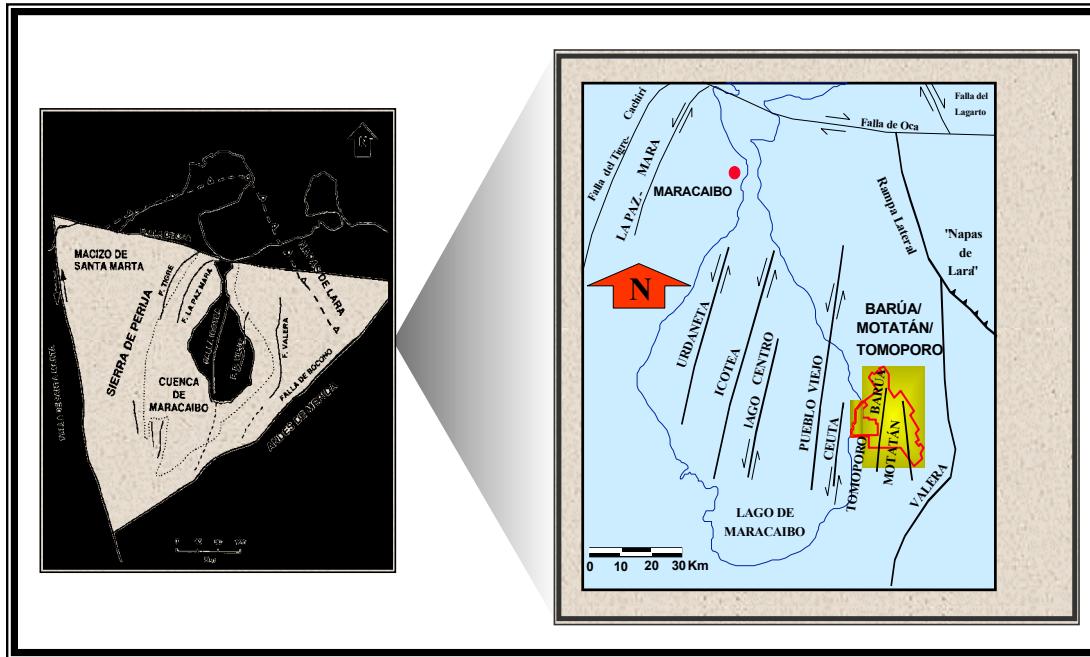


FIGURA 2.6. Mapa de ubicación del sistema regional de fallas en la Cuenca del Lago de Maracaibo. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

2.1.2.1 Desarrollo Estructural de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

Indudablemente el substratum metamórfico de la Cuenca de Maracaibo debió sufrir los efectos de diversos períodos orogénicos paleozoicos, tales períodos no tuvieron mayor influencia sobre la configuración actual de la cuenca ni sobre su arreglo estructural presente, si se exceptúa el evento tecto-termal del Permo-Triásico, que con la formación del Arco de Mérida preparó el marco adecuado para la sedimentación plataforma del intervalo de las calizas cretácicas, gran productor de petróleo en la actualidad.

El ciclo Terciario Temprano fue una época de inestabilidad que en ningún momento alcanzó proporciones diastróficas. La gran deformación ocurrió en el Eoceno Tardío, contemporánea con la extensa retirada de las aguas hacia el norte. En esta violenta pulsación orogénica se reactivaron todos los lineamientos estructurales iniciados en el Cretácico Tardío, tomaron forma definitiva los anticlinales y fallas características del sistema norte-sur y se produjeron algunas fallas del sistema oeste-este una nueva recurrencia del movimiento hacia finales del período orogénico causó finalmente, o tal vez reactivó en gran parte, los movimientos transcurrentes sinestrales que se observan en las grandes fallas norte-sur. Este movimiento transcurrentes ocasionó el desplazamiento de las fallas oeste-este, tal como fue observado (González de Juana, 1980).

Al final del período orogénico del Eoceno Tardío y posiblemente durante gran parte del Oligoceno, las tierras solevantadas fueron intensamente erosionadas, particularmente en la parte meridional de la cuenca, donde se ha señalado que llegó a alcanzar niveles de la Formación Mito Juan.

Durante el Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano se produjo la inversión de la cuenca, que en ese tiempo presenta un gradiente moderado hacia el sur, (González de Juana, 1980). Es probable que la subsidencia de la parte meridional de la cuenca haya reactivado las fallas del sistema oeste-este o formado algunas nuevas.

El período de sedimentación de La Rosa y Lagunillas parece haber sido de bastante quietud tectónica. Sin embargo, fallas longitudinales mayores penetran la sedimentación miocena; discordantemente sobre los grandes alineamientos mayores, los sedimentos miocenos se plegaron formando declives suaves hacia el sur. Algunos yacimientos petrolíferos miocenos parecen estar controlados por fallas en el área de Urdaneta, flanco oriental de Lama, levantamiento de Pueblo Viejo y falla límite de Cabimas entre otros. Se conocen estructuras miocenas de pequeño relieve como los sinclinales de Cabimas y Ambrosio y fallas que cortan al Mioceno como las fallas de Tía Juana, pero es en las estructuras de Mene Grande donde se ha podido estudiar el tectonismo durante éste período, llegando a la conclusión de que, o bien el Mioceno Medio fue un período de crecimiento estructural de los pliegues y fallas formados durante el período orogenético del Eoceno Tardío, o bien las estructuras de éste período fueron rejuvenecidas por una pulsación orogénica durante el Mioceno Tardío-Plioceno, conservando las directrices tectónicas anteriores.

El último levantamiento de Los Andes venezolanos tuvo lugar durante el Mioceno Tardío-Plioceno Temprano. La asociación de anticlinales de dirección general norte-sur con fallas crestales, o próximos a la cresta, es una característica resaltante en toda la Cuenca de Maracaibo; el patrón estructural se complementa con fallas de un sistema transversal, en el cual figuran elementos francamente oeste-este. Las indicaciones de plegamiento predominan sobre las fallas en algunas zonas mientras que en otras el fallamiento es preponderante; en este último caso los levantamientos están mejor definidos como bloques levantados, estructuras “horst”, o fallas escalonadas en las cuales el desplazamiento relativo entre fallas soporta el levantamiento.

En las zonas de mayor grado de fracturamiento, se producen levantamientos dómicos o hemidómicos apoyados contra una falla o situados entre ellas. Tales levantamientos son de menor cuantía en la estructura regional del Lago, pero de mayor importancia en la producción de petróleo, sobre todo de petróleo almacenado en el Cretácico; en ocasiones los domos aparecen

alineados, particularmente cuando ocurren en el lado levantado de una falla, pero en otros casos tal alineamiento no resalta.

En la parte occidental de la cuenca (Distritos Mara, Maracaibo, Urdaneta, Perijá y norte del distrito Colón), los rasgos anticlinales predominan sobre las fallas; las estructuras son generalmente domos alargados en sentido norte-sur, fallados en la cresta y con declives marcados al sur y al norte. El alineamiento anticlinal de La Paz -Mara- El Moján es el primer levantamiento importante que se encuentra al este de la Cadena de Perijá. Este es uno de los alineamientos de mayor relieve estructural de la Cuenca de Maracaibo. El alineamiento consta de dos domos alargados, conocidos respectivamente como La Paz y Mara y un declive menor hacia el norte, separado del domo de Mara por fallas transversales. Hacia el sureste de este alineamiento se conocen dos más: La Concepción - San Ignacio y Sibucara, ambos de menor relieve estructural. La Concepción fue conocido primeramente por su estructura eocena muy compleja, en ella se destacan los tres anticlinales principales de Ramillete, Los Teques y Punta Gorda separados por fallas que parecen tener distintos grados de transcurrencia.

En la zona de La Concepción se observa un sistema de fallas transversales de rumbo casi oeste-este que se prolongan hacia el oeste hasta el norte de Boscán y la región de El Dividive. Este sistema de fallas parece separar la zona intensamente deformada de los Distritos Mara y Maracaibo de la región de menor deformación de Urdaneta-Perijá, dentro de la parte occidental de la Cuenca de Maracaibo.

En la parte sur del distrito Colón del estado Zulia, cerca de la frontera con Colombia, se conocen tres levantamientos anticlinales de importancia: el anticlinal de Río de Oro, el domo de Tarra Oeste y el anticlinorio de Tarra. El anticlinorio de Tarra es la estructura más noble de esta región y al mismo tiempo una de las pocas fallas de corrimiento que se presentan en la Cuenca de Maracaibo.

Otra región donde se desarrollan bien los pliegues anticlinales es el sector suroriental de la cuenca, de modo particular en el alineamiento de Mene

Grande-Motatán. La estructura Mene Grande esta situada en el declive meridional del anticlinal de Misoa, uno de los varios pliegues que forman la Serranía de Trujillo.

El Mioceno se encuentra discordante sobre las formaciones eocenas plegadas y erosionadas durante períodos geológicos previos. La estructura del Eoceno es “un anticlinal con flanco oeste muy inclinado (50° - 70°) fuertemente fallado (Falla Principal) y un flanco este menos inclinado (10° - 30°), con pendiente general hacia el sur de una inclinación, promedio, de aproximadamente 10° ”.

La falla Principal de Mene Grande continúa hacia el sureste hasta las estructuras del Campo Motatán, donde aparecen dos domos alineados en el lado oriental de la falla con características estructurales bastante similares a Mene Grande. El marco estructural se completa con fallas ramificadas del sistema de la falla de Mene Grande o subparalelas a ella.

Ligeramente al oeste de la falla de Mene Grande se encuentra el levantamiento de Barúa cortado al oeste por una falla de características similares a la de Mene Grande, con rumbo ligeramente convergente con ella y separado del área de El Veleto por un sinclinal menor.

El estudio de estas estructuras confirma el proceso de evolución tectónica que comprende reactivación durante el Eoceno Tardío de una directriz tectónica anterior con formación de los domos de Mene Grande, Barúa y Motatán; reactivación de una falla probablemente normal de dirección norte-sur, concomitante con la orogénesis del Cretácico Tardío, la cual tuvo períodos de crecimiento durante el Paleoceno y Eoceno Temprano y no establecerse como una de las fallas mayores del sistema de fallas transversales menores. La transcurriencia es un fenómeno posterior que pudo comenzar muy al final del período orogénico, o posiblemente solo en el Mioceno Tardío.

El Mioceno fue un período de crecimiento estructural, o bien las estructuras del Eoceno Superior fueron rejuvenecidas durante el Mioceno Tardío al Plioceno Tardío, contemporáneamente con el levantamiento andino.

2.1.3 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL.

En la **FIGURA 2.7** se presentan las unidades litoestratigráficas definidas en la Cuenca del Lago de Maracaibo.

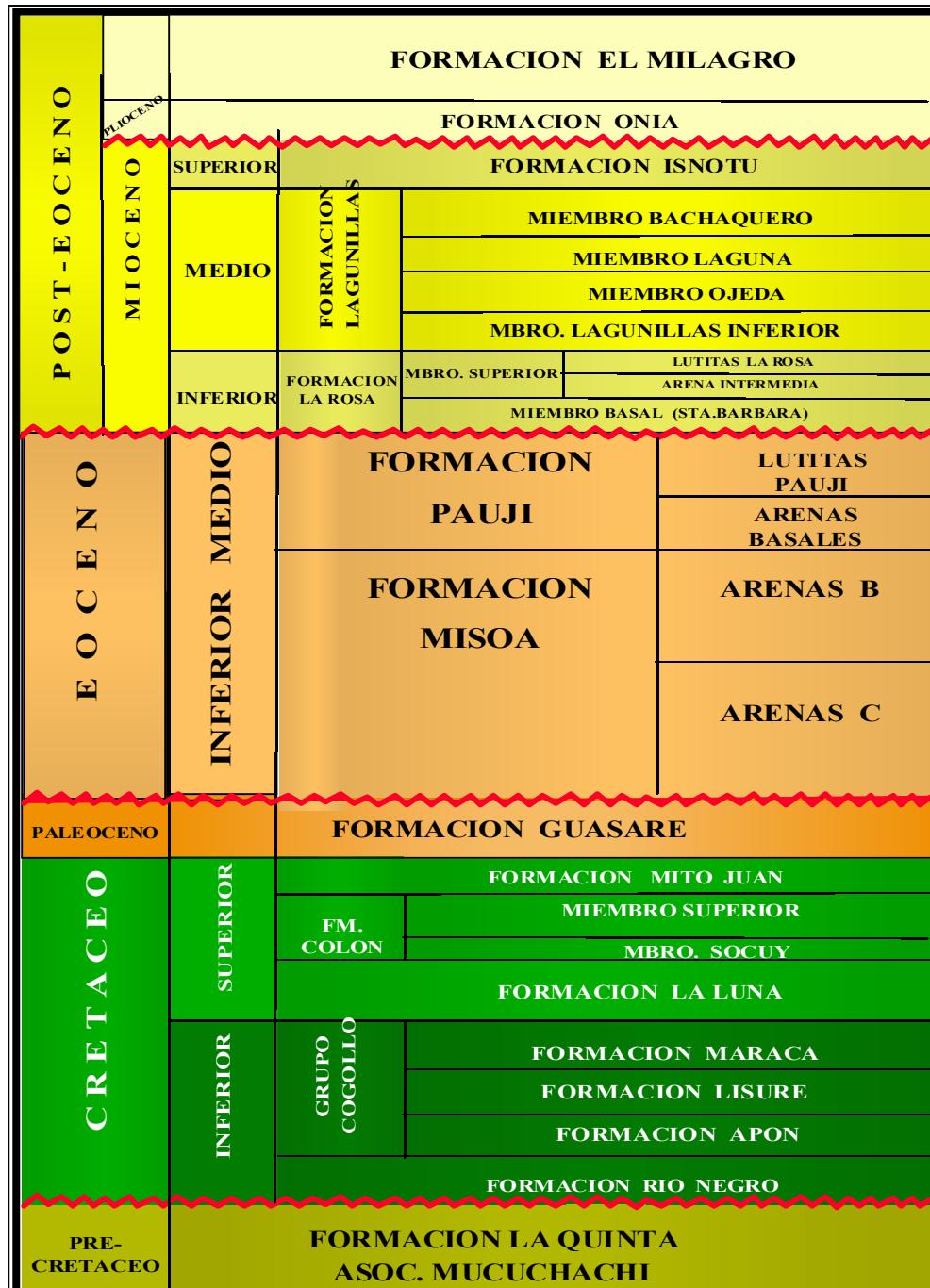


FIGURA 2.7. Correlación entre Unidades y Secuencias Estratigráficas en la Cuenca del Lago de Maracaibo. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

El basamento de la cuenca de Maracaibo está constituido por los metasedimentos de la Formación Mucuchachí y equivalentes de edad Ordovícico y las capas rojas de la Formación La Quinta de edad Jurásico, la cual se encuentra rellenando el sistema de "grabens" asociados a la apertura continental que comenzó en el Triásico. Sobre la superficie parcialmente erosionada de las formaciones La Quinta y Mucuchachí se depositó la siguiente secuencia de sedimentos:

a) Cretácico

En el Cretácico los sedimentos fueron depositados sobre una plataforma estable y la sedimentación estuvo controlada por la subsidencia de la cuenca, por la carga sedimentaria y por los cambios eustáticos. Todo esto bajo un largo período transgresivo que comenzó en el Cretácico Temprano y culminó en el Paleoceno.

En el Neocomiense-Barremiense se deposita la Formación Río Negro, caracterizada por areniscas blancas de grano grueso y conglomerados, que representa un período de deposición restringida.

En el Aptiense-Albiense se deposita el Grupo Cogollo, integrado por las formaciones Apón, Lisure y Maraca. La Formación Apón está constituida por calizas grises y azuladas con intercalaciones de lutitas; la Formación Lisure por calizas grises, areniscas calcáreas, cuarzosas y glauconíticas, grises o verdosas, de grano medio a fino y lutitas grises; y la Formación Maraca por calizas masivas, de color beige a marrón, e intercalaciones menores de lutitas negras (González de Juana et al., 1980).

En el Cenomaniense-Santoniano ocurre la deposición de la Formación La Luna, que representa depósitos marinos a lo largo de toda la cuenca de Maracaibo y el máximo avance de los mares cretácicos. Esta formación está constituida por calizas oscuras pelágicas y lutitas ricas en materia orgánica.

En el Campaniense-Maestrichtiense se deposita la Formación Colón, constituida en su base por el Miembro Socuy, una caliza micrítica con un

espesor de 40 a 50 pies. Suprayacente al Miembro Socuy se encuentran lutitas marinas de color gris a negro.

En el Maestrichtiense, cerrando el ciclo cretácico se deposita la Formación Mito Juan la cual está constituida por areniscas litorales y lutitas grises. Ella representa el estado final de la caída relativa del nivel del mar durante el Cretácico Tardío (Lugo y Mann, 1992).

b) Terciario.

Durante el Terciario Temprano se inicia un período regresivo. Hay una retirada del mar hacia el Noreste, desarrollándose amplias costas deltaicas y cinturones litorales en el Oeste y Sureste de la Cuenca de Maracaibo. Sin embargo, sobre gran parte de la plataforma de Maracaibo, el surco de Barquisimeto y hacia el borde de la zona Este del Escudo de Guayana, las condiciones marinas todavía prevalecían.

Durante el Paleoceno Temprano se deposita la Formación Guasare caracterizada por algunas capas de calizas fosilíferas intercaladas con areniscas y lutitas ligeramente glauconíticas o carbonáceas.

En el Eoceno Temprano la sedimentación, en la zona Sur-Oeste, central y oeste de la cuenca ocurrió en un ambiente fluvial (Formación Mirador) y deltaico (Formación Misoa). La Formación Trujillo se deposita al Este, entre la plataforma y el surco de Barquisimeto, los depósitos son de origen marino (Van Andel, 1958) y en su base se reconoce un miembro arenoso de ambiente marino somero conocido como Miembro Santa Bárbara (González de Juana et al., 1980).

Para el Eoceno Medio, la Formación Paují fue depositada en aguas limpias y profundas, de talud superior y medio. La sedimentación de Paují, constituye una transgresión marina desde el este - noreste, solapando sobre la Formación Misoa; litológicamente, se compone de una gruesa sección de lutitas macizas a fósiles de color gris a gris oscuro; las lutitas no son arenosas. La Formación Paují, suprayace concordantemente sobre las areniscas de la Formación Misoa. El contacto superior se presenta en relación de discordancia

con la Formación Icotea, o en ocasiones con la Formación La Rosa suprayacente.

Encontrándonos en el Oligoceno, tenemos la Formación Icotea, la cual es una unidad que se presenta esporádicamente en el subsuelo del Lago de Maracaibo, comprendida entre la discordancia del Eoceno Superior y la del Mioceno; la misma se depositó en las depresiones de la discordancia del Eoceno y sus espesores son sumamente variables a través de la Cuenca de Maracaibo.

En el Mioceno Temprano se inicia una transgresión la cual es seguida de facies regresivas, representada por la Formación Lagunillas, la cual se divide en tres miembros: Lagunillas Inferior, Laguna y Bachaquero.

Lagunillas Inferior, el cual contiene arenas petrolíferas importantes intercaladas con lutitas carbonosas abigarradas, cuya base se coloca donde aparecen las primeras faunas marinas de la Formación La Rosa, y el tope se coloca en la base de las lutitas del Miembro Laguna. El Miembro Ojeda, es lutítico y fosilífero con capas de lignito. El Miembro Laguna es arenoso con arcillas y areniscas glauconíticas, ocasionalmente moteadas y sin lignitos, que representan una breve incursión de aguas marinas normales. El intervalo superior, es el Miembro Bachaquero, integrado por areniscas cuarzosas gris claro a marrón rojizo, ocasionalmente separadas por arcillas arenosas y en parte ligníticas; el porcentaje de areniscas aumenta hacia el tope y son localmente petrolíferas en las áreas de Lagunillas y Bachaquero.

La Formación Isnottú es depositada durante el Mioceno Tardío-Plioceno y se encuentra constituida por arcillas, limolitas y areniscas de carácter continental.

A continuación serán tratadas mas a la detalle y separadamente las Formaciones Misoa y Paují del Eoceno Medio por ser los objetivos de este estudio:

2.1.3.1 FORMACIÓN MISOA.

La Formación Misoa fue descrita originalmente por Garner, 1926, (en González de Juana *et al.* 1980) en la Serranía de Trujillo. Las areniscas de esta formación constituyen los yacimientos de petróleo más importantes de la Cuenca del Lago de Maracaibo. En el subsuelo se aplican términos informales tales como “arenas B y C” basados en características de los registros eléctricos.

La Formación Misoa se puede definir como una sucesión de areniscas cuarcíticas de color gris claro, en capas potentes, con intercalaciones de lutitas laminadas, micáceas y carbonosas. Dicha secuencia se encuentra por encima de la sección esencialmente lutítica con areniscas cuarzosas en capas sencillas de la Formación Trujillo, y por debajo de la sección de lutitas marinas de la Formación Paují. Brondijk, 1967, (en González de Juana *et al.* 1980), discrimina las formaciones Trujillo y Misoa basándose en el carácter detallado de las capas de lutitas y areniscas, como sigue: en la Formación Trujillo, las lutitas son homogéneas, puras a arenosas, con capas subordinadas sencillas y delgadas de areniscas. La Formación Misoa es predominantemente arenosa, con areniscas de grano fino a conglomeráticas, en capas compuestas de hasta 100 m, las lutitas presentan laminaciones areno-limosas y carbonosas y concreciones de ferrolita arcillosa. En su base, se encuentran calizas orbitoidales que representan un ambiente de sedimentación dentro de un mar poco profundo.

La localidad tipo es la Sierra Misoa, designada por Garner, 1926, (en González de Juana, *et al.* 1980), y fue extendida por Sutton, 1946 (en González de Juana, *et al.* 1980) hacia el este a lo largo del río Misoa, hasta el flanco de la Serranía de Trujillo.

Van Venn, 1972, (en González de Juana, *et al.* 1980) describe tres tipos de areniscas en secciones de la Formación Misoa: areniscas de espolón aluvial, areniscas de canal distributario y areniscas de barras litorales.

Las areniscas de espolón aluvial se caracterizan por poseer un contacto inferior bien definido por la presencia de fragmentos redondeados o irregulares de lutitas en la base de las areniscas. Las areniscas pueden ser subdivididas en

tres zonas: una inferior masiva, caracterizada por el predominio de estratificación cruzada; una zona media, caracterizada por el predominio de estratificación ondulada en escala de centímetros o de estratificación horizontal con intercalaciones de lutitas, y una zona superior lutítica generalmente con estratificación flaser.

Las capas de areniscas del canal distributario se caracterizan por una alternancia rápida con estratificación cruzada e intercalaciones de lutitas que frecuentemente presentan bioturbación y tienen un espesor de 30 cm.

Las areniscas de barras litorales están caracterizadas por un contacto basal gradacional a causa de un aumento, en número y espesor, de las intercalaciones de areniscas que culminan en una capa de arenisca bien desarrollada, generalmente con un contacto bien definido con la lutita suprayacente. Las lutitas subyacentes y suprayacentes muestran estratificación flaser, y frecuentes madrigueras del tipo *Ophiomorpha*. Las areniscas macizas, bien desarrolladas y con estratificación cruzada de ángulo bajo, tienen forma alargada.

Las lutitas son de color gris oscuro a pardo, algunas veces verdoso o azulado, casi siempre micáceas, limo-arenosas, con abundantes capas delgadas, láminas y películas de arena, limo y material carbonoso, que les imparten una apariencia laminada distintiva. Localmente están presentes concreciones de arcilla y de ferrolita arcillosa, a veces calcáreas (González de Juana, *et al.* 1980)

Las calizas aparecen en la mitad inferior, grises a gris-azuloso, duras, desde menos de 1 m hasta varios metros de espesor, con textura que varía entre concretionaria, arenosa conglomerática y transicional a arenisca calcárea. Generalmente son bioclásticas con macroforaminíferos, algas y fragmentos de bivalvos y gasterópodos.

En su tope, la Formación Misoa está en contacto concordante con la Formación Paují suprayacente; el contacto puede ser abrupto o transicional. Hacia la parte este, se puede presentar Formación Caús, caracterizada por intercalaciones de areniscas calcáreas blancas, lutitas arenosas y calizas fosilíferas, ubicándose en el límite formacional. En la región tipo la base de la

Formación Misoa, en términos generales, se define por un cambio en sentido descendente a las lutitas de la Formación Trujillo; el contacto no se ha delimitado en detalle debido a la frecuente presencia de areniscas de gran espesor de la Formación Trujillo.

Los límites definidos por Sutton, 1946, (en González de Juana, et al. 1980), por ejemplo, no concuerdan, como lo demuestra la diferente ubicación de las capas de caliza. Brondijk ,1967, (en González de Juana, et al . 1980) destacó la diferencia genérica entre los cuerpos de areniscas compuestos de la Formación Misoa y las areniscas turbidíticas individuales de la Formación Trujillo, y para su delimitación práctica, colocó el contacto formacional en la base de las areniscas compuestas inferiores extremas.

En general, la Formación Misoa carece de fósiles con excepción de escasos foraminíferos de poco interés estratigráfico. Sutton, 1946, (en González de Juana, et al. 1980) mencionó los moluscos *Architectonica sullana*, *Cardium* cf. *restinensis*, *Ectinochilus gaudichaudi alauda*, y otros elementos determinados sólo genéricamente. Miller y Collison, 1951, (en González de Juana et al., 1980) describieron *Hercoglossa maracaibensis* n. sp. en afloramientos de la Formación Misoa cerca de Maracaibo, y mencionaron una fauna asociada de abundantes moluscos, equinodermos, crustáceos y decápodos. De mayor significación cronoestratigráfica son los macroforaminíferos de las calizas intercaladas, descritos por Van Raadshooven, 1951, (en González de Juana, et al., 1980) en capas denominadas “calizas de San Juan y Quebrada Grande”, equivalentes al “segundo nivel Orbitoidal” de otros autores. Esta listas de especies incluye *Linderina floridensis*, *Ferayina coralliformis*, *Fabiana cubensis*, *Pseudophragmina (Proporocyclina)* del grupo *clarki-cushmaniperuviana*, *P.(P) cf. perpusilla*, *Helicostegina gyralis*, *Amphistegina aff. cubensis*, *Operculinoides jennyi*, *O. aff. Oliveri* (CVET II, 1970).

Van Raadshooven, 1951, (en González de Juana, et al., 1980) determinó la edad de los macroforaminíferos como Eoceno Medio temprano. A partir de las evidencias palinológicas no especificadas en su publicación, Kyul et al. 1956, (en González de Juana, et al. 1980) señalaron una edad Eoceno

Temprano o Medio para unidades incluidas hoy en la Formación Misoa. Así pues, la evidencia concuerda indirectamente con las edades Paleoceno y Eoceno Medio, atribuidas respectivamente a las unidades infrayacentes (formaciones Guasare-Marcelina) y suprayacente (Formación Paují) (CVET II, 1970).

La Formación Misoa es equivalente lateral de la Formación Mirador hacia el sur-oeste en la provincia deltaica de la Cuenca de Maracaibo. Ambas representan facies diferentes del ambiente fluvio-deltaico. Hacia el noreste, la Formación Misoa es equivalente lateral parcial de la Formación Trujillo.

2.1.3.2 FORMACIÓN PAUJÍ.

La Formación Paují es una unidad lutítica suprayacente a la Formación Misoa y cuyos afloramientos se caracterizan por una topografía baja. Está constituida por una sección gruesa de lutitas macizas a físis, de color gris a gris oscuro. Las lutitas no son arenosas y localmente contienen concreciones ferruginosas, algunas veces calcáreas y otras silíceas, redondeadas a elipsoidales (CVET II ,1970).

La localidad tipo está en el río Paují, unos 20 Km. al Sureste de Mene Grande en el distrito Baralt, estado Zulia, donde aflora el 40% de la sección (CVET II, 1970). El espesor de la formación en el río San Pedro es de unos 1200 m y se puede considerar como una sección completa; en otras regiones se ha perdido gran parte de la unidad durante el período de erosión que comenzó en el Eoceno Tardío; por ello las perforaciones del centro del lago la encuentra solamente en forma esporádica.

En la sección del río San Pedro la parte inferior de la Formación Paují es pobre en macrofósiles y sólo se encuentran foramíferos arenáceos que indican condiciones de aguas someras de hasta unos 20 m de profundidad.

La parte media de la formación en la sección del río San Pedro contiene un conjunto faunal que abarca la Zona de *Truncorotaloides rohri* y la zona de *Orbulinoides beckmanni* en su parte superior extrema, ambas correspondientes a la parte superior del Eoceno Medio (CVET II,1970).

El contacto inferior de la lutitas de la Formación Paují, es concordante sobre las areniscas de la Formación Misoa. El contacto puede ser nítido o puede encontrarse en una zona de transición con alternancia de areniscas, limolitas y lutitas laminadas, en este caso el contacto se establece de manera arbitraria en el tope de la capa más alta de arenisca, generalmente de unos 6 m de espesor. Usualmente, las capas de la zona de transición son carbonáceas y micáceas y diferentes a las de Paují (CVET II, 1970).

En el subsuelo de Mene Grande se presenta un grueso desarrollo de areniscas de unos 30 m de espesor, comprendido entre gruesos intervalos de lutitas. Las lutitas superiores, calcáreas, son definitivamente de Paují; sin embargo, existen dudas con respecto a las lutitas inferiores, que son más arenosas. Walton, 1966, (en González de Juana, *et al.* 1980) indica que podría considerarse como una facies lutíticas de la Formación Misoa; por evidencias locales pudiera considerarse a este intervalo como una lengua de Misoa dentro de la Formación Paují. El contacto superior es concordante y transicional con la Formación Mene Grande (Tash, 1937, en González de Juana, *et al.*, 1980) donde está presente y se establece en la base de la capa más baja y notable de arenisca o limolita, localmente, por debajo de una caliza arenosa.

2.2 GEOLOGÍA LOCAL.

2.2.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL LOCAL.

El Campo Barúa se define como un alto estructural, formado durante la orogénesis de finales del Eoceno e inicios del Oligoceno, asociados a grandes fallas principales que sirven de barrera a la acumulación de hidrocarburo.

El campo es básicamente un anticlinal con dirección general Norte-Sur. Este anticlinal se encuentra dividido en dos cuerpos o bloques principales, los cuales contienen las acumulaciones probadas de petróleo. Un bloque constituye la zona de cresta del anticlinal, la cual es la zona mayormente tectonizada, y el otro, constituye el flanco este del anticlinal.

En Barúa existen dos sistemas de fallas de tipo inverso debidas a la actividad tectónica, que favoreció la migración de hidrocarburos desde la roca madre.

Falla oeste: Es una falla inversa de rumbo general Norte-Sur, con buzamiento hacia el Este, y desplazamiento de sus bloques en el orden de los 1000 pies. Su plano de falla es casi vertical, pero con pequeñas variaciones locales.

Falla este: Es una falla inversa, paralela a la falla Oeste, con buzamiento hacia el Oeste y desplazamiento entre 500 y 1800 pies.

Fallas transversales secundarias: fallas de rumbo Norte-Noreste que cortan transversalmente el alto de Barúa en bloques.

El alto tectonismo al cual fueron sometidas estas rocas, produjo un movimiento compresional en sentido Este-Oeste, el cual definió el modelo estructural que enmarca los diferentes bloques en los cuales está dividido este campo (**Ver FIGURAS 2.8-A y 2.8-B**).

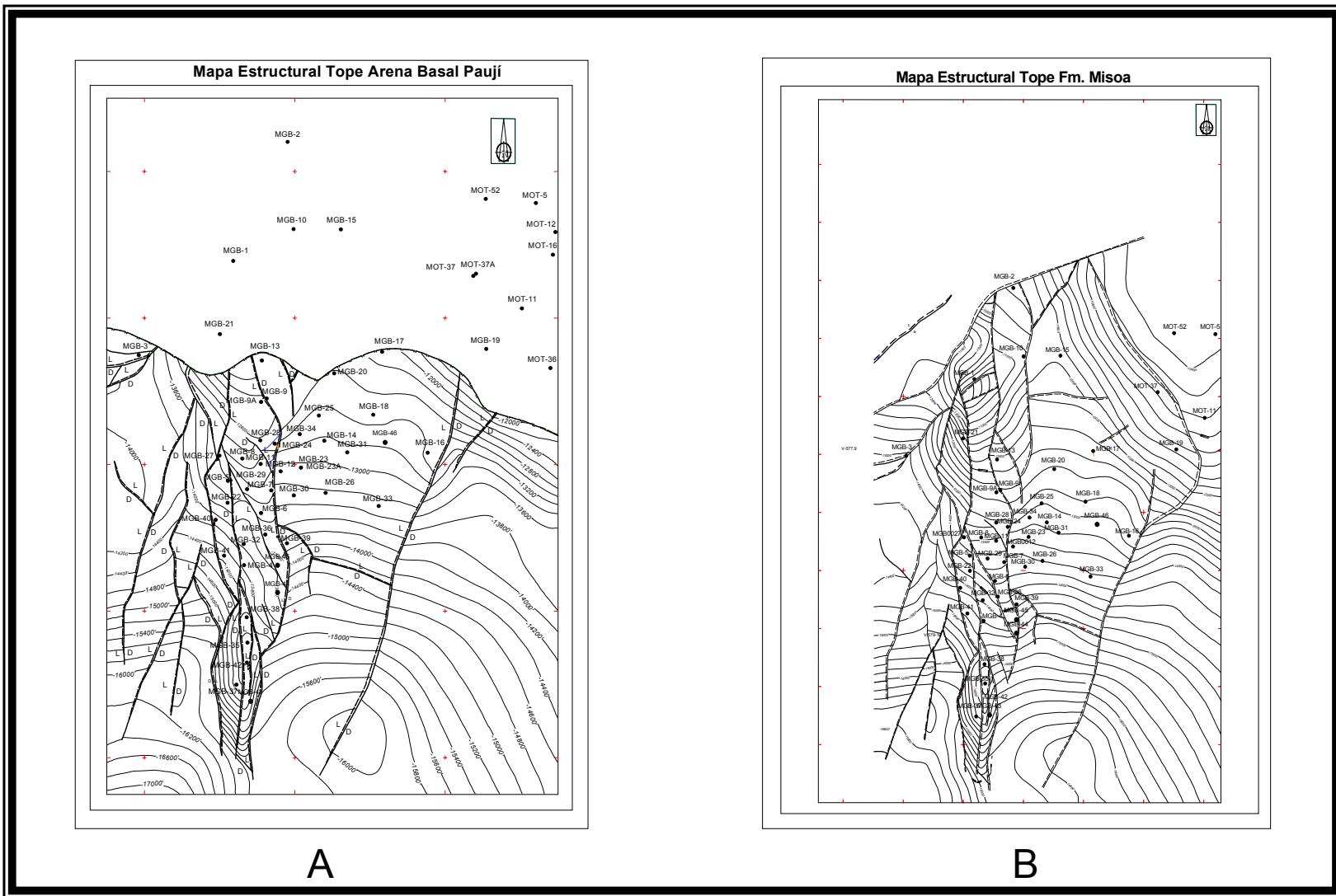


FIGURA 2.8-A y 2.8-B A) Mapa Estructural de las Arenas Basales de la formación Paují.
B) Mapa Estructural de la formación Misoa. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

Para obtener el Modelo Estructural detallado del área, la U.E. Barúa-Motatan 2002, realizo la interpretación de los datos del levantamiento sísmico para los campos Barúa y Motatan en 3D, que cubre una extensión de 828 Km² con una separación entre líneas de 30 m. La calidad de los datos sísmicos en general es de buena a muy buena, Se efectuó la correlación de horizontes marcadores para el tope de las Arenas Basales de Paují (A-9/A-10) y de las Arenas de Misoa Superior B-0/B3 (**Ver FIGURA 2.9**).

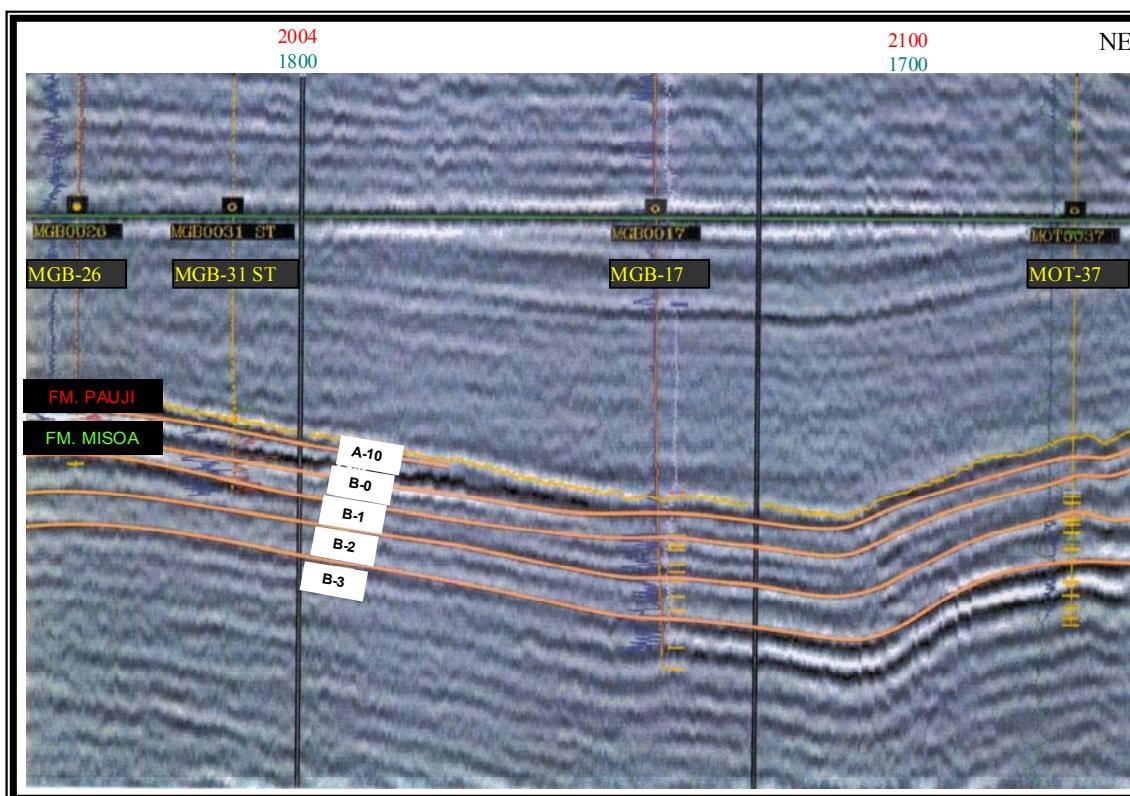


FIGURA 2.9. Interpretación de Horizontes Sísmicos en los Topes de las Arenas de Paují y Misoa. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

En la **FIGURA 2.10** se tiene una representación tridimensional del modelo estructural obtenido para el Campo Barúa.

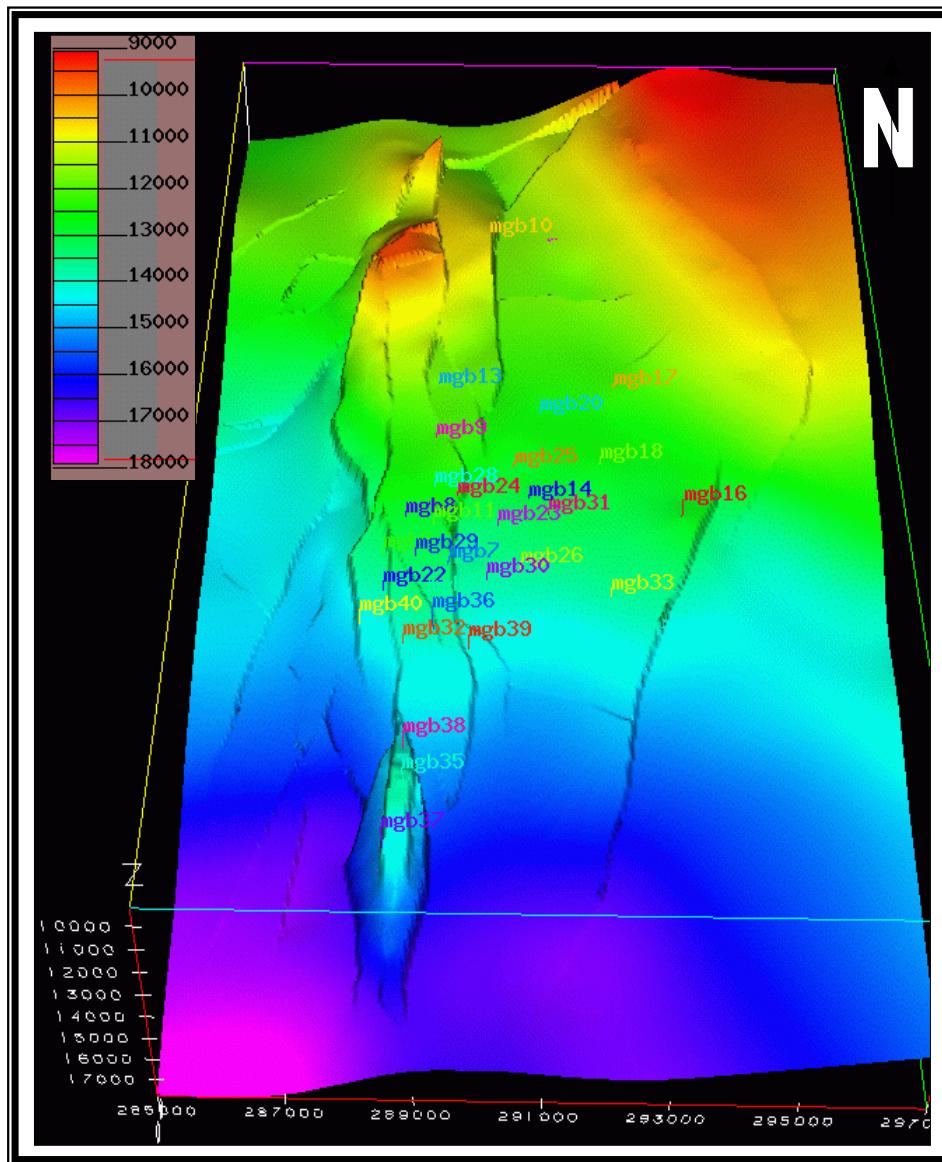


FIGURA 2.10 Modelo Estructural 3D del Campo Barúa.
Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

2.2.2 ESTRATIGRAFÍA LOCAL.

La columna estratigráfica del Campo Barúa, está constituida por las formaciones Guasare, Misoa, Paují, la Rosa, Lagunillas e Isnotú, las cuales abarcan un rango de edad que va desde el Paleoceno al Plioceno.

Los yacimientos del campo Barúa se encuentran en las unidades B-4, B-3, B-2, B-1 y B-0 de la Formación Misoa y en las unidades A-9 y A-10 de las arenas Basales de la Fm. Paují (**Ver FIGURA 2.11**). Estas unidades han sido

divididas en subunidades estratigráficas más pequeñas, lo cual permite el estudio detallado de las unidades de flujo presentes en el campo.

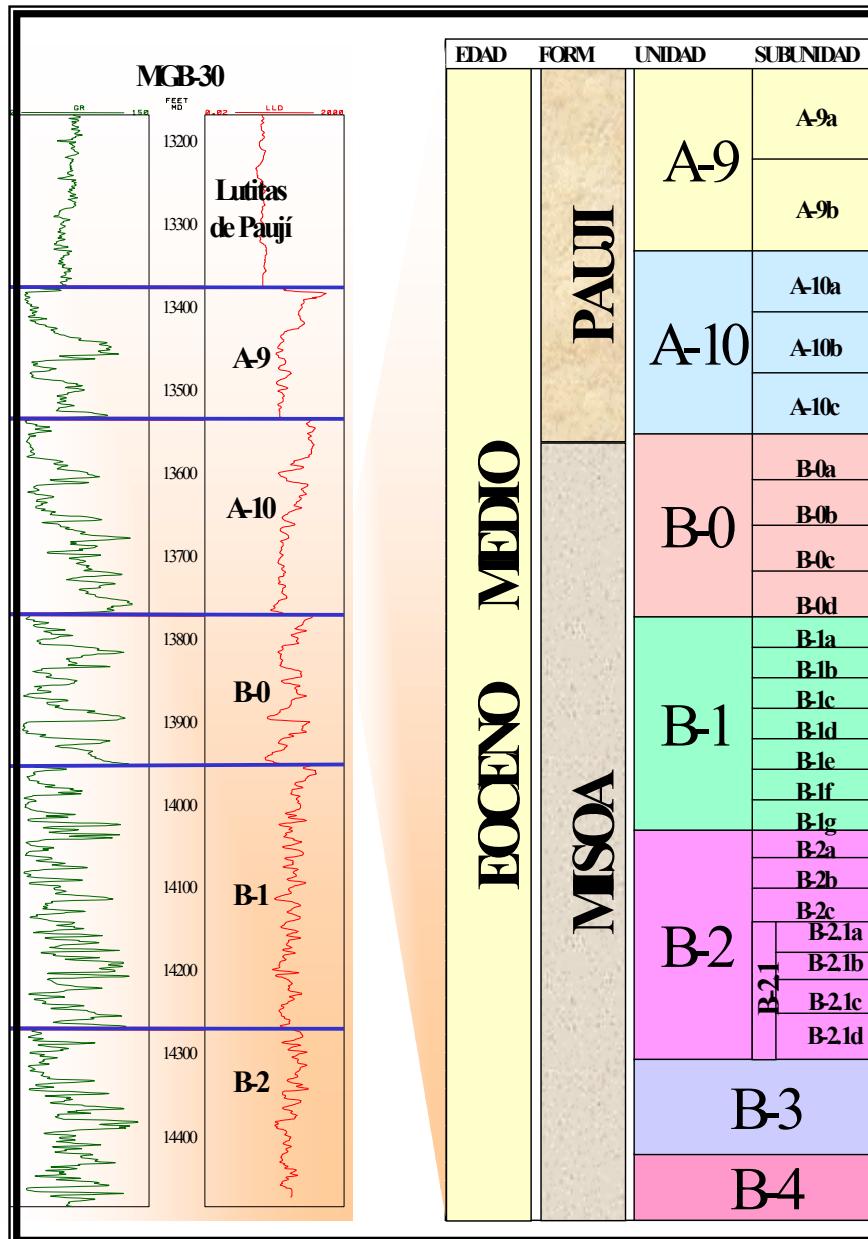


FIGURA 2.11. Registro tipo y Columna Estratigráfica de los yacimientos del Campo Barúa. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

La sección estratigráfica S-N que se presenta en la **FIGURA 2.12**, muestra la estratigrafía local del campo, representada por los pozos MGB-35, MGB-04, MGB-08 y MGB-13. Estos pozos han penetrado los yacimientos A-9 y

A-10 correspondientes a las Arenas Basales de Paují y las unidades B-0, B-1 y B-2 de la Fm. Misoa. Por el tipo de sedimentación, las arenas van perdiendo su espesor y su calidad como roca yacimiento hacia el Norte. Hacia el área del MGB-35 la arena A-9 se presenta con buena calidad y con espesores considerables, sin embargo, hacia el área del MGB-08 esta arena cambia a facies lutíticas. Lo anterior se debe que hacia la zona Norte la secuencia sufre un acuñamiento estratigráfico, pues se aleja de la fuente de aporte de sedimentos, ubicada al Sur del campo. Este acuñamiento es observado a nivel de las Arenas Basales de Paují, las cuales desaparecen totalmente en la zona Norte del campo cerca de los pozos MGB-13, MGB-20 y MGB-17, dando lugar a la secuencia lutítica de la Fm Paují.

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

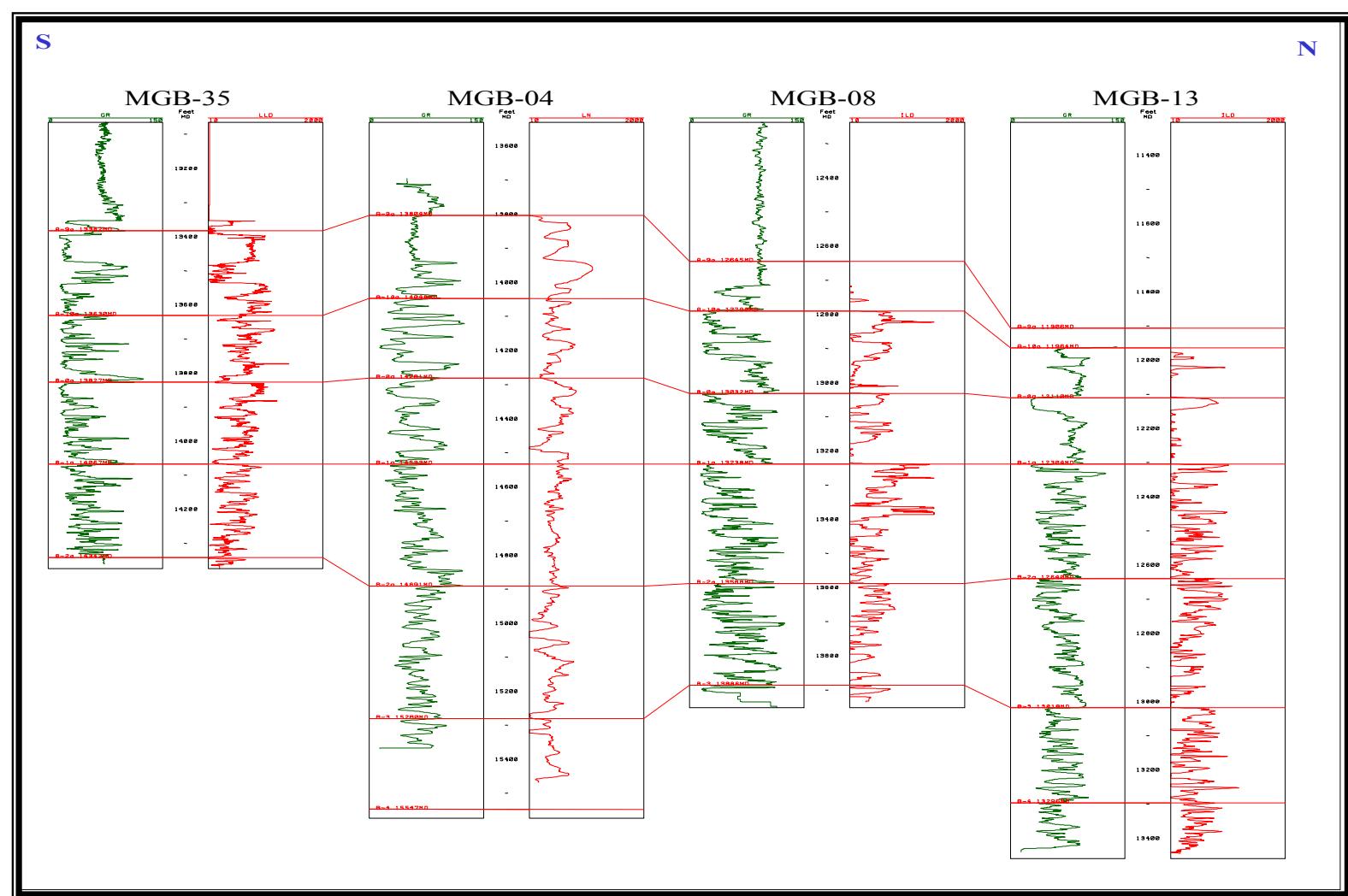


FIGURA 2.12 Sección Estratigráfica del Campo Barúa en sentido S-N. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

2.2.3 CARACTERIZACIÓN SEDIMENTOLÓGICA.

En el campo Barúa, los yacimientos Eocenos (Formación Misoa y Arenas Basales de la Formación Paují), se caracterizan por ser barras litorales y barras distales depositadas en un ambiente nerítico interno-externo (zona de anteplaya baja a superior), como lo evidencian los datos bioestratigráficos, la asociación icnológica Skolithos-Cruziana (**Ver FIGURA 2.13.**), las asociaciones verticales de facies y las estructuras sedimentarias, presentes en el área (Escandón y Moreno, 1998)

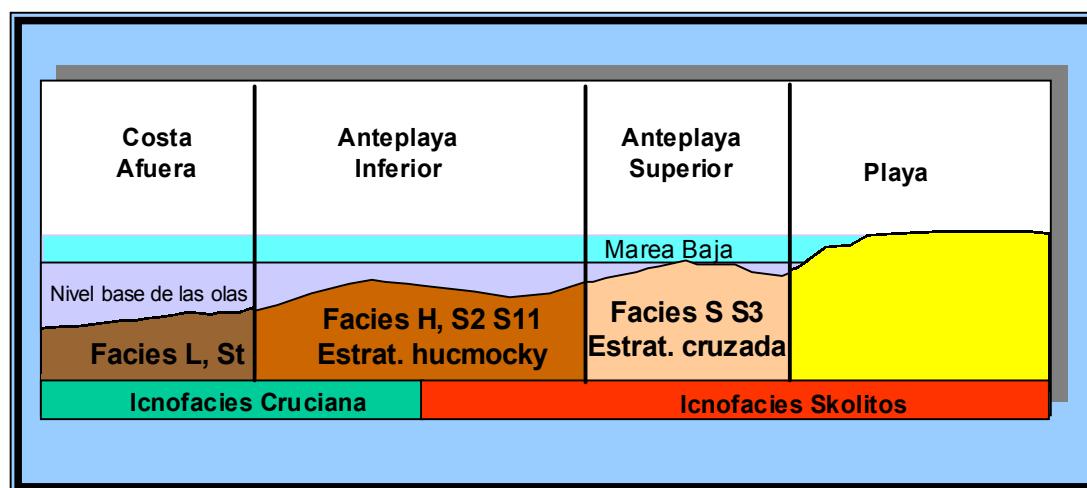


FIGURA 2.13 Morfología de la paleocosta donde se desarrollan los sistemas de barras litorales.
Tomada y modificada de Escandón y Moreno (1998).

Las secuencias de lutitas negras fueron depositadas en ambientes de baja energía y aguas profundas en el área costafuera. La deposición de secuencias granocrecientes son el producto de la progradación y del avance de la línea de costa hacia el Norte.

Las secuencias progradantes depositadas son A-10 y A-9. Sobre A-9 comienzan a depositarse las lutitas de Paují, las cuales representan el mayor evento transgresivo del área.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

3. MARCO TEÓRICO.

A continuación se presenta un breve marco teórico que resume los conceptos básicos para el entendimiento, realización y desarrollo de una evaluación petrofísica, la cual permite a su vez la obtención de la base de datos petrofísicos necesaria en cualquier estudio de evaluación de yacimiento.

3.1 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS.

El conocimiento de las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia en la evaluación de formaciones. A continuación se van a definir las siguientes propiedades de las rocas:

3.1.1 Resistividad de la Formación.

La resistencia que ofrece un material al flujo eléctrico es directamente proporcional a la longitud del material e inversamente proporcional a su área, como se expresa a continuación:

$$r \text{ (resistencia)} = R \text{ (resistividad)} \frac{\text{Longitud}}{\text{Área}}$$

Despejando la resistividad se tiene:

$$R = rA \quad \text{Ohm.m}^2$$

$$L \quad m$$

La resistividad de la formación constituye una propiedad muy importante para indicar litología y contenido de fluido. La mayoría de los minerales constituyentes de las rocas al igual que los hidrocarburos, no son conductores de la electricidad o sea que son resistentes. En las rocas sedimentarias la parte sólida está formada por minerales no conductores de la electricidad tales como cuarzo, silicatos, carbonatos, etc. Estas rocas conducen la electricidad solamente debido a la presencia de fluidos conductivos dentro de los espacios porosos interconectados, como es el agua de formación.

3.1.2 Resistividad del Agua de la Formación.

La resistividad del agua de formación es uno de los parámetros más importantes en el análisis de registros a hoyo abierto, puesto que el valor de Resistividad del Agua de Formación (R_w) es requerido para calcular la saturación de fluidos en el espacio poroso de la roca reservorio.

Variaciones considerables en la salinidad del agua pueden ocurrir dentro del área. Ocasionalmente, la salinidad es totalmente diferente en la misma roca yacimiento o en ambos lados de la falla sellada. Las variaciones de salinidad pueden ocurrir en cortas distancias, tanto verticales como horizontales. La filtración a través de las arcillas es aparentemente uno de los mecanismos primarios causantes de cambios inusuales de la salinidad.

Las resistividades del agua pueden oscilar de 0,01 a varios ohm-m a la temperatura del reservorio. La resistividad del agua de formación (R_w) es frecuentemente más fácil de determinar, pero ocasionalmente se hace difícil encontrar un valor exacto para este importante parámetro petrofísico. Varias fuentes o métodos son usados para determinar la resistividad del agua de formación (R_w) tales como:

- Catálogos de información de resistividades del agua.
- Mediciones de resistividad y temperatura de una muestra de agua producida en el reservorio.
- Análisis químico de una muestra de agua producida en el reservorio.
- Cálculo de R_w partiendo de la curva de Potencial Espontáneo (SP).

3.1.3 Temperatura de la Formación.

En vista de que la resistividad de las soluciones acuosas está en función de la temperatura y para interpretar cuantitativamente los registros, es necesario conocer la resistividad del agua de la formación y del barro de perforación a la profundidad de la formación que nos interesa, por consiguiente, es preciso determinar la temperatura de un pozo a cualquier profundidad.

La temperatura de las formaciones es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico (la proporción en que aumenta la temperatura de acuerdo a la profundidad) del área considerada.

3.1.4 Porosidad.

Es el porcentaje o fracción de los espacios vacíos o poros entre granos en relación con el volumen total de la roca y representa la capacidad que tiene una roca de almacenar fluidos. Para que un yacimiento sea comercialmente productivo debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen apreciable de hidrocarburos. Por tanto, la porosidad es un parámetro muy importante de las rocas productivas.

En los cálculos la porosidad puede expresarse en porcentaje o en fracción decimal. Por definición, la porosidad es el volumen vacío de roca (aquel lleno de fluido) dividido por el volumen total de roca.

3.1.5 Saturación de Fluidos.

Los sedimentos al depositarse lo hacen conteniendo agua del ambiente sedimentario correspondiente en el espacio poroso intergranular, es decir, que se depositan conteniendo cien por ciento de agua connata en el espacio poroso. La saturación de fluidos de una roca es, por lo tanto, la relación entre el volumen de fluidos contenido en su espacio poroso y su volumen poroso total.

La fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina “Saturación de Agua” ó S_w , la fracción restante, contentiva de petróleo o gas, se denomina “Saturación de Hidrocarburo” o S_h , como uno es el complemento del otro, entonces $S_h = (1 - S_w)$.

3.1.5.1 Saturación de Agua Irreducible (s_{wi}).

Está representada por el en el contacto entre los granos y en los intersticios más pequeños. Su valor varía entre 0.05 (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.4 (40%) o más en las formaciones de granos muy

finos con alta superficie específica. El agua irreducible no fluirá cuando la formación se somete al proceso de producción de agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos. (Panesso, 1997).

3.1.6 Permeabilidad.

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la capacidad de la roca 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; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva, aunque no necesariamente con la porosidad absoluta.

Los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad, es decir, el tamaño, el empaquetamiento y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño, y el grado de litificación (cementación y consolidación). La cantidad, distribución y clase de arcilla presente en la roca de acumulación tiene un efecto considerable sobre la permeabilidad a los líquidos, especialmente si el fluido reacciona con las arcillas. (**Ver FIGURA 3.1**).

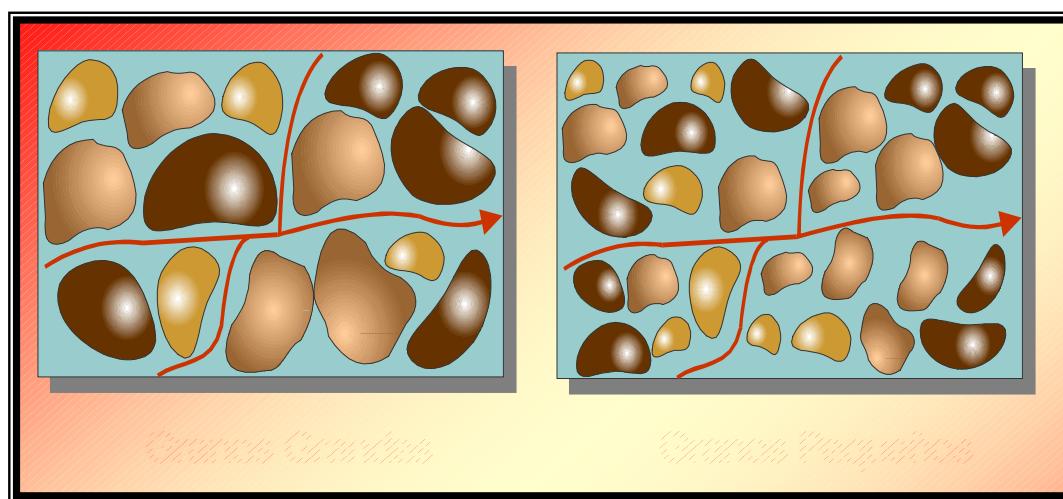


FIGURA 3.1. Permeabilidad de los fluidos.
Tomado y Modificado de Bracho 1999.

3.1.6.1 Tipos de Permeabilidad.

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

- Permeabilidad absoluta (K): Cuando existe una sola fase, la cual satura 100% el medio poroso.
- Permeabilidad Efectiva (Ke): Cuando existe más de una fase saturando el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente. Esta permeabilidad es función de la saturación del fluido considerado, y es siempre mayor que la permeabilidad absoluta.
- Permeabilidad Relativa(K_r): Se refiere a la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la permeabilidad absoluta. Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido ($i =$ petróleo, gas o agua), se expresa en forma fraccional y siempre será menor o igual a la unidad.

$$K_r = K_e / K_{base}$$

El tamaño de los poros, y por ende el tamaño de granos, determinan el valor de Saturación de Agua Irreducible (S_{wi}). A mayor tamaño de poro, es menor S_{wirr} . Arenas de grano muy fino pueden producir petróleo limpio aun en presencia de alta S_w . (**Ver FIGURA 3.2**).

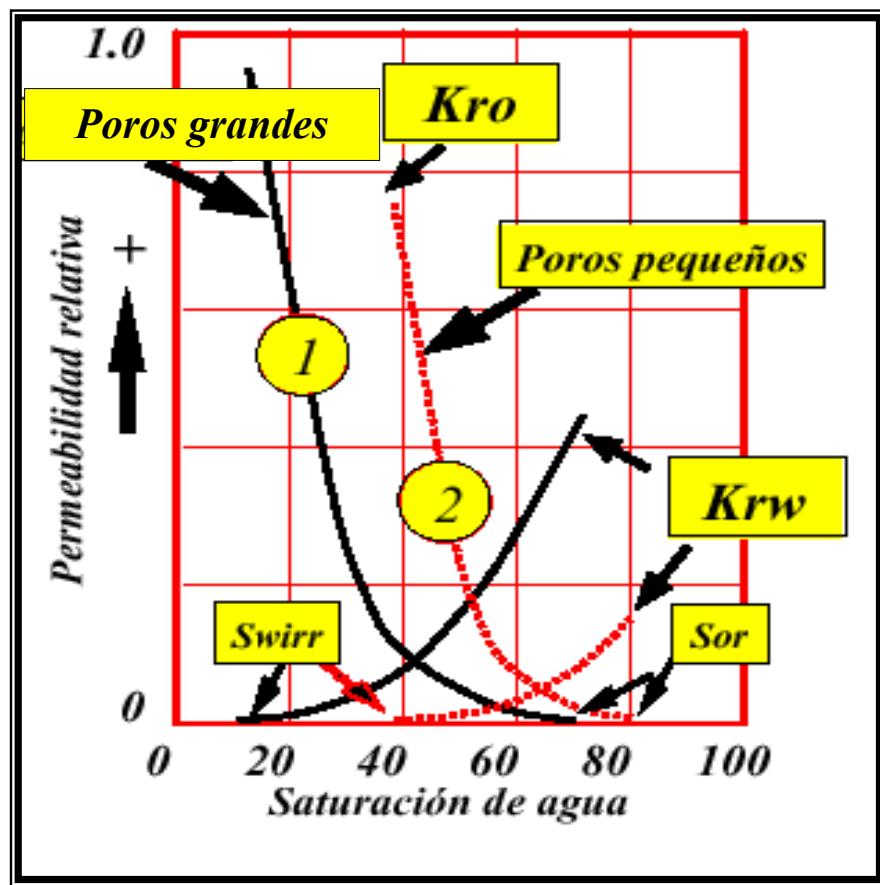


FIGURA 3.2 Gráfico que muestra las curvas de permeabilidad relativa con sus respectivos valores. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

3.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.

3.2.1 Presión Capilar.

La presión capilar puede ser definida como una fuerza por unidad de superficie resultante de la interacción de estas fuerzas superficiales y la geometría del medio en el cual actúan. Para un tubo capilar, la presión capilar (P_c) es definida en términos de la tensión interfacial entre los fluidos, σ , el ángulo de contacto de la interface entre los dos fluidos y el tubo, θ_c , y el radio del tubo r_t . (Flores y Dellan, 1996) Esta relación se expresa en la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta_c}{r_t}$$

El ángulo de contacto es medido a través del fluido más denso. (Ver FIGURA 3.3).

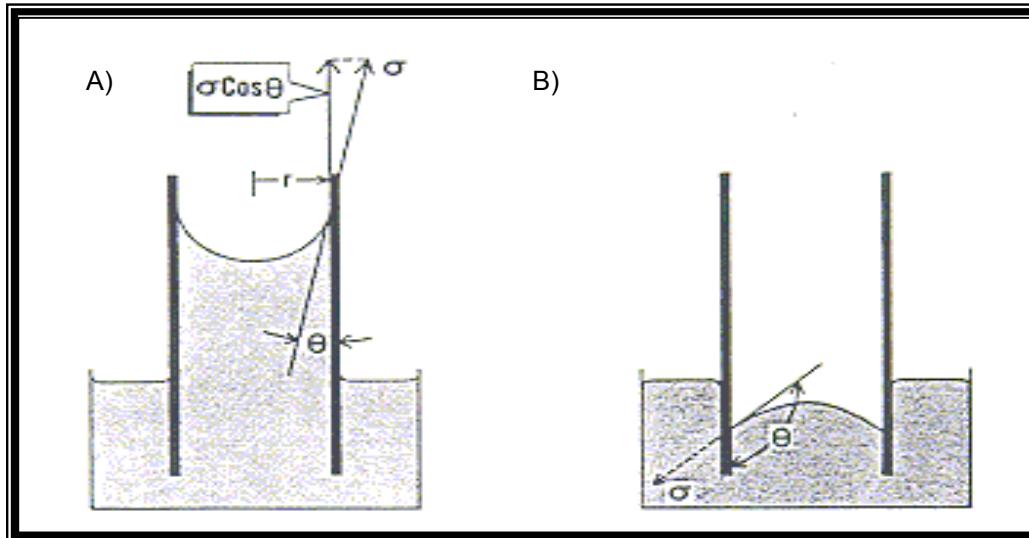


FIGURA 3.3 A) Elevación capilar de un fluido mojante; B) Depresión capilar de un fluido no mojante. Tomado de Schlumberger 1980.

3.2.1.1 Componentes de la Presión Capilar.

- Cohesión (atracción de moléculas entre sustancias parecidas): este es el factor más importante para la generación de la tensión superficial entre dos fluidos inmiscibles.
- Adhesión (atracción de moléculas entre dos sustancias no similares): este es el factor más importante para la atracción de un fluido a la superficie de los poros de la roca.
- Un ángulo de contacto se forma cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto entre sí y con un sólido.
- La fase mojante es la que preferencialmente humecta al sólido. La fase no mojante tiene poca o ninguna afinidad con el sólido.
- El menisco o depresión que se forma en un líquido contenido en un tubo fino, es el resultado de la tensión superficial y la preferencia de humectabilidad de la fase mojante, lo cual se denomina capilaridad.

3.2.1.2 Usos de los Datos de Presión Capilar.

Los resultados de las pruebas de presión capilar, son muy útiles en la caracterización petrofísica de los yacimientos. (Flores y Dellan, 1996) Se pueden usar para:

- Determinar la distribución de fluidos en el yacimiento.
- Determinar saturación de agua irreducible.
- Ayuda en la determinación de la calidad de la roca.
- Diferenciar zonas rentables de las no rentables.
- Relacionar la saturación de agua con la permeabilidad, porosidad, y altura de la superficie libre de la mesa de agua para los subsecuentes cálculos de reservas.
- Ayuda en la evaluación de registros derivados de la saturación de agua.
- Estimación de zonas de transición y nivel libre del agua.

3.3 ANÁLISIS DE NÚCLEOS.

El análisis de núcleos es parte muy importante del programa general de evaluación de un yacimiento, pues facilita la evaluación directa de sus propiedades y provee bases para la calibración de otras herramientas de evaluación, como los perfiles de pozos mediante las correlaciones entre estos y el “Core Gamma” del núcleo (registro del núcleo). No se le puede tomar núcleos a todos los pozos porque tal operación es costosa; sin embargo, los planes iniciales de desarrollo de un yacimiento deben tomar en cuenta la extracción de núcleos en un número razonable de pozos. Los análisis de núcleo pueden ser Convencionales y Especiales. (Flores y Dellan, 1996)

3.3.1 Análisis Convencionales de Núcleos.

Para este tipo de análisis las medidas de volúmenes de líquidos extraídos de los tapones o núcleos y la sumatoria de los mismos permiten estimar la saturación de los fluidos y la porosidad. La permeabilidad absoluta se

MARCO TEÓRICO

mide utilizando aire o agua como fase fluyente aplicando la Ley de Darcy. La densidad de los granos se mide pesando la muestra previamente limpia y luego saturándola con un fluido de densidad conocida: la diferencia de peso da la porosidad total y la densidad de la roca. Todos estos análisis básicos se realizan a condiciones atmosféricas. (**Ver TABLA 3.1.**)

Tipos de Ensayos	Método	Parámetros	Unidad	Observaciones
Saturación de fluidos	Destilación Soxhlet Dean-Stark Centrífuga Retorta	Sw, Sh, Sg, ϕ_t	%	<ul style="list-style-type: none"> • Σ de fluidos • Destructivo
Porosidad	Volumétrico Porosímetro Picnómetro	ϕ_t , ρ_{gr} , ϕ_e	%	
Permeabilidad		Kh, Kv	Md	
Densidad de granos	Volumen	ρ_{ma} , ϕ_t	gr/cc	

TABLA 3.1. Modelo de Análisis Convencionales de Núcleos.

3.3.2 Análisis Especiales de Núcleos.

Los análisis especiales comprenden pruebas que suplementan a los análisis básicos, e incluyen análisis de ingeniería de yacimientos, de perforación y completación (pruebas de daños de formación utilizando lodos y aditivos) , petrofísicos y petrográficos. Los más utilizados se muestran en la **TABLA 3.2.**

Los análisis de ingeniería de yacimientos comprenden pruebas de presión capilar, permeabilidad relativa, comprensibilidad del volumen poroso y humectabilidad, los cuales son utilizados para la predicción y evaluación del comportamiento del yacimiento y en la implementación de métodos de recobro mejorado.

Tipos de Ensayos	Método	Parámetros	Unidad	Observaciones
Presión Capilar	Celda de restauración Centrífuga Inyección – Hg	Pc	psi	Muestras pueden ser utilizadas con procedimientos lentos Destructiva (Hg)
Permeabilidades Relativas	Desplazamiento: Estado Estable, Estado Inestable	Kw, Ko, Kg	Ko/Kw Ko/Kw Ko/Kw	Amott USBM
Comprensibilidad Del Volumen Poral	Presión Uniaxial O Triaxial	$\Delta\phi$, ΔK	Relación	Presión Hidrostática
Humectabilidad	Imbibición y Desplazamiento Ángulo de contacto	θ_c		Amott Usbm Critla Mineral
Daño De Formación	Desplazamiento	SKIN	S/D	Dinámico
Mecánica De Rocas	Presión Uniaxial o Traxial	Módulos y Constantes Elásticas	S/D, Psi	Condiciones Estáticas y Dinámicas
Petrofísica	Índice de resistividad. Capacidad de intercambio de cationes.	F, m, n CEC	S/d Meq/gr	Desaturación $BaCl_2$
Petrografía		Identificación de minerales	Fracción o %	XRD SEM EDS FTIR

TABLA 3.2. Modelo de Análisis Especiales de núcleos.

3.4 PERFILES DE POZOS.

Los dispositivos de perfilaje que bajan al pozo son diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de un registro a lo largo de todo el pozo. Una gran cantidad de dispositivos basados en estos principios de medición han sido diseñados y utilizados en la industria petrolera desde el año 1927, muchos de ellos están fuera de uso, otros han sido mejorados con las nuevas tecnologías. (CIED, 1998).

MARCO TEÓRICO

Los perfiles de pozos, gráficamente son registros dispuestos sobre diversos tracks, en los cuales se busca plasmar a través de las características inherentes a la roca y los fluidos contenidas en estas, la ubicación de los posibles reservorios de hidrocarburos comercialmente explotables. En el encabezado de los registros de pozos (**Ver FIGURA 3.4**) se encuentran datos básicos acerca de las condiciones iniciales a las cuales fue tomado, como por ejemplo: la profundidad total, la resistividad del filtrado de lodo de perforación, la temperatura y presión de fondo, la densidad, viscosidad del lodo, etc. Estos datos son utilizados para complementar la información requerida por los diferentes software para realizar la evaluación petrofísica. (CIED, 1998)

Para llevar a cabo una evaluación petrofísica se requiere como mínimo: registros de densidad (FDC), registros Gamma Ray, registros Eléctricos o inducción y de todos aquellos que puedan existir en el pozo.

COMPANY: PDVSA				
WELL: MGB-39				
FIELD: BARUA				
GABARRA: LF-19		COUNTRY: VENEZUELA		
Schlumberger				
TLD-HCAL-CNL-GR				
ESCALA 1:200				
LINEAL				
GABARRA Field Location Well Company	AQYD-1		Elev K.B 46 F G.L 14 F D.F -45 F	
	Permanent Datum NIVEL DEL LAGO Log Measured From E M R Drilling Measured From E M R		Elev 0 F 450 F above Perm Datum	
LOCATION MUD	ESTADO ZULIA	Max Well Deviation 9 DEG	Longitude E 289764.62	
	Latitude N 1062545.79			
	Logging Date	1-MAR-1998		
	Run Number	1		
	Depth Driller	14270 F		
	Schlumberger Depth	14283 F		
	Bottom Log Interval	14265 F		
	Top Log Interval	13532 F		
	Casing Driller Size @ Depth	9 625 IN	@ 13675 F	@
	Casing Schlumberger	13732 F		
	Bit Size	8 375 IN		
	Type Fluid in Hole	BARADRIL-N		
	Density	Viscosity	9 35764 LB/G	52 S
	Fluid Loss	PH	3 2 C3	95
	Source Of Sample	TANQUE		
	RM @ Measured Temperature	0 228 OHMM		@ 81 DEGF
	RMF @ Measured Temperature	0 185 OHMM		@ 81 DEGF
	RMC @ Measured Temperature	0 295 OHMM		@ 77 DEGF
Source RMF	RMC	PRENSA		
RM @ MRT	RMF @ MRT	0 061 @ 240	0 066 @ 240	
Maximum Recorded Temperatures	240 DEGF			
Circulation Stopped	Time	28-FEB-1998	20 00	
Logger On Bottom	Time	1-MAR-1998	9 00	
Unit Number	Location	3099 LVE		
Recorded By	F MARCANO/ P AGUILLO			
Witnessed By	WALDO PAREDES			

FIGURA 3.4 Encabezado del Registro de Pozo MGB-39.
Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

3.4.1 Perfiles Resistivos.

3.4.1.1 Perfil de Potencial Espontáneo (SP).

Es un registro continuo de diferencia de potencial entre dos electrodos, uno móvil dentro del pozo (el capta la señal) y el otro electrodo es fijo y esta colocado en la superficie el cual esta a un potencial constante, todo el registro

continuo es función de la profundidad y expresado en milivoltio. Este perfil es utilizado para las evaluaciones petrofísicas y la determinación de litologías.

Para que el SP pueda desarrollarse en el pozo tiene que haber un fluido conductor (lodo a base de agua), y además que el agua del lodo sea mas dulce que el agua de formación.

3.4.1.2 Perfiles de Inducción (IEL).

Estos registran la resistividad de los fluidos contenidos en la roca, al paso de la corriente. Las lecturas pueden obtenerse por medición directa de la corriente eléctrica o por la inducción de los campos magnéticos de estas; estos perfiles también ayudan a la interpretación de litologías de baja porosidad (areniscas muy apretadas y carbonatos), con la ayuda de los perfiles densidad/neutron.

Estos registros representan una combinación de curvas eléctricas o de inducción, por lo tanto miden la conductividad de la formación. En este se usan múltiples electrodos los cuales hacen que la corriente fluya en forma lateral hacia la formación y ayuda a tener un mayor diámetro de investigación. La propiedad que determina es la conductividad y permite determinar la resistividad de la zona virgen y la zona invadida con una invasión menor de 100". La curva eléctricas que se pueden destacar son:

3.4.1.3 Perfil de Inducción Doble.

Es una de las mediciones mas utilizada especialmente cuando los diámetros de invasión son grandes. Este registro incluye entre sus curvas una de rayos gamma además de tres curvas de resistividad con penetraciones diferentes. (DRESSER, 1974)

- La curva de penetración poco profunda se obtiene con un instrumento que mide la resistividad de la zona limpia e invadida (**R_{xo}**).
- La curva intermedia mide las resistividades combinadas de las zonas limpia e invadida (**R_i**).

- La curva profunda mide principalmente la resistividad de la zona no contaminada o zona virgen. (**Rt**).

3.4.2 Perfiles Acústicos.

3.4.2.1 Perfil Sónico Compensado (BHC).

Es el registro continuo del tiempo que emplea una onda sonora compresional en atravesar un pie lineal de formación, ese tiempo empleado por la onda en realizar ese viaje se denomina tiempo de tránsito y se expresa en Δt (microseg/seg). Es un perfil que sirve para determinar la porosidad.

3.4.3 Perfiles Radioactivos.

3.4.3.1 Registros de Rayos Gamma (Gamma Ray).

La curva de rayos gamma es simplemente una medición de la radiación natural de la formación y generalmente refleja el contenido de arcilla o lutita de las rocas sedimentarias. Los elementos altamente radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas; por consiguiente, lutitas y arenas lutíticas muestran una radioactividad alta, en tanto que arenas limpias generalmente exhiben niveles bajos de radioactividad. En otras palabras la curva de rayos gamma (impulsos de ondas electromagnéticas de energía alta) permite diferenciar las lutitas y posibles rocas almacenadoras. Entre los elementos radiactivos más frecuentes en la formación tenemos el Torio, Potasio, Urano, etc. ya sea en mayor o menor proporción. (DRESSER, 1974)

Este tipo de registro introdujo la innovación de ser corridos a hoyo desnudo o a hoyo entubado y que el fluido conductor no tiene incidencia en la curva, solo que cuando se utilizan los registros a hoyo revestido debe hacerse la corrección por efecto de hoyo ya que la excentricidad de la herramienta limita la cantidad de rayos gamma que pueda detectar cuando el espesor del cemento es mayor. Las lutitas son las formaciones más radiactivas que existen, por lo tanto la curva de GR lee los más altos valores.

3.4.3.2 Registros de Densidad. Formation Density Compensated (FDC).

Los registros Formation Density Compensated, son capaces de mostrar la densidad de la formación pie a pie a través de principios radioactivos y a partir de estas determinar la porosidad, la litología atravesada, etc. Esto ocurre cuando los rayos gamma de mediana energía comienzan a chocar con los electrones que constituyen el volumen de la formación ya sea roca matriz o los fluidos de la formación, los rayos gamma cuando chocan con los electrones van perdiendo energía y se dispersan, lo que se conoce como el “Efecto Compton”. Estos rayos dispersos son los detectados por la herramienta.

Ningún registro permite determinar la porosidad directamente por lo cual a partir de la densidad de la matriz y el fluido que contiene se determina el espacio poroso de la siguiente manera (**Ver FIGURA 3.5 y TABLA 3.3**).

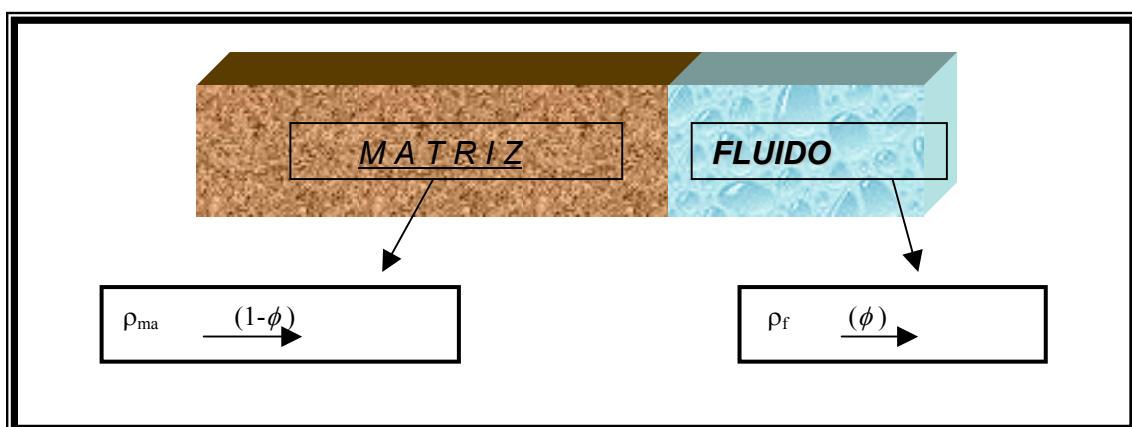


FIGURA 3.5 Densidad de la Formación. Tomado de Bracho 1999.

ROCA	DENSIDAD (gr/cc)
Dolomita	2.87
Calcita	2.72
Caliza (arenas calcáreas)	2.70 – 2.71
Cuarzo (areniscas)	2.65
Arcilla	2.45 – 2.65
Carbón	1.2 – 1.8

TABLA 3.3. Densidades conocidas para diferentes formaciones.

3.4.3.3 Perfil de Neutrón (NPHI).

Permite evaluar la porosidad total de las formaciones bombardeándolas con neutrones para que ellas misma envíen rayos gamma. La herramienta responde a la concentración de hidrógeno presente en la formación, sirven para evaluar formaciones arcillosas, litología compleja y para detectar gas en combinación con el perfil de densidad.

3.4.3.4 Captura Espectroscopia Elemental (ECS).

Mide las concentraciones de los elementos Si, Ca, Fe, S, Ti y Gd en el subsuelo. Estas concentraciones son usadas para realizar el cálculo de la mineralogía formacional expresada en concentraciones de arena (cuarzo, feldespato, mica), arcilla y carbonatos.

3.4.4 Registros en Pozos Entubados.

Una vez cementada la tubería de revestimiento es necesario verificar la calidad de la cementación para saber si las diferentes zonas están debidamente aisladas. Así se constata que no existe comunicación a través del espacio anular comprendido entre el revestidor y la pared del pozo. (Hung, 1997).

3.4.4.1 Registro de Producción (PLT).

Los registros de producción suministran una información completa de la cantidad y tipo de fluidos presentes en los intervalos abiertos a producción / inyección, así como, determinación de anomalías de la completación, flujos cruzados, soporte para diseño / evaluación de fracturamientos, etc.

3.5 EVALUACIÓN DE FORMACIONES DE ROCAS CLÁSTICAS.

A través de las técnicas de interpretación de los perfiles puedan evaluar la capacidad de almacenamiento y de producción de hidrocarburos de las rocas clásticas, específicamente de las formaciones limpias y arcillosas.

3.5.1 Formaciones Arcillosas.

La presencia de arcillas en las rocas de yacimiento ejerce influencias muy importantes en las lecturas de todos los dispositivos de perfilaje. Estas causan una reducción en la resistividad de las arenas, porque son buenos conductores eléctricos, y generalmente, causan un aumento en las lecturas de los perfiles de porosidad.

Una formación arcillosa con hidrocarburos puede exhibir una resistividad muy similar de aquella mostrada por una arena limpia y acuífera cercana, o por una lutita adyacente. Demasiada arcilla en la roca-yacimiento puede matar su permeabilidad; sin embargo, una cantidad modesta, si está diseminada por los poros, puede ser beneficiosa al atrapar agua intersticial y permitir una producción comercial de las zonas de alta Sw.

3.5.1.1 Arcillosidad.

Se presenta en arenas que tiene en su composición mineralógica granos, láminas, etc., de arcilla, que afectan o no ciertas propiedades de la formación. Las arcillas son componentes comunes de las rocas sedimentarias, son aluminosilicatos. Dependiendo del medio en que se han desarrollado, pueden ser de distintos tipos básicos: Montmorillonita (Esmectita), illita, clorita o caolinita.

Los tamaños de las partículas de las arcillas son muy pequeños. Por este motivo las arcillas pueden captar de manera muy efectiva grandes cantidades de agua, las cuales no fluyen, pero contribuyen a las respuestas de los perfiles. Si por una parte pueden tener una buena porosidad, por otra, su permeabilidad es esencialmente cero. Por lo tanto, las lutitas puras son de escaso interés para la producción de hidrocarburos. Por otro lado, las arenas o carbonatos que contiene cantidades modestas de arcilla, pueden ser productoras importantes de hidrocarburos.

A continuación se describen las diferentes maneras para establecer los modelos de Arcillosidad, los cuales sirven para realizar sensibilidades que permitan seleccionar el modelo más adecuado:

- **Determinación del Volumen de Arcilla (V_{sh}) a partir del GR (Modelo Lineal).**

El volumen de arcilla calculado a partir de la curva GR recibe el nombre de Índice de Gamma Ray (I_{GR}) y está definido por:

$$I_{GR} = \frac{GR_{leido} - GR_{arena}}{GR_{arcilla} - GR_{arena}}$$

Donde:

I_{GR} : Índice de arcillosidad por GR.

GR_{leido} : GR leído en la zona a evaluar.

GR_{arena} : GR en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico.

$GR_{arcilla}$: GR en las arcillas del intervalo geológico.

- **Determinación del Volumen de Arcilla (V_{sh}) a partir de la curva de SP.**

El volumen de arcilla calculado a partir de la curva SP está dado por:

$$V_{sh}_{SP} = \frac{SP_{leido} - SP_{arena}}{SP_{arcilla} - SP_{arena}}$$

Donde:

V_{sh}_{SP} : Volumen de arcilla de SP.

SP_{leido} : SP leído en la zona a evaluar.

SP_{arena} : SP en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico.

$SP_{arcilla}$: SP en las arcillas del intervalo geológico.

Esta metodología se empleara para pozos con información de perfiles antiguos, dependiendo en alto grado de la condición del registro para cada pozo evaluado.

- **Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh) a partir de los perfiles Densidad-Neutrón.**

El volumen de arcilla calculado a partir de las curvas de Densidad y Neutrón, está definido por:

$$Vsh_{DN} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}}$$

Donde:

Vsh_{DN} : Volumen de arcilla a partir de las curvas Densidad-Neutrón.

ϕ_N : Porosidad neutrón leída en la zona a evaluar.

ϕ_D : Porosidad densidad leída en la zona a evaluar.

ϕ_{Nsh} : Porosidad neutrón de la lutita.

ϕ_{Dsh} : Porosidad densidad de la lutita.

- **Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh) a partir de la relación de Clavier.**

El volumen de arcilla a partir de Clavier está definido por:

$$Vsh_{CLAVIER} = 1.7 - (3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2)^{0.5}$$

Donde:

$Vsh_{Clavier}$: Volumen de arcilla por Clavier.

I_{GR} : Índice de Arcillosidad por GR.

- **Determinación del Volumen de Arcillosidad (Vsh) a partir de la relación de Steiber.**

El volumen de arcilla a partir de Steiber está definido por:

$$Vsh_{Steiber} = \frac{0.5 * I_{GR}}{1.5 - I_{GR}}$$

Donde:

$Vsh_{Steiber}$: Volumen de arcilla por Steiber.

I_{GR} : Índice de arcillosidad por GR-

- **Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh) a partir de la relación de Larinov-**

El volumen de arcilla a partir de Larinov está definido por:

$$Vsh_{Larinov} = 0.083 * (2^{3.7*I_{GR}} - 1)$$

Donde:

$Vsh_{Larinov}$: Volumen de arcilla por Larinov.

I_{GR} : Índice de arcillosidad por GR.

Se ha observado que la Arcillosidad calculada a partir de estas vías, generalmente resulta ser mayor que el volumen de arcilla real de la formación, por eso muchos petrofísicos los llaman indicadores de Arcillosidad (Ish) y no volumen de arcilla. La **FIGURA 3.6** muestra algunas de las relaciones que se usan actualmente. (Schlumberger, 1975).

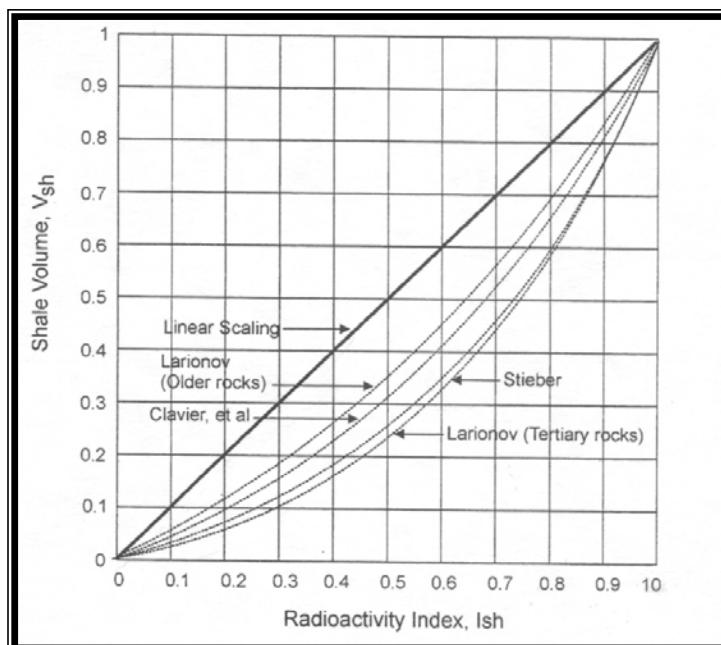


FIGURA 3.6 Relación entre Index Radioactivity (Ish) y el Volumen de Arcilla (Vsh)
Tomado de Schlumberger 1980.

3.5.2. Modelos de Porosidad.

3.5.2.1 Arenas Limpias.

La porosidad se determina directamente a partir de uno de los registros de porosidad mediante las siguientes ecuaciones:

- Registros de Densidad:

$$\phi = \phi_d = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\phi_{ma} - \phi_f)}$$

- Registro Sonico:

$$\phi = \phi_S = \frac{(\Delta_t - \Delta_{tma})}{(\Delta_{tf} - \Delta_{tma})}$$

- Registro Neutronico:

$$\phi = \phi_N = \phi SNP$$

$$\phi = \phi_N = \phi CNL$$

3.5.3 Saturación de Agua.

El valor de la saturación de agua puede servir tanto para determinar la probabilidad de producción de hidrocarburos de una formación como para determinar el volumen de hidrocarburos existente en un tamaño determinado de yacimiento. La saturación de agua, S_w , se define como la fracción del volumen poroso ocupado por el agua o la relación entre el volumen de agua y el volumen poroso. (Panesso, 1997).

3.5.3.1 Ecuación de Archie.

Es el método que se basa en la combinación de tres propiedades físicas de las rocas, el factor de formación (F) se definió como la relación entre la resistividad de una roca saturada 100% de agua (R_o) y la resistividad del agua que la satura (R_w).

$$F=R_o/R_w$$

3.5.3.1.1 Parámetros Petrofísicos.

- **Factor de Cementación “m” y Coeficiente de Tortuosidad “a”.**

Como el factor de formación viene en función de porosidad, se grafica en papel logarítmico F vs. ϕ y la pendiente de la línea recta será el factor de Cementación “ m ” y “ a ” será el intercepto a la porosidad fraccional. Para valores de porosidades menores de 10 % se recomienda esta prueba a presión de sobrecarga, las cuales pueden indicar diferencias insignificantes en las relaciones de Factor de formación- porosidad, pero la constante de cementación “ m ” es mayor bajo condiciones de sobrecarga, y aunque la porosidad cambia ligeramente, la reducción en el espacio poroso origina diferencias bastante notables en la resistividad; siendo la máxima presión aplicable igual a la mitad de la profundidad.

En areniscas normales este valor está alrededor de 2, para calizas o formaciones carbonatadas o con baja porosidad, la Shell propone la siguiente relación:

$$m = 1.87 + \frac{0.019}{\phi}$$

Para formaciones fracturadas m varía entre 1.3 y 1.4, en formaciones compactas hasta 2.5. A continuación se presentan valores de m para diferentes tipos de roca. (**Ver TABLA 3.4**)

Descripción de la roca	Valor de m
Rocas no consolidadas (arenas flojas, calizas colíticas)	1.3
Rocas escasamente cementadas (arenas del tipo de la costa del Golfo, excepto la Wilcox)	1.4 – 1.5
Rocas ligeramente cementadas (la mayoría de las arenas con una porosidad de 20% o más)	1.6 – 1.7
Rocas moderadamente cementadas (arenas altamente consolidadas con una porosidad de 15% o menos)	1.8 – 1.9
Rocas altamente cementadas (arenas de baja porosidad, cuarcita, caliza)	2.0 – 2.2

TABLA 3.4. Diferentes litologías con su respectivo valor de exponente de cementación.

La **FIGURA 3.7** muestra las relaciones de F y ϕ más usados comúnmente, obsérvese que las relaciones $F = 0.81/\phi^2$ y $F = 0.62/\phi^{2.15}$, dentro del rango de porosidad de 11% a 28% las dos curvas se sobreponen indicando que dan el mismo resultado. (Schlumberger, 1980).

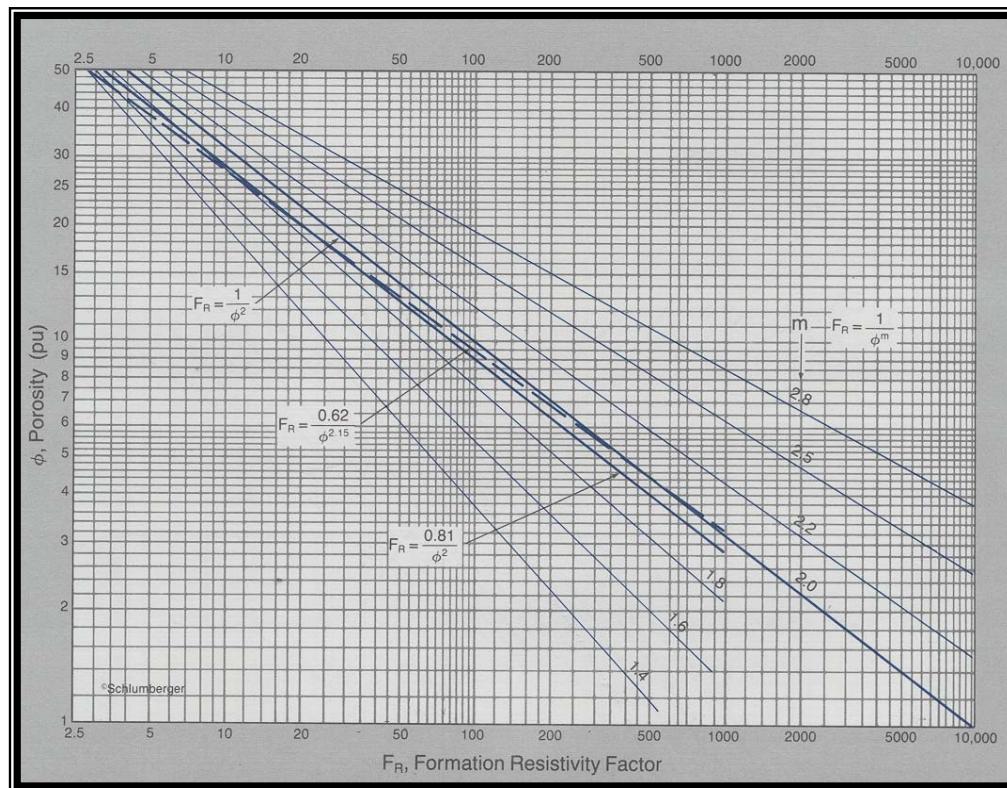


FIGURA 3.7 Factor de Resistividad de Formación vs. Porosidad.
Tomado de Schlumberger 1980.

- **Exponente de Saturación “n”.**

El valor de índice de resistividad está en función de la saturación de agua, en donde se gráfica en papel logarítmico el Índice de Resistividad (IR) vs. Saturación de Agua (S_w), en donde la pendiente de la línea recta será el exponente de saturación “n” y el intercepto de la gráfica es igual a 1.0 y esto ocurre cuando $R_t = R_o$:

La resistividad de las muestras a diferentes saturaciones se obtiene, cuando se realiza la prueba de presión capilar por el método del plato poroso, con este valor de la resistividad verdadera de la formación (R_t) y como se conoce el valor de la resistividad de la muestra 100 % saturada de agua de formación (R_o), se calcula el índice de resistividad a diferentes saturaciones de agua obtenidas.

- **Capacidad de Intercambio de Cationes. CIC.**

En la superficie de las arcillas se produce un intercambio de iones que puede alterar la porosidad y reducir la permeabilidad y la resistividad de la formación, dando origen a valores erróneos de la saturación de agua calculada.

El CIC varía con el tipo y cantidad de arcillas presentes. Se expresa en miliequivalentes por 100 gr. de roca seca y se determina mediante titración. Su uso en las ecuaciones de Waxman-Smith permite calcular la saturación de agua en formaciones arcillosas.

3.5.3.2 Modelos para la Determinación de la Saturación de Agua.

- **Modelo de Simandoux.**

Este modelo empírico está basado en el concepto de la fracción volumétrica de arcilla y es utilizado para el cálculo de la saturación de agua en arenas arcillosas.

Tiene la ventaja de no necesitar parámetros determinados a partir de análisis especiales de núcleos. La arcilla es uno de los componentes más importantes de la roca en el análisis de registros. Además de sus efectos en la porosidad y la permeabilidad, su importancia surge por sus propiedades eléctricas que tienen una gran influencia en la determinación de la saturación de fluidos.

La presencia de arcilla en la roca reservorio es un factor extremadamente perturbador en la evaluación de formaciones. Por una parte complica la

determinación de los hidrocarburos en el lugar, y por otra parte afecta la habilidad del reservorio para producir estos hidrocarburos.

El modelo de saturación viene expresado por la ecuación:

$$Sw = \left[\frac{a * R_w}{\phi_e^m * R_t} + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi_e^m * R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi_e^m * R_{sh}} \right)$$

Donde:

Sw : Saturación de agua.

a : Coeficiente de tortuosidad.

m : Factor de cementación.

n : Exponente de saturación.

R_w : Resistividad del agua de formación, ohm-m.

R_t : Resistividad verdadera de la formación, ohm-m.

R_{sh} : Resistividad frente a la arcilla, ohm-m.

V_{sh} : Volumen de arcilla (Larinov), fracción.

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción.

- **Modelo de Waxman-Smith.**

Teniendo como base extensos trabajos de laboratorio y estudios teóricos, Waxman y Smith propusieron en 1968, una relación de saturación-resistividad para formaciones arcillosas que vinculaban la contribución de la resistividad de la lutita con la resistividad total de la formación y la capacidad de intercambio catiónico de la lutita (CEC, Caption Exchange Capacity).

La ecuación de Waxman Smits para calcular la saturación de agua en arenas arcillosas es la siguiente:

$$Sw = \left[\frac{R_t * \phi^m}{R_w * A} \left(1 + \left(\frac{R_w * B * Q_v}{Sw} \right) \right)^{\frac{1}{n}} \right]$$

Donde:

S_w : Saturación de agua en la zona virgen, fracción.

R_t : Resistividad verdadera en la zona virgen, ohm-m.

R_w : Resistividad del agua de formación, ohm-m.

ϕ : Porosidad, fracción.

m : Factor de cementación corregido por arcilla.

n : Exponente de saturación corregido por arcillosidad.

A : Constante de Archie.

Q_v : Capacidad de intercambio catiónico en la zona virgen, meq/cc

B : Conductancia equivalente de la zona (calculada en base a la temperatura y

R_w). La cual se obtuvo a partir de la siguiente ecuación:

$$B = \frac{0.225 * T - 0.000406 * T^2 - 1.28}{1 + R_w^{1.23} (0.045 * T - 0.27)}$$

Donde:

T : Temperatura de la formación.

R_w : Resistividad del agua de formación, ohm-m.

- **Modelo de Indonesia (Poupon-Leveaux).**

La relación de Poupon-Leveaux fue desarrollada para resolver algunos problemas en el cálculo de las saturaciones de agua en la región del sudeste asiático (Indonesia), y es a menudo referida como la ecuación de Indonesia. La fórmula está integrada en 3 partes: una porción de arena, una porción arcillosa y una porción llamada mecanismo de vínculo cruzado entre los dos tipos de roca (arena y arena arcillosa)

3.6.3 EVALUACIÓN DE FORMACIONES LIMPIAS.

Como se ha venido mencionando, los parámetros más críticos en la evaluación de S_w , son m y n . De acuerdo a numerosos estudios realizados en núcleos de arenisca se han reportado considerables variaciones de los mismos, pudiéndose tomar valores de m en un rango entre 1.5 y 3.0 y de n entre 1.3 y

8.0. La dispersión de los valores es significante, aunque el promedio de los yacimientos más comunes tiende a 2.0 para ambos parámetros. En términos generales se asume que ambos parámetros son iguales.

El parámetro a se considera constante para una litología dada y su valor es de 0.8 1 para areniscas cuando $m = 2.0$; lo que equivale a $a = 0.62$ cuando $m = 2.15$; y en carbonatos se utiliza $a = 1.0$, pero siempre entendiendo que los valores mas confiable de a , m y n son aquellos obtenidos a partir mediciones de muestras de núcleo.

De igual manera, estos valores pueden ser obtenidos con cierto grado de error, a partir de técnicas gráficas como lo son los gráficos de Pickett y Hingle. Ambos métodos tienen la versatilidad de no solo arrojar un valor muy preciso de saturación de agua (S_w), sino de también ayudar a calcular otros parámetros necesarios para lograr una exitosa evaluación durante el perfilaje.

3.7 PROPIEDADES DE ROCA A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEO.

3.7.1 Presión Capilar.

Las curvas de presión capilar obtenidas en núcleos de yacimientos, constituyen una forma de medir la distribución del tamaño de los poros. Tales curvas se obtienen mediante la inyección (forzamiento) de mercurio en el núcleo conteniendo aire o la inyección de petróleo en la muestra conteniendo agua. En estos métodos la cantidad de fluido que entra en el sistema poroso, mediante una definida presión externa aplicada, es medida. El volumen de fluido y la presión determinan un punto de la curva de presión capilar. La presión entonces se incrementa y un nuevo valor de la cantidad de fluido inyectado es medido. En esta forma suficiente información es obtenida para determinar una curva que relaciona volumen y presión.

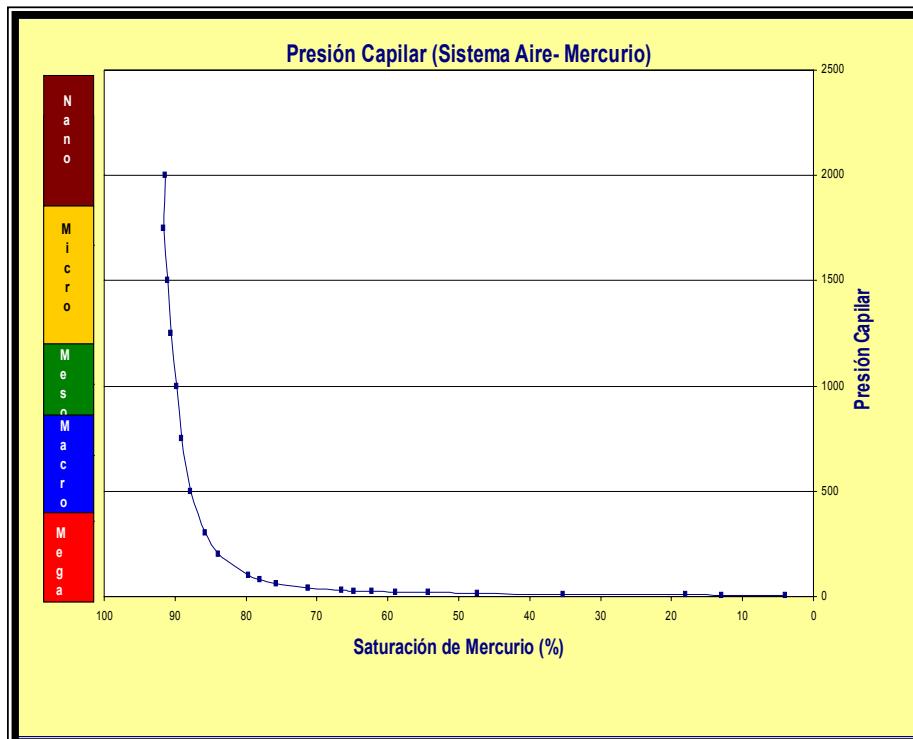


FIGURA 3.8 Curva de Presión Capilar. Tomado de Acosta 2002.

Esta curva, señalada en la **FIGURA 3.8** se llama “Curva de Presión Capilar” y puede ser interpretada como una medida de la distribución del tamaño de los poros presentes en el núcleo. Esto es, el volumen de fluido que entra en la roca a una determinada presión es igual al volumen de poros que tiene un determinado “tamaño” a la presión usada. El máximo volumen de fluido entrante (todo el fluido) a la máxima presión puede ser considerado como el valor de porosidad efectiva.

3.7.2 Petrofacies y Radio de Gargantas de Poros.

En 1952, H. D. Winland descubrió que el radio de las gargantas de los poros medido de la ecuación básica de presión capilar, podía ser estimado a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de núcleos a condiciones de superficie. Combinando estos datos con las pruebas de presión capilar, él desarrolló para 56 muestras de areniscas y 26 de

carbonatos, una relación empírica entre porosidad, permeabilidad al aire y radio de la garganta de poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (R35). La ecuación de Winland se escribe de la siguiente forma:

$$\text{Log}(R35) = 0.732 + 0.588 \cdot \text{Log}(K_{\text{air}}) - 0.864 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

Donde:

- Log R35 = es el radio de apertura de poro correspondiente a un 35% de espacio poroso ocupado por el mercurio en micras (μm).
- K_{air} = es la Permeabilidad Absoluta al aire sin corregir en (md).
- Φ = es la Porosidad en porcentaje.

El radio de garganta de poro R35 se define como el tamaño de la garganta del poro obtenido a partir de la curva de presión capilar donde el fluido no mojante (mercurio) se encuentra saturando el 35 % de la porosidad. El radio de la garganta de poro R35 es una función del tamaño de la apertura y el escogimiento de las gargantas de los poros, y es una buena medida de las gargantas de poros conectadas más grandes que existen en una roca con porosidad intergranular. En la **FIGURA 3.9** se muestra el mercurio en un medio poroso y permeable:

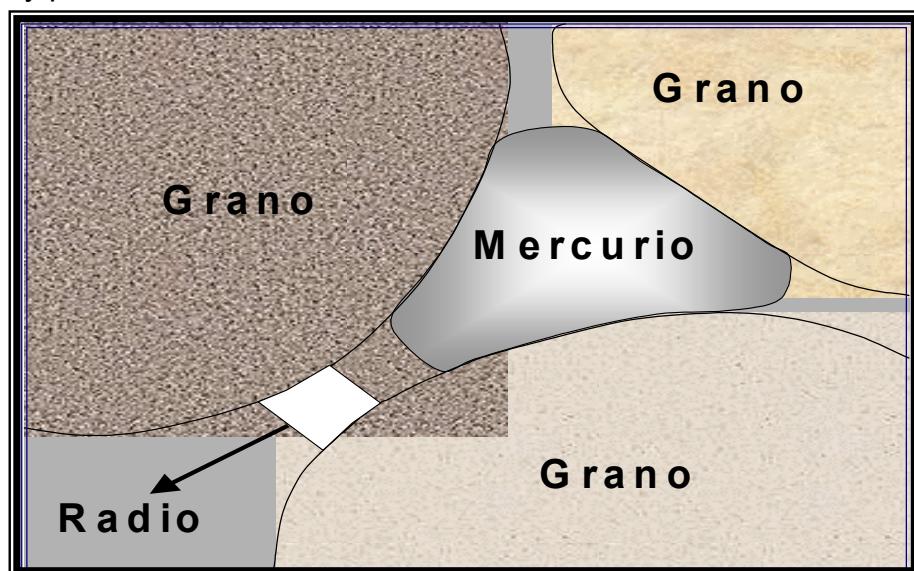


FIGURA 3.9 Mercurio en un medio poroso y permeable.
Tomado de Hernández y Urdaneta 2002.

La clasificación de la geometría de poros esta basada en el tamaño de las gargantas de poros obtenidos a partir de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio. Es aquí, donde por primera vez es introducido en concepto de Petrofacies definiéndose como una unidad de roca con propiedades petrofísicas similares y una relación consistente entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua y radio de gargantas de poros, éstas representan unidades con capacidad de flujo similar. (**Ver TABLA 3.5**).

Tipo de Petrofacies	Tamaño de Garganta de Poro (micrones)
Megaporoso	> 10
Macroporoso	2.5 – 10
Mesoporoso	0.5 – 2.5
Microporoso	0.1 – 0.5
Nanoporoso	< 0.1

TABLA 3.5. Clasificación de las Petrofacies de acuerdo al tamaño de apertura de poro.

De manera gráfica se ha acostumbrado a identificar las Petrofacies con un color, siendo el rojo para la Petrofacies Megaporosa, Azul para la Macroporosa, Verde para la Mesoporosa, Amarillo para la Microporosa y por último Marrón para la Nanoporosa.

El concepto de Winland fue modificado en 1992 por Pittman, quien aplicó un método similar a un conjunto de muestras de núcleos tomados en formaciones comprendidas en Edades desde el Ordovícico hasta el Terciario, estableciendo 14 correlaciones empíricas para radios de gargantas de poros correspondientes a saturaciones de mercurio (Ri) de 10 a 75%:

$$\text{Log}(R10) = 0.459 + 0.500 \cdot \text{Log}(Kair) - 0.385 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R15) = 0.333 + 0.509 \cdot \text{Log}(Kair) - 0.344 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R20) = 0.218 + 0.519 \cdot \text{Log}(Kair) - 0.303 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R25) = 0.204 + 0.531 \cdot \text{Log}(Kair) - 0.350 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R30) = 0.215 + 0.547 \cdot \text{Log}(Kair) - 0.420 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R35) = 0.255 + 0.565 \cdot \text{Log}(Kair) - 0.523 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R40) = 0.360 + 0.582 \cdot \text{Log}(Kair) - 0.680 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R45) = 0.609 + 0.608 \cdot \text{Log}(Kair) - 0.974 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R50) = 0.778 + 0.626 \cdot \text{Log}(Kair) - 1.205 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R55) = 0.948 + 0.632 \cdot \text{Log}(Kair) - 1.426 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R60) = 1.096 + 0.648 \cdot \text{Log}(Kair) - 1.666 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R65) = 1.372 + 0.643 \cdot \text{Log}(Kair) - 1.979 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R70) = 1.664 + 0.627 \cdot \text{Log}(Kair) - 2.314 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

$$\text{Log}(R75) = 1.880 + 0.609 \cdot \text{Log}(Kair) - 2.626 \cdot \text{Log}(\Phi)$$

3.7.3 Unidades de Flujo o Unidades Hidráulicas.

Las unidades hidráulicas están definidas como elementos representativos del volumen total del yacimiento en los cuales las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y predeciblemente diferentes a las propiedades de otros volúmenes de rocas.

Las unidades hidráulicas están relacionadas con la distribución de facies geológicas pero no necesariamente coinciden con los límites de facies. De esta manera, las unidades hidráulicas no son verticalmente contiguas.

Las unidades hidráulicas quedan definidas por:

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

CAPITULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4. MARCO METODOLÓGICO.

4.1 IDENTIFICACIÓN, PREPARACIÓN Y CARGA DE LA INFORMACIÓN.

La calidad de los datos manejados en el estudio, es una variante que depende primeramente de la recopilación de información y la creación de una base completa de datos, siendo así la primera fase de cualquier proyecto, y el punto de partida para la actualización de los registros de pozos.

La disparidad de criterios e interpretaciones entre diferentes autores, la existencia de la información contradictoria, las anomalías y desviaciones en algunos datos básicos, hacen necesario un proceso de validación de la información recolectada, la cual debe realizarce de la siguiente manera:

Pasos para la Recopilación de información:

- 1.- Recopilar la información proveniente de estudios previos y recientes.
- 2.- Identificar los pozos de interés.
- 3.- Recolectar la información de los perfiles de pozos.
- 4.- Verificar la disponibilidad de la información para los pozos de interés.
- 5.- Localizar la información de los núcleos disponibles. Tanto especiales como convencionales.
- 6.- Localizar información dispersa en la Núcleoteca, Biblioteca Corporativa y otros departamentos.

En la recopilación de datos e información manejada para el estudio, se contó con diferentes fuentes:

- Historias de pozos ubicada en las Carpetas de Pozos de cada uno de ellos.
- El estudio realizado por PETRESIM¹, en su fase 2, siendo la integración del estudio en el Campo Barúa

¹ PETRESIM. Compañía contratista que realizo el Estudio Integrado del Campo Barua.

MARCO METODOLÓGICO

- Los archivos en digital de todos los pozos que poseían registros e imágenes Tiff.
- Las carpetas de pozos en papel ubicadas en la unidad.

Disponiendo de estas fuentes, se procedió a la realización de una base de datos (**Ver TABLA 4.1**), la cual comprende la información del encabezado para cada pozo de: elevación de la mesa rotaria (K.B.), profundidades de las corridas de los registros, coordenadas, así como sus correspondientes, densidades (DES), tamaño de la mecha de perforación, y profundidad final del registro.

Adicionalmente se realizó un inventario para todos los pozos del Campo, (**Ver TABLA 4.2**), donde se caracterizó la información de los registros básicos, registros de porosidad y registros especiales; además se realizó una previa revisión de los archivos de pozos, extrayendo la información necesaria sobre los perfiles corridos en cada pozo y así observar cuales de estos registros estaban cargados en la base de datos de las aplicaciones computarizadas como Geoframe², específicamente Petroview³.

² Plataforma Computarizada de la Compañía Schlumbeger.

³ Aplicación Petrofísica de la Plataforma Geoframe de Schlumbeger.

INFORMACION DE REGISTROS DEL CAMPO BARUA													INFORMACION DE LOS REGISTROS DEL CAMPO BARUA			
POZO	UWI	COR	PROF	TIPO REG.	DES	CS	FECHA	KB	G.L	D.F	N	E	COORDENADAS	BIT SIDE	BIT SIZE	
			(PIES)													
MGB0001	007WHMGB0001 1	I	0403-3544	ELECTRICAL LOG	S1	NO	06/09/1957	51	34	50	1070565,23	288386,98	17(1/2)	CLAY		
		II	3538-9092	ELECTRICAL LOG	S1	NO	27/09/1957	51	34	50	1070565,23	288386,98	12(1/4)	GOE		
		III	9053-10405	ELECTRICAL LOG	S1	NO	13/10/1957	51	34	50	1070565,23	288386,98	8(1/2)	*		
		IV	10250-10780	ELECTRICAL LOG	S1	NO	28/10/1957	51	34	50	1070565,23	288386,98	8(1/2)	GOE		
		V	10600-11322	ELECTRICAL LOG	S1	NO	11/11/1957	51	34	50	1070565,23	288386,98	8(1/2)	GOE		
		VI	11222-11724	ELECTRICAL LOG	S1	NO	24/11/1957	51	34	50	1070565,23	288386,98	8(1/2)	GOE		
		VII	11600-12006	ELECTRICAL LOG	S1	NO	06/12/1957	51	34	50	1070565,23	288386,98	8(1/2)	GOE		
MGB0002	007WHMGB0002 1	I	11100-11732	ELECTRICAL LOG	S1	NO	09/05/1958	51	34	50	1073873,5	289597,25	8(1/2)	GOEM		
MGB0003	007WHMGB0003 1	I	422-4024	ELECTRICAL LOG	S1	NO	18/09/1958	42	28	41	1067968,55	286123,37	17(1/2)	OEM		
		II	4006-7243	ELECTRICAL LOG	S1	NO	29/09/1958	42	28	41	1067968,55	286123,37	12(1/4)	OEM		
		III	7000-10244	ELECTRICAL LOG	S1	NO	17/10/1958	42	28	41	1067968,55	286123,37	12(1/4)	OEM		
		IV	9900-11776	ELECTRICAL LOG	S1	NO	27/10/1958	42	28	41	1067968,55	286123,37	12(1/4)	OEM		
MGB0004	007WHMGB0004 1	I	4037-8092	ELECTRICAL LOG	S1	NO	02/05/1959	58	40	57	1062276,77	288688,13	12(1/4)	OEM		
MGB0005	007WHMGB0005 1	II	14910-15467	ELECTRICAL LOG	S1	NO	20/11/1959	58	40	57	1062276,77	288688,13	5(13/16)	GYP-O-BROXIN		
MGB0006	007WHMGB0006 1	I	13150-13889	LATEROLOG	S1	NO	27/04/1965	91	72	90	1064565,28	288314,74	8(1/2)	GOEM		
MGB0007	007WHMGB0007 1	I	12000-13850	DIP METER	S1	NO	11/12/1970	60	46	59	1063631,3	289048,2	8,5/16''	LIGNOSULPHONATE		
MGB0007	007WHMGB0007 2	I	13016-13793	DENSITY LOG	S1	NO	26/12/1973	60	46	59	1064255,49	289436,42	9,5/8-5,18/16''	EMULSION		
MGB0008	007WHMGB0008 1	I	10500-12812	ELECTRICAL LOG	NO	NO	08/08/1971	61	47	60	1065142,08	288600,66	9- (5/8)	LIGNOSULPHONATE		
MGB0008	007WHMGB0008 1	II	12778-13929	ELECTRICAL LOG	NO	NO	24/08/1971	61	47	60	1065142,08	288600,66	5 (13/16)	LIGNOSULPHONATE		
MGB0009	007WHMGB0009 1	I		ELECTRICAL LOG	NO	NO		49	36	48	1066774	289242,14				
MGB0009A	007WHMGB0009A 1	I	12373-13950	DENSITY LOG	NO	NO	04/11/1973	14	*	13	1066704,15	289113,79	5,15/16	LIG-SULF		
MGB0010	007WHMGB0010 1	II	10150-12437	ELECTRICAL LOG	NO	NO	01/10/1973	80	66	79			9(5/8)	UNICAL-MIL-BENTO		
MGB0011	007WHMGB0011 1	I	11212-12128	DENSITY LOG	YES	NO	06/02/1975	49	34	48	1071454,37	289989,15	5(13/16)	POLYMER		
MGB0012	007WHMGB0012 1	I	4194-12817	ELECTRICAL LOG	NO	NO	04/11/1973	64	49	63	1065025,2	289101,92	9(5/8)	LIGNOSULF		
MGB0013	007WHMGB0013 1	I	10500-12951	ELECTRICAL LOG	YES	NO	31/03/1974	62	48	61	106480,05	289694,36	12(1/4)	LIGNOSULF		
MGB0014	007WHMGB0014 1	I	11992-13455	PROXLOG-MICROLOG	NO	NO	24/07/1975	52	37	51	1067820,58	289128,82	8 (3/8)	LIGNOSULF		
MGB0015	007WHMGB0015 1	I	50-499	ELECTRICAL LOG	YES	NO	20/06/1977	54	38	53	1071403,51	291169,93	14(3/4)	WATER		
MGB0015	007WHMGB0015 1	II	12105-13279	DUAL LATEROLOG	YES	NO	10/12/1977	54	38	53	1071403,51	291169,93	5(7/8)	BARITE-BENTO		
MGB0016	007WHMGB0016 1	III	12105-13278	PROXLOG-MICROLOG	YES	NO	12/12/1977	54	38	53	1071403,51	291169,93	5(7/8)	BARITE-BENTO		
MGB0016	007WHMGB0016 1	IV	12800-13650	PROXLOG-MICROLOG	YES	NO	07/01/1978	54	38	53	1071403,51	291169,93	5(7/8)	LIGNOSULF		
MGB0016A	007WHMGB0016A 1	I			YES	NO		34	*	33	1065251,69	293531,39				
MGB0017	007WHMGB0017 1				YES	NO		173	150	173	1067915,67	292362,55				
MGB0018	007WHMGB0018 1				NO	NO		68	47	67	1066365,35	292073,76				
MGB0019	007WHMGB0019 1	I	3496-12075	INDUCTION GR LOG	YES	NO	20/02/1981	101	80	100	1068172,63	290598,84	9(7/8)	INVERMUL		
MGB0020	007WHMGB0020 1	I	12000-13538	INDUCTION ELECTROLOG	YES	NO	14/03/1982	62	41	61	1067488,01	291030,19	9(5/8)	INVERMUL		
MGB0021	007WHMGB0021 1	I	301-4000	ELECTRICAL LOG	NO	NO	27/12/1948	73	30	72	1068555,74	288003,45	17(1/2)	TREATED		
MGB0021	007WHMGB0021 1	II	3902-9155	ELECTRICAL LOG	NO	NO	30/06/1949	73	30	72	1068555,74	288003,45	12(1/4)	TREATED		
MGB0021	007WHMGB0021 1	III	9100-9822	ELECTRICAL LOG	NO	NO	13/02/1949	73	30	72	1068555,74	288003,45	12(1/4)	TREATED		
MGB0021	007WHMGB0021 1	IV	9822-11264	ELECTRICAL LOG	NO	NO	20/03/1949	73	30	72	1068555,74	288003,45	12(1/4)	OIL EMULSION		
MGB0021	007WHMGB0021 1	V	11264-12467	ELECTRICAL LOG	NO	NO	27/03/1949	73	30	72	1068555,74	288003,45	9(7/8)	OIL EMULSION		
MGB0022	007WHMGB0022 1	I	3003-13559	DLL-MSFL-GR-CAL-SP	YES	NO	10/03/1993	*	*	*	1063905,9	288218,37	9,875	LIGNOSULF		
MGB0022	007WHMGB0022 1	II	13562-13943	DLL-GR-SP	YES	NO	24/03/1993	*	*	*	1063905,9	288218,37	17(1/2)	LIGNOSULF		
MGB0022	007WHMGB0022 1	III	12845-13996	DLL-GR-SP-CAL	YES	NO	09/01/1994	27	50	26	1063905,9	288218,37	17(1/2)	LIGNOSULFATO		
MGB0022A	007WHMGB0022A 1	I	9800-13457	DENS LOG	NO	NO	29/02/2000	81	50	80	1063932,72	288218,78	12,25	CARBON CORE		

TABLA 4.1 Información general del encabezado de los registros corridos en los pozos del Campo Barúa.

TABLA 4.2 Inventario de los registros corridos en los Pozos del Campo Barúa

LEYENDA			
D	CURVAS EN DIGITAL	GR	CURVA DE RAYOS GAMMA
D.SC.RECALL	BASE DE DATOS DE RECALL	CAL	CURVA DE CALIBRE O CALIPER
D.SC.CORP	BASE DE DATOS CORPORATIVA	RD	CURVA DE RESISTIVIDAD PROFUNDA
D.SC.CINTA	BASE DE DATOS EN CINTAS	RM	CURVA DE RESISTIVIDAD MEDIA
SP	CURVA DE POTENCIAL ESPONTANEO	RS	CURVA DE RESISTIVIDAD CORTA

4.2 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

Teniendo recolectada toda la información disponible, se procedió a la validación de las curvas, realizando las correcciones al ser comparadas con la información de papel.

Para cumplir con este objetivo, se diseña un Template o Plantilla tipo en el programa, basándose en el número de track o carriles que contiene el registro (**Ver FIGURA 4.1**), donde generalmente se constituye por cuatro carriles, empezando del 1 al 4, de izquierda a derecha:

A continuación se describe el contenido de cada carril:

Carril 1: Se cargan las curvas que describen litología como el Rayos Gamma (GR) o Potencial Espontaneo (SP). Adicionalmente, se presentan las curvas de diámetro de la mecha (BS) y diámetro del hoyo (Caliper), siendo útil para visualizar los derrumbes del hoyo.

Carril 2: Se encuentran las profundidades del registro en pie, así como los marcadores estratigráficos del pozo, siendo los mismos necesarios para su posterior identificación.

Carril 3: Se despliegan las curvas de Resistividad Somera (Rs), Resistividad Profunda (Rd) y Resistividad mediana (Rm).

Carril 4: En este ultimo carril se ubican las curvas para el calculo de la porosidad, especialmente la curva de Densidad (Rhob), Neutrón (Nphi) y Sonico (DT) y se añade una ultima curva como es el Factor Fotoeléctrico (Pe) si existe, donde el mismo ayuda a corroborar la litología ya identificada.

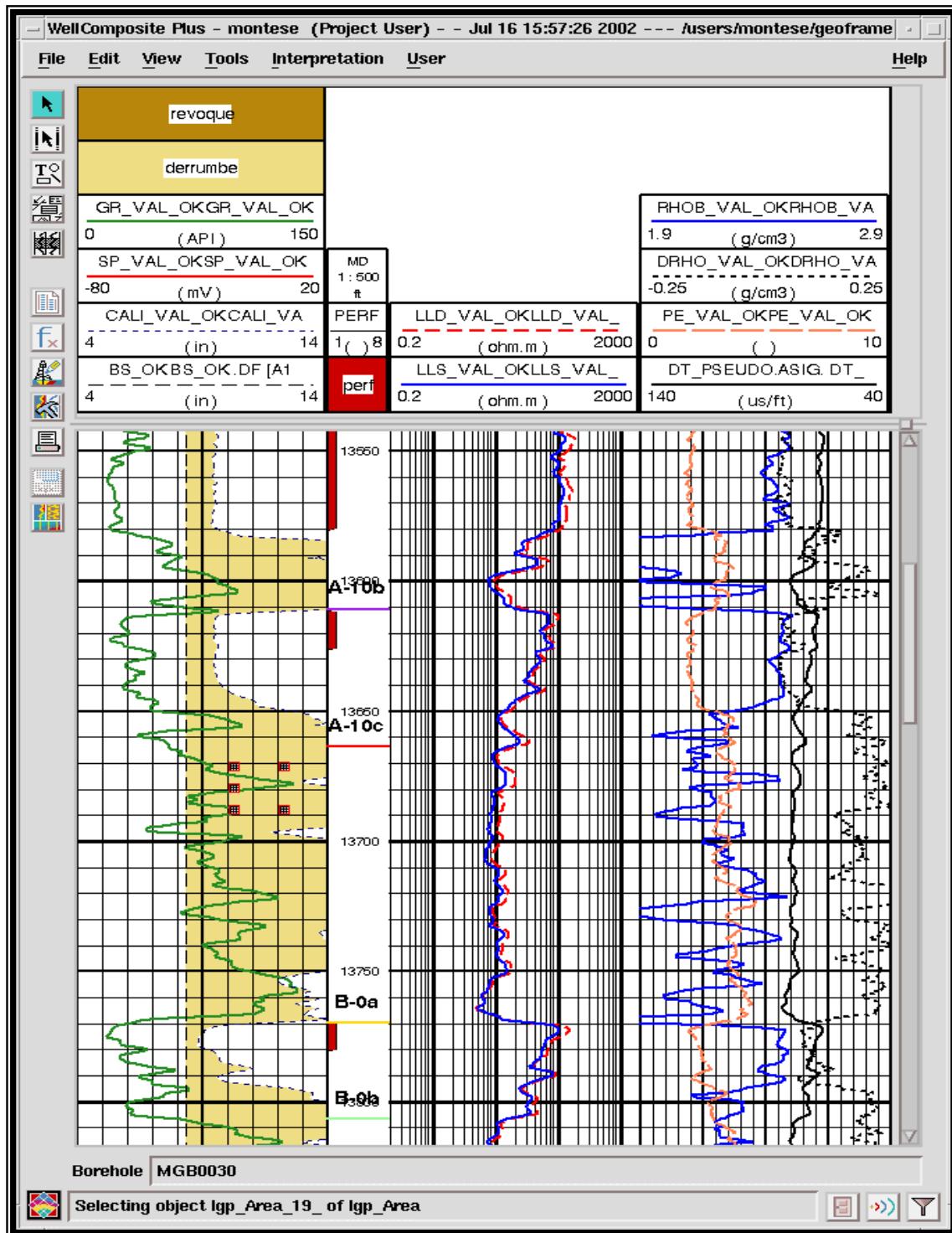


FIGURA 4.1. Presentación estándar del template o plantilla para la validación y edición de los registros digitalizados. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

4.3 INFORMACIÓN DE PERFILES DE POZO.

En cuanto a la información de perfiles disponibles, los pozos del Campo Barúa cuenta con un juego de perfiles considerablemente aceptable, sin embargo, en los pozos viejos, la información proveniente de perfiles es pobre, lo cual trae consigo ciertas limitaciones en cuanto a interpretación y precisión. Es importante mencionar que se tienen perfiles para la determinación de la porosidad en casi toda la zona, a pesar de ser un campo que comenzó su explotación a partir de 1952.

En la realización de un mapa de certidumbre para perfiles, se le asigna un valor a cada una de las curvas disponibles de acuerdo a la importancia que representa para el estudio. Este valor es variable de acuerdo al porcentaje de cada unidad que cada curva atraviesa.

4.3.1 EDICIÓN DE PERFILES.

Se verifico la correspondencia de profundidad en cada curva, siendo comparada con los perfiles en papel e imágenes en digital, haciendo referencia principal al perfil de resistividad, por ser este el primer perfil corrido dentro del pozo y caracterizarse por presentar menos problemas al momento de su medición y seguidamente se procedió a efectuar las correcciones ambientales necesarias (efectos de hoyo, temperatura y otros).

Igualmente la edición de perfiles incluyó el proceso de editar las curvas que presentaron cierta discrepancia o notables errores de corrida. Este proceso de edición se lleva acabo en varias curvas, básicamente en los pozos viejos o antiguos, donde las mismas se presentaban con tramos o espacios que no contenían corrida y podían ser editadas digitalmente por una aplicación denominada Welledit⁴, perteneciente a Geoframe, siendo favorable para una evaluación futura más confiable.

⁴ Welledit. Aplicación de la Plataforma Geoframe para la Edición de Curvas.

4.3.2 NORMALIZACIÓN DE PERFILES

De manera de eliminar las diferencias entre los valores promedios, máximos y mínimos de las curvas editadas, se debe proceder a la normalización de los perfiles.

Se debe tomar en cuenta que en el caso de existir núcleos se toma como referencia los pozos claves para las áreas ya definidas y en el caso de no poseer se toma el patrón litológico del área.

Como paso previo a la normalización se procedió a realizar curvas de frecuencia acumulada a los pozos del yacimiento, utilizando las curvas de Rayos Gamma, y tomando como referencia los pozos claves. Estas curvas fueron divididas en 3 zonas:

- Lutitas de la Fm. Paují.
- Arenas Basales de la Fm. Paují.
- Arenas “B” de la Fm. Misoa.

A cada área del Campo Barua se le fue estudiado por independiente, específicamente por el patrón litológico y estructural que las afecta.

Posteriormente se procedió al estudio individual de cada área, donde como se nombró anteriormente fueron divididas por zonas. En cada zona se graficaron sus correspondientes curvas de frecuencias acumuladas, pudiendo observar así los diferentes grupos de que se despliegan, siendo esto de gran ayuda para poder identificar las curvas que necesiten ser normalizadas. (**Ver ANEXO A**).

Los criterios más importantes usados en la normalización y la selección de los patrones son: nombre de la compañía y fecha de la cual fue tomado el registro, el tipo de ambiente sedimentario que atraviesa la curva, la estructura en que se encuentra, el tipo de lodo (Base Aceite o Base Agua) la cual fue corrida la herramienta, etc. Todos estos criterios ayudan para cada zona a determinar claramente el patrón litológico que determine cual curva necesita ser normalizada.

4.4 INFORMACIÓN DE NÚCLEOS

Se revisó la información de los núcleos en el área de estudio, sus reportes para así verificar si poseen análisis convencionales y/o análisis especiales. De este último se obtienen los parámetros a , n , m , pma , Qv y $Swir$; del análisis convencional se obtiene la porosidad y permeabilidad absoluta, con las cuales se realiza la correlación núcleo – perfil.

Para la realización del presente estudio se obtuvo información de cuatro (4) pozos con núcleos, MGB-05, MGB-18, MGB-26 y MOT-37, (**Ver FIGURA 4.2**) los cuales se encuentran disponibles en la Núcleoteca de PDVSA en la Concepción, Edo. Zulia.

De los pozos nombrados anteriormente, solamente 2 pozos disponían de análisis especiales (MGB-05 y MGB-26), y los otros dos restantes tenían solamente análisis convencionales.

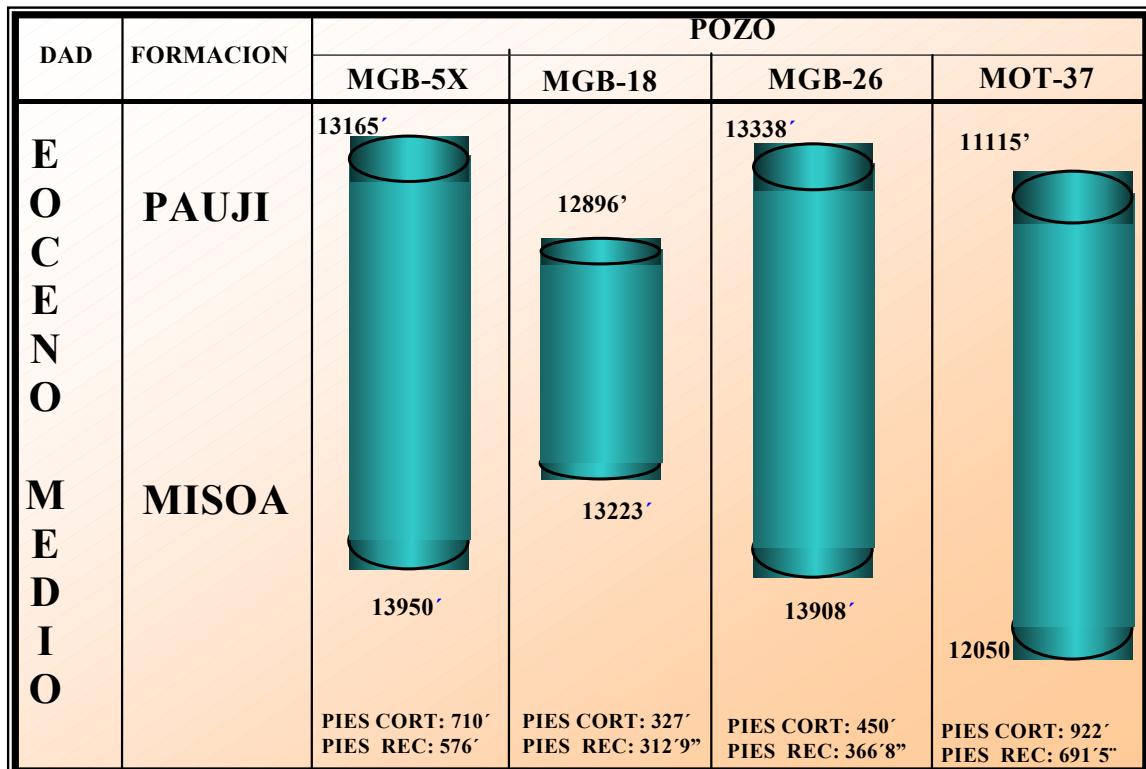


FIGURA 4.2 Distribución vertical de los núcleos por pozos para el estudio.
Tomado de Escandón y Moreno, 1998.

MARCO METODOLÓGICO

Para el estudio petrofísico, la información de la descripción se tomo de los trabajos realizados anteriormente⁵, donde describen a detalle un total de 1946'.

Posteriormente se realiza el llenado del formato homologado por PDVSA para las diferentes Análisis de Núcleos, pertenecientes al Campo Barúa. (**Ver TABLA 4.3**), cumpliendo así con las especificaciones de la Comunidad de Conocimientos de Petrofísica.(Gerencia de Estudios Integrados Barúa-Motatan, 2002)

PERFIL DE PERMEABILIDAD		Leyenda: ROJO Obligatorio / NEGRO opcional												
POZO	LABORATORIO	FECHA ANALISIS	TPO NUCLEO	NUCLEO	FECHA NUCLEO	TOPE	BASE	RECUPERADO	ORIENTACION	OBS NUCLEO	PROFOUNDIDAD	KA	KK	BETA
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG	2		13373.5	13901.9				13373.5	2.670	2.170	9.1915E+10
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13373.7			2.2729E+10
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13377.4	1.970	1.460	1.7845E+10
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13378			
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13380.6	0.762	0.510	1.9548E+10
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13384			
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13392.5			1.5211E+10
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13392.7			3.0511E+10
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13420.6			4.5035E+11
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13420.9	0.182	0.093	1.2226E+12
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG	3		13373.5	13901.9				13435.6	26.900	25.200	1.9815E+09
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13435.8			9.0203E+09
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13440.6	920.000	866.000	4.1890E+06
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13441.6	791.000	748.000	6.5972E+06
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13442.6	51.000	47.200	3.3926E+08
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13444.1	94.300	88.900	1.0398E+08
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13446.2	327.000	307.000	1.7878E+07
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13449.2	71.600	66.300	9.9275E+07
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13452.2	228.000	213.000	2.3000E+07
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG	4		13373.5	13901.9				13473.1	294.000	284.000	2.9609E+07
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13473.6			4.3240E+07
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13474.3	305.000	284.000	2.5424E+07
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13475.1			3.7414E+11
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13477.5	5.850	4.790	8.1932E+09
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13478			
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13482.3			8.8749E+11
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13482.6	0.369	0.225	5.5845E+11
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13484.5			9.3082E+12
10402MGB 26 0	CORELAB	9/06/95	CORE PLUG			13373.5	13901.9				13484.5			1.7179E+13

TABLA 4.3 Formato Homologado por PDVSA para la Base de Datos de la Información de Núcleos en el Campo Barua.

⁵ Modelo Estocástico y Sedimentológico de las Formaciones Eocenas del Campo Barúa. ESCANDON y MORENO. 1998

4.5 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES.

Se contó con el trabajo realizado por PETRESIM y datos cargados en Centinela⁶ y OFM⁷ para el momento del inicio del estudio, el cual se disponía de los históricos de producción de petróleo, gas y agua, completaciones de los pozos por topes geológicos, con el fin de verificar si la producción cargada, provenía de ese intervalo abierto.

En cuanto a las presiones se contó con los análisis de pruebas de Buildup⁸ de todos los pozos del área, el cual permitió observar el comportamiento de cada unidad hidráulica⁹ que tenía cada pozo preseleccionado para el estudio.

Al historial de producción se le asignó un porcentaje de 20%, por lo que cada pozo que tuviera produciendo en una unidad determinada se le asignó dicho porcentaje como valor para tal unidad.

4.6 INFORMACIÓN SEDIMENTOLÓGICA.

Para este tema se tiene una descripción detallada de los pozos con núcleo, tanto petrográficamente, como los eventos de deposición de las arenas del campo. Además se tomo la información de la tesis de Escandon y Moreno, (1998) el cual presentan los procesos diagenéticos que afectan las areniscas de la Formación Paují y la Formación Misoa.

Para la información de mapas de distribución areal de facies y correlaciones estratigráfica de las arenas en estudio se tomaron los realizados por la empresa PETRESIM.

⁶ Sistema Informativo que da visión a la información petrolera.

⁷ Aplicación de supervisión y administración de los campos petroleros y de gas.

⁸ Buildup. Pruebas de medición puntual de valores de presión para un pozo.

⁹ Unidades Hidráulicas: Son aquellas que están comunicadas en términos de presión.

4.7 MAPAS DE CERTIDUMBRES.

Con el objetivo de conocer la distribución areal de la información disponible para el estudio, se elaboraron mapas de certidumbre, con los cuales se puede ilustrar mejor la información y detectar las áreas con mayor y menor certidumbre de información básica para el desarrollo del modelo petrofísico.

Se clasificó la información en 4 grupos: perfiles, núcleos, sedimentología y producción, cada uno con un porcentaje de la certidumbre total. Cada grupo comprende renglones con un peso determinado en función de la importancia que representa y del tipo de información contenida, siendo el caso, que estos valores de porcentaje son colocados a criterios del petrofísico del campo, estando relativamente ajustados a los valores reales de cada renglón.

En la **TABLA 4.4** se presentan cada uno de los grupos con sus respectivos renglones y valores.

NÚCLEOS		
CORE-GAMMA	5%	35%
PERMEABILIDAD	5%	
POROSIDAD	5%	
PRESIÓN CAPILAR	5%	
FOTOGRAFÍAS	5%	
PERMEABILIDAD RELATIVA	5%	
m, n, Qv	5%	
PERFILES		
GR, SP, LLD, LLS, CAL, BIT	5%	25%
DT	5%	
RHOB	8%	
NPHI	5%	
ESPECIALES	2%	
PRODUCCIÓN		
PLT	5%	20%
HITÓRICOS	15%	
SEDIMENTOLOGÍA		
TOPES	5%	20%
MAPA DE FACIES	10%	
DESCRIPCIÓN DE FACIES	5%	

TABLA 4.4 Clasificación de la información con sus respectivos renglones y valores específicos para la elaboración de mapas de certidumbres.

El punto final de esta metodología de trabajo es evaluar y proponer condiciones que mejoren el nivel de certidumbre para el área de estudio, con el fin de aumentar el grado de confiabilidad del modelo petrofísico desarrollado.

En total se realizaron 5 mapas de certidumbre, 1 para cada grupo de información y 1 mapa de certidumbre total, que es el equivalente a la suma de los 4 mapas individuales.

4.7.1 CERTIDUMBRE TOTAL DEL CAMPO BARÚA.

La Certidumbre total del Campo Barúa, incluye toda la información disponible del área, teniendo así un porcentaje para cada información clasificada, logrando formar un mapa que contenga el 100% del material de sedimentología, núcleos, producción y perfiles.

4.8 SELECCIÓN DE POZOS PARA EL ESTUDIO.

El Campo Barúa abarca un área 190 Km², de los cuales la zona productiva comprende 100 Km² aproximadamente, dividida en cinco áreas: MGB-01, MGB-04, MGB-12, MGB-15 y MGB-35, (**Ver FIGURA 4.3**). Incluye un total de 53 pozos perforados (MGB-1 al MGB-46 y el pozo MOT-37). De acuerdo a la formación en la que se encuentran las arenas abiertas a producción se agrupan en: Pozos productores de Paují, productores de Misoa y productores de Paují y Misoa.

MARCO METODOLÓGICO

Con la información obtenida, se realiza una selección de los pozos a estudiar y se evalúa si cumplen las características específicas para poder cubrir las incertidumbres al momento de la evaluación petrofísica. A continuación se presenta un listado de los pozos (**Ver TABLA 4.5**) que permitirán tener un control para el estudio del área.

CARACTERISTICAS	POZOS
Pozos con Núcleos	MGB 05/18/26 y MOT-37
Registros Modernos	MGB 26/28/29/32/35/39/44
Pozos rodean Núcleo MGB-05	MGB 27/08/22
Pozos rodean Núcleo MGB-18	MGB 14/16/25/31
Pozos rodean Núcleo MGB-26	MGB 12/23/30/33
Pozos productores Fm. Paují	MGB 10/22A/27A/30/31/32GR 36/38/41/40/42/43/44/45
Pozos productores Fm. Misoa	MGB 01/02/09/19 04/05/06/07/08/11/12/13/14/16A
Pozos productores Fm. Paují/Misoa	MGB 17/18/20/23A/24/25/26/28 29/3334/35/37/39/46
Pozos con Registros de GR	52
Pozos con Registros de Rhob	48
Pozos con Registros de Nphi	19
Pozos con Registros de Resistividad	53

TABLA 4.5 Información que permite la determinación de los pozos claves para el estudio petrofísico en el Campo Barua.

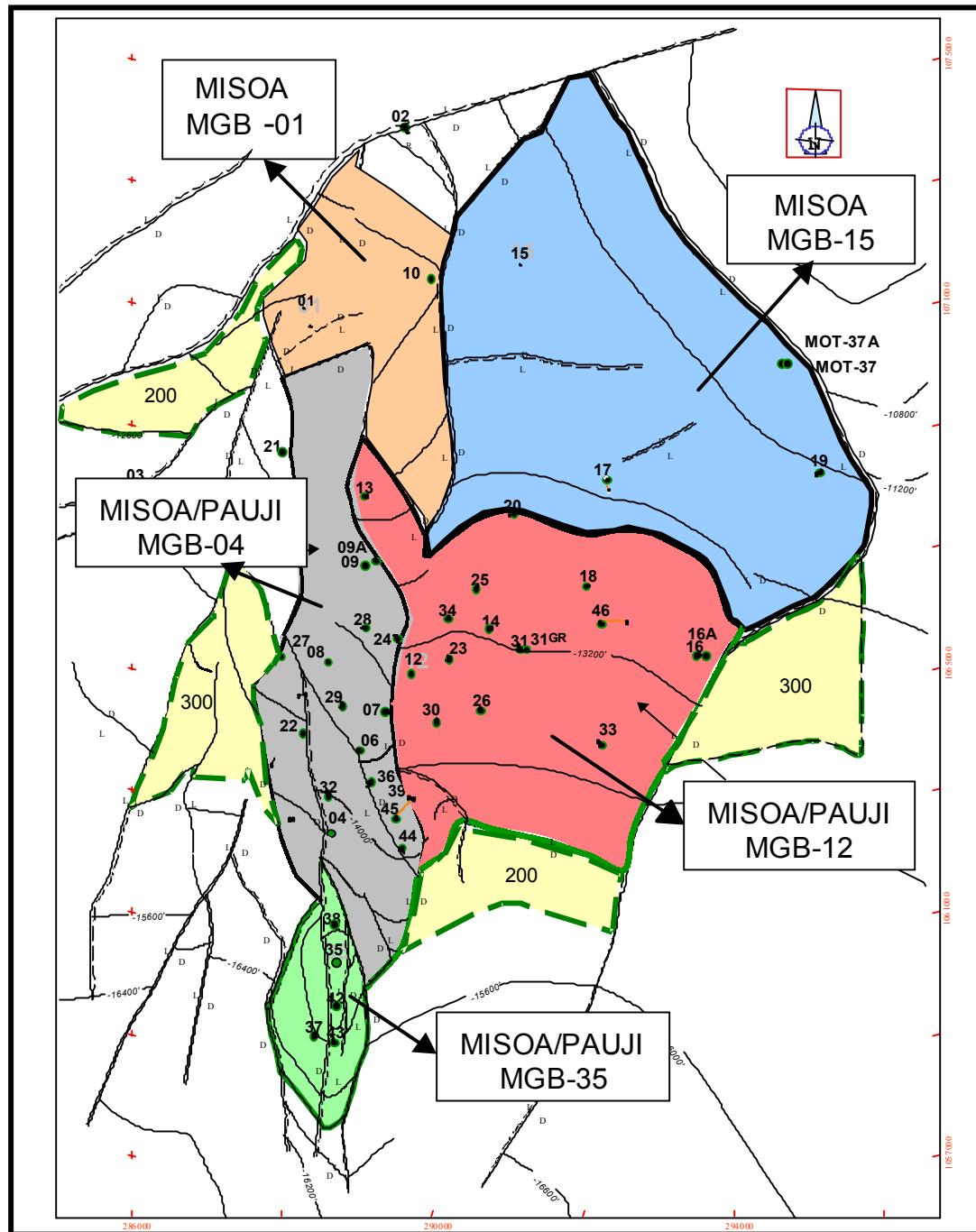


FIGURA 4.3 Ubicación de las áreas seleccionadas para el estudio ubicadas en él Mapa Estructural del Campo Barua a nivel de la Fm. Misoa.
Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

4.9 ESTIMACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN.

El valor de la resistividad del agua de formación es muy importante en la determinación de la saturación de agua. Varía significativamente de una zona a otra, sobre todo para cada área del campo. Dicha variación está relacionada con la salinidad y las características geológicas del área que se evalúa. Para determinar el valor de la resistividad del agua de formación (R_w) puede trabajarse de diferentes maneras, dependiendo de la información que se disponga, a saber:

- Medida directa de una muestra de agua representativa.
- Por análisis físico químico de una muestra representativa.
- Por catálogos de agua e interpolando en mapas de igual salinidad correspondiente a formaciones geológicas específicas.
- A partir del perfil de potencial espontáneo (SP) frente a una formación limpia ($V_{sh} < 0.05$) y saturada 100 % de agua salada.
- A partir de un perfil de resistividad de investigación profunda.

En este campo el estudio del calculo de la resistividad del agua de formación (R_w), fue determinado por un trabajo previo, denominado, "Caracterización de las Aguas de Formación y Mineralogía de las Arcillas del Campo Barua", Parra y Montoya, 2002, donde su metodología se baso en:

- Validación de los Análisis físico-químicos.
- Organización de la Información, para asociar cronológicamente con la fecha de la toma de los análisis y clasificarlos a los intervalos productores, con el fin de caracterizar el agua de formación correspondientes a las formaciones Paují y Misoa del Campo Barua.
- Conversión de Unidades de los resultados de los análisis, para ser utilizados en los diferentes métodos de clasificación.
- Balance Iónico de las muestras, para que las mismas sean consideradas como representativas.

MARCO METODOLÓGICO

En cuanto la caracterización de las aguas de formación (Parra y Montoya, 2002), utilizaron los siguientes métodos:

- Método de Sulin, utilizado para clasificar las aguas de formación de acuerdo a su composición química, diferenciándolas en meteóricas y connatas.
- Diagrama de Stiff, fue utilizado para cada una de las muestras y determinaron la huella o patrón tipo por yacimiento, tanto areal como verticalmente.

El Calculo de la Resistividad del Agua de Formación (R_w), se baso a partir de las diversas muestras de las aguas representativas; donde reducen la composición química de la muestra a una equivalente en cloruro de sodio (NaCl). La salinidad total equivalente en cloruro de sodio la determinaron multiplicando las partes por millón de cada ion por su factor correspondiente, siguiendo con la suma de los productos.

Para obtener la resistividad del agua de formación a temperatura de superficie (75 °F), utilizaron la siguiente ecuación:

$$R_{w75} = 0.0123 + \frac{3647.5}{[NaCl(ppm)]^{0.995}}$$

Este valor fue llevado a temperatura de yacimiento mediante la relación:

$$R_w @ Ty = R_{w75} * \left(\frac{75 + 6.77}{Ty + 6.77} \right)$$

Este procedimiento lo aplicaron a cada uno de los análisis físico-químicos disponibles, así como a la muestra patrón obtenida por área, para luego representar gráficamente la concentración total (ppm) vs. la resistividad del agua (R_w , ohm-m), y poder visualizar de manera más clara la variación del R_w en las aguas de formación presentes en el campo.

4.10 DETERMINACION DE LOS PARAMETROS PETROFISICOS

En una evaluación cuantitativa de los perfiles de pozos, es necesario efectuar la revisión y generación de nuevos parámetros petrofísicos para las diferentes formaciones del Campo Barua. Estos parámetros petrofísicos se derivan de los estudios realizados a los diferentes núcleos que poseen estudios convencionales y especiales, y se observa si se llevaron a cabo las pruebas de Factor de Formación (FF), Indice de Resistividad (IR), Densidad de Matriz (ρ_{ma}) y Capacidad de intercambio de Cationes (CIC).

En la determinación de los parámetros se utilizaron los núcleos MGB-5X, MGB-18, MGB-26 y MOT-37, donde se podrá obtener las propiedades como: Exponente de Cementación (m), Coeficiente de Tortuosidad (a), Exponente de Saturación (n), Densidad de Matriz de Formación y Capacidad de Intercambio Cationico por unidad de Volumen Poroso (Qv).

4.10.1 EXPONENTE DE CEMENTACIÓN (m) Y COEFICIENTE DE TORTUOSIDAD (a)

Estos parámetros petrofísicos dependen del grado de consolidación de la roca. Para el cálculo se realiza un gráfico Log-Log (**Ver GRÁFICO 4.1**) para las diferentes muestras de los núcleos, donde se colocan los valores obtenidos del Factor de Formación en función de la Porosidad. Si los puntos definen una tendencia lineal, la regresión permite obtener la Tortuosidad (a) como el intercepto de la ordenada, mientras que la pendiente de la recta define el Exponente de Cementación (m).

En el estudio para la determinación de (m) y (a), se procedió a graficar las conductas resultantes para las diferentes formaciones y la unión de las mismas, adicionalmente se realizaron los gráficos con la mezcla de los valores de los núcleos MGB-26 Y MGB-05, obteniendo así diferentes criterios y resultados en cuanto al mejor uso de estos valores.

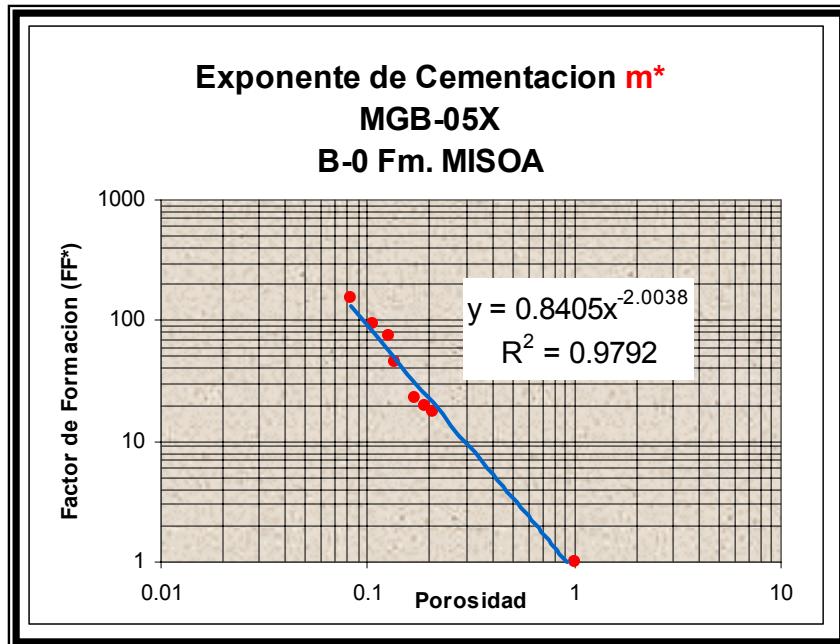


GRÁFICO 4.1 Gráfico utilizado para el calculo del Exponente de Cementación “m*”.

En cuanto al calculo del Exponente de Cementación corregido por arcillosidad (m^*), se utiliza el mismo procedimiento descrito anteriormente, pero tomando los valores de Factor de Formación corregidos por arcillosidad (FF^*).

4.10.2 EXPONENTE DE SATURACIÓN (n)

Este valor depende de la humectabilidad de la roca. Las muestras utilizadas para derivar este valor pertenecen a los análisis de núcleos que se emplearon para el cálculo del factor de cementación (m). El método empleado para la obtención de (n), fue por medio de gráficas en papel Log-Log para las diferentes muestras, en donde se colocan los valores obtenidos del Indice de Resistividad en función de la Saturación de la Solución Salina utilizada en la prueba; el Exponente de Saturación se obtiene como la pendiente de la recta que mejor se ajuste a los puntos representados. (Ver GRÁFICO 4.2).

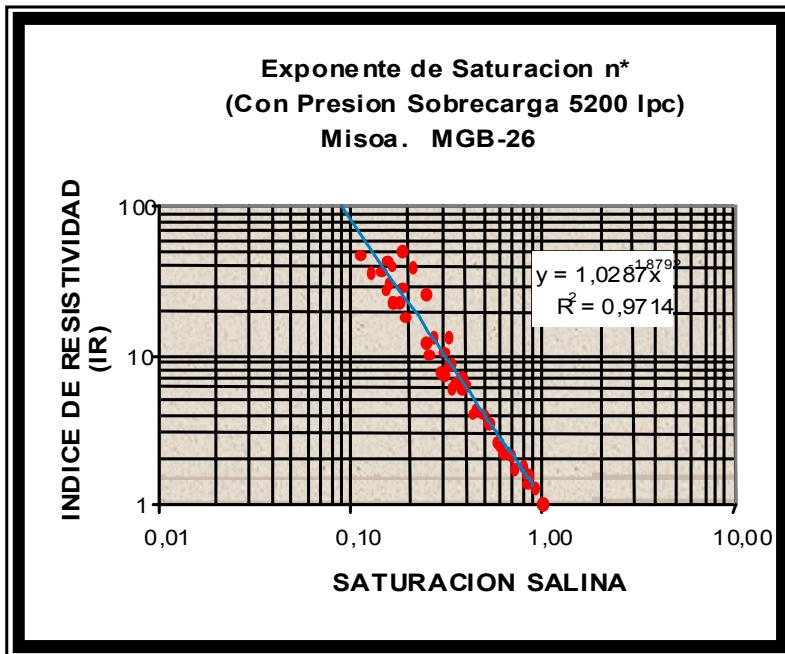


GRÁFICO 4.2 Gráfico utilizado para el calculo del Exponente de Saturación “n*”.

Para el cálculo del Exponente de Saturación corregido por arcillosidad (n^*) se utiliza el mismo procedimiento descrito anteriormente pero tomando los valores de índice de resistividad corregidos por arcillosidad. (IR^*).

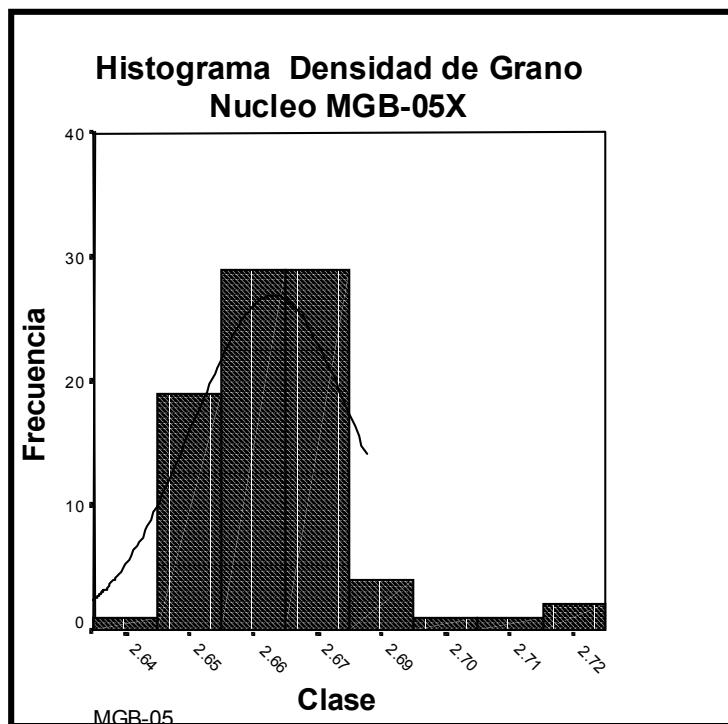
Igualmente que el exponente de cementación m y m^* , el calculo de los exponentes de Saturación se obtuvo realizando gráficas por separado en cuanto a los diferentes yacimientos de las Formaciones del Campo Barua, como son Fm. Paují y Fm. Misoa, siendo importantes estas características para poder definir el parámetro con mas precisión para cada área y formación a estudiar.

4.10.3 DENSIDAD DE MATRIZ (ρ_{ma})

Este calculo se lleva a cabo promediando aritméticamente y con la realización de histogramas de frecuencia a todas las muestras pertenecientes a los núcleos MGB-26, MGB-5X y MOT-37 (estudios realizados por Core

Laboratories y Shell de Venezuela), tomando así el valor más representativo de la densidad de matriz.

Estos histogramas de frecuencia se realizan con los valores de la densidad de grano, graficando valores de frecuencia de densidad de grano en función de los valores de densidad de grano en único gráfico (**Ver GRÁFICO 4.3**), observando con mayor claridad el predominio y similitud de los valores para los diferentes núcleos.



4.10.4 CANTIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO (Qv)

Es también denominado Factor de Corrección por Efectos de Arcillosidad dentro del espacio poroso, cuyas unidades son meq/ml. Este parámetro se obtiene graficando los valores obtenido de (Qv) en función de porosidad para establecer la ecuación de la recta resultante de la regresión de los puntos que define la ecuación a utilizar para el cálculo del Qv del yacimiento (Ver GRÁFICO 4.4), dicho Qv se utilizaría en el modelo de Saturación de agua para formaciones arcillosas de Waxman & Smith.

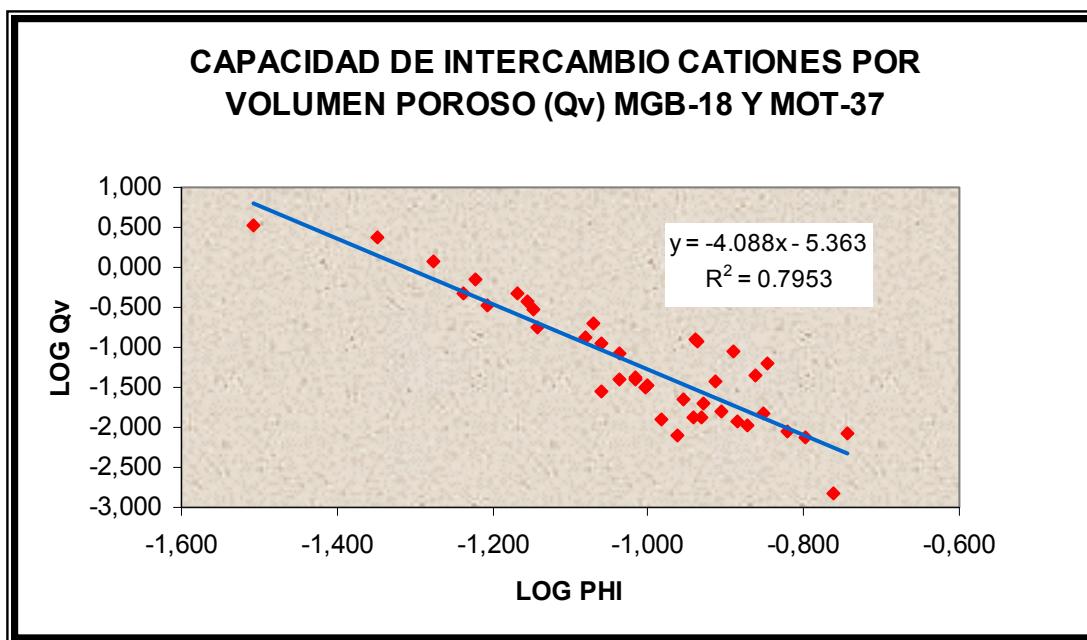


GRÁFICO 4.4 Gráfico utilizado para el cálculo de la ecuación de la Capacidad de Intercambio Cationico por Volumen Poroso (Qv).

Para este parámetro el núcleo usado fue el MOT-37 en conjunto con el MGB-18, el cual disponía del estudio de Capacidad de Intercambio de Cationes (CIC), siendo utilizado para el cálculo de (Qv) mediante la siguiente relación:

$$Qv = CIC (1-\phi)(\rho_{ma})/(100\phi).$$

4.11 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE ROCAS

Se verifica la existencia de los análisis convencionales y especiales de los núcleos existentes, siendo de gran utilidad para el cálculo y estimación de las propiedades físicas de la roca.

De los análisis de núcleos se procede a graficar Permeabilidad vs. Porosidad con la finalidad de determinar la diversidad de la información disponible de los estudios de núcleos, la distribución de las litofacies en las muestras y la diversidad de los tipos de rocas hechas en el muestreo, obteniendo así una mejor visión de las características de la roca de nuestro campo.

Estas representaciones gráficas se caracterizan por ser una única relación K-PHI, sirviendo para determinar a mejor detalle la heterogeneidad del yacimiento, donde la representación de la Porosidad se encuentra en escala lineal vs. Permeabilidad en escala logarítmica, incluyendo diferentes isolíneas de K/PHI, que siguen una tendencia determinada, representando distintos tipos de rocas. (**Ver GRÁFICO 4.5**)

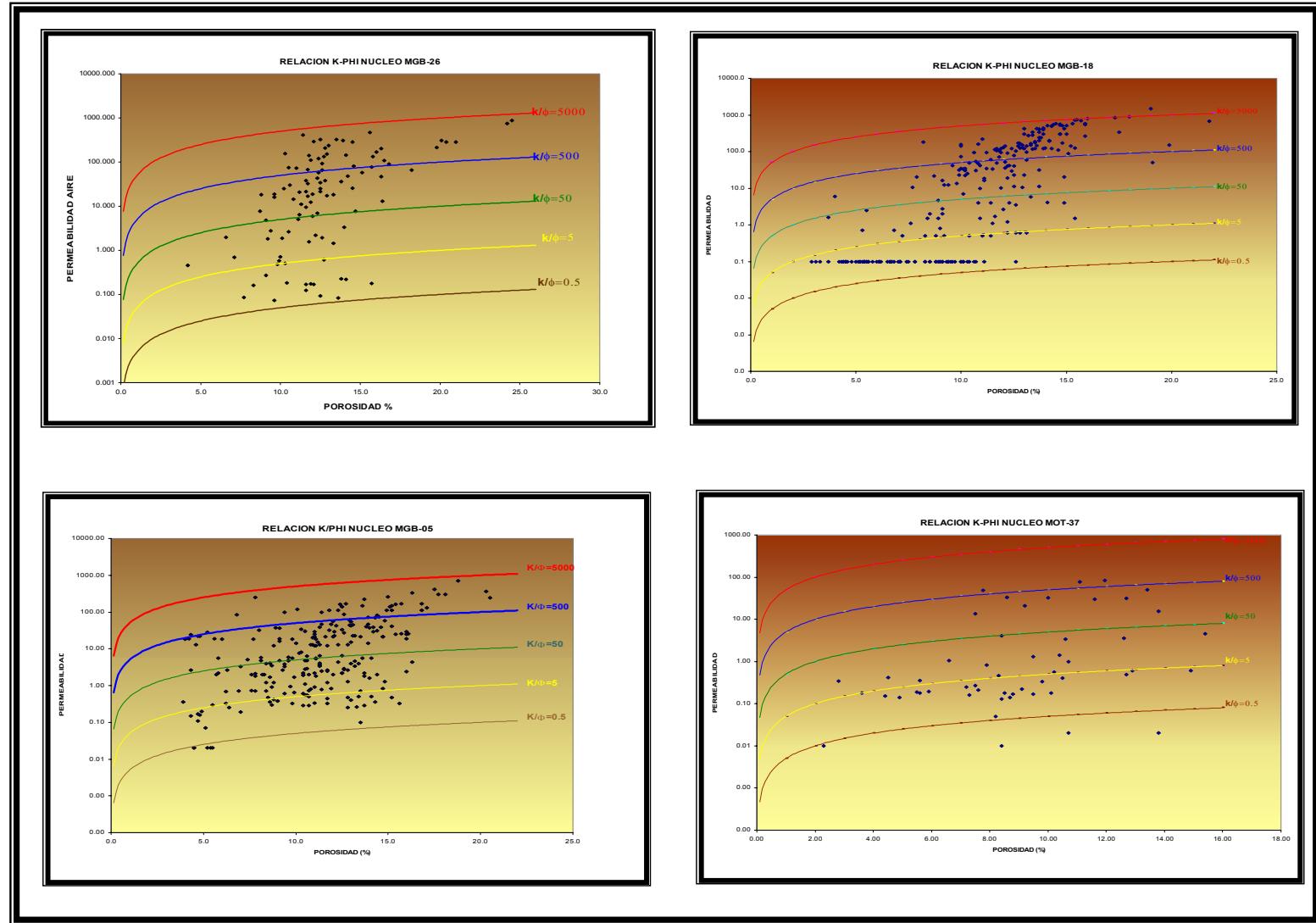


GRÁFICO 4.5 Gráficos de relación K/PHI para los núcleos MGB-05X, MGB-18, MGB-26 y MOT-37

MARCO METODOLÓGICO

Se verifico la existencia de análisis de Presión Capilar en los núcleos MGB-05X y MGB-26, mediante un cuadrado que encierran dichas muestras (**Ver GRÁFICO 4.6**), e igualmente se puede observar si fueron tomadas en todas las facies descritas.

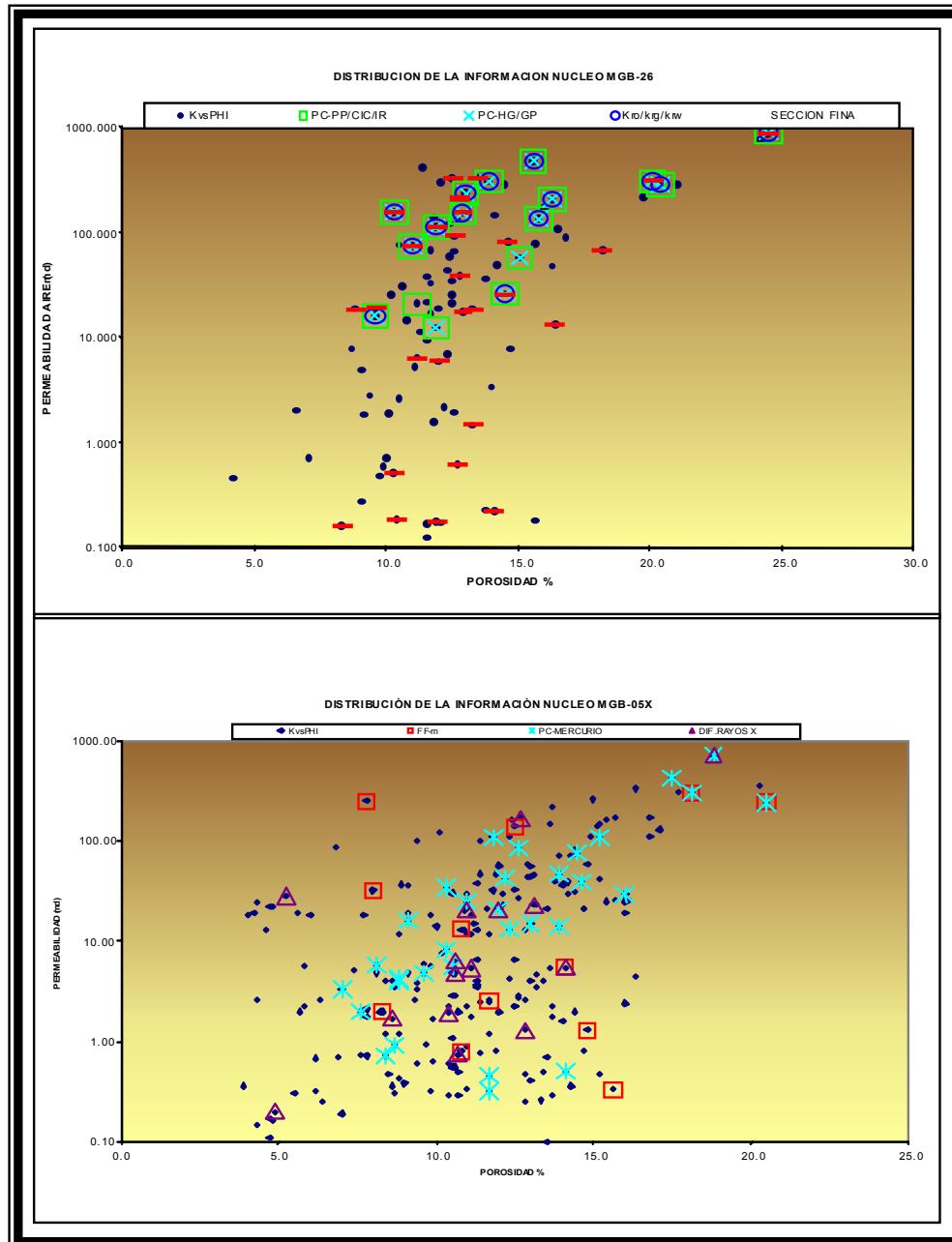


GRÁFICO 4.6 Distribución de las muestras que poseen análisis de presiones capilares en gráficos de relación K/PHI para los Núcleos MGB-05 y MGB-26.

MARCO METODOLÓGICO

Al clasificar las muestras de presión capilar, las mismas se grafican en escala logarítmica contra la saturación de la fase no mojante (mercurio) en escala lineal, y además se incluye una escala de tamaño de garganta poral, para poder definir el perfil de garganta poral. (**Ver GRÁFICO 4.7**).

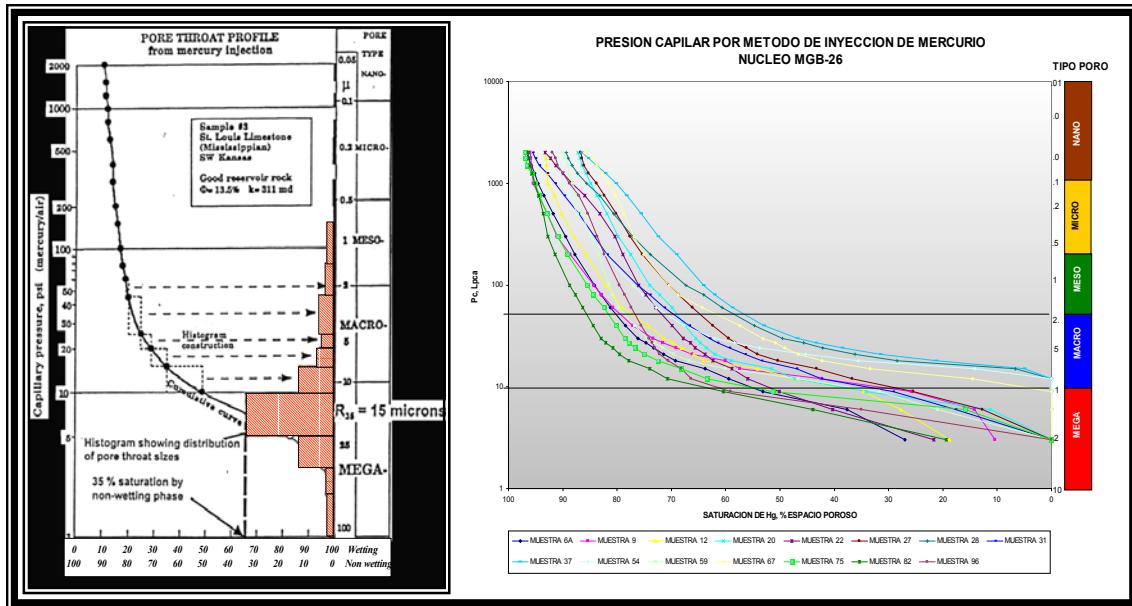


GRÁFICO 4.7 Gráficos que muestran la distribución de las muestras de Presiones Capilares contra la saturación de mercurio. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

Con lo descrito anteriormente, se procede a determina el Radio de Garganta Poral “ R_i ” que controla el flujo, utilizando los resultados de los gráficos de Perfil de Garganta poral, en los cuales se compara el valor de “ R_i ” calculado a partir de la curva de presión capilar con el valor de “ R_i ” obtenido de las relaciones empíricas de Winland o Pitman a una saturación de mercurio determinada. Estos resultados se ajustan aplicando las siguientes técnicas gráficas:

a) **Saturación Incremental de Mercurio**, se determino graficando el volumen desplazado de mercurio contra el tamaño de garganta poral (provenientes de las pruebas de presión capilar) identificando el rango del tamaño de garganta poral donde ocurre el mayor desplazamiento de mercurio. (**Ver GRÁFICO 4.8**).

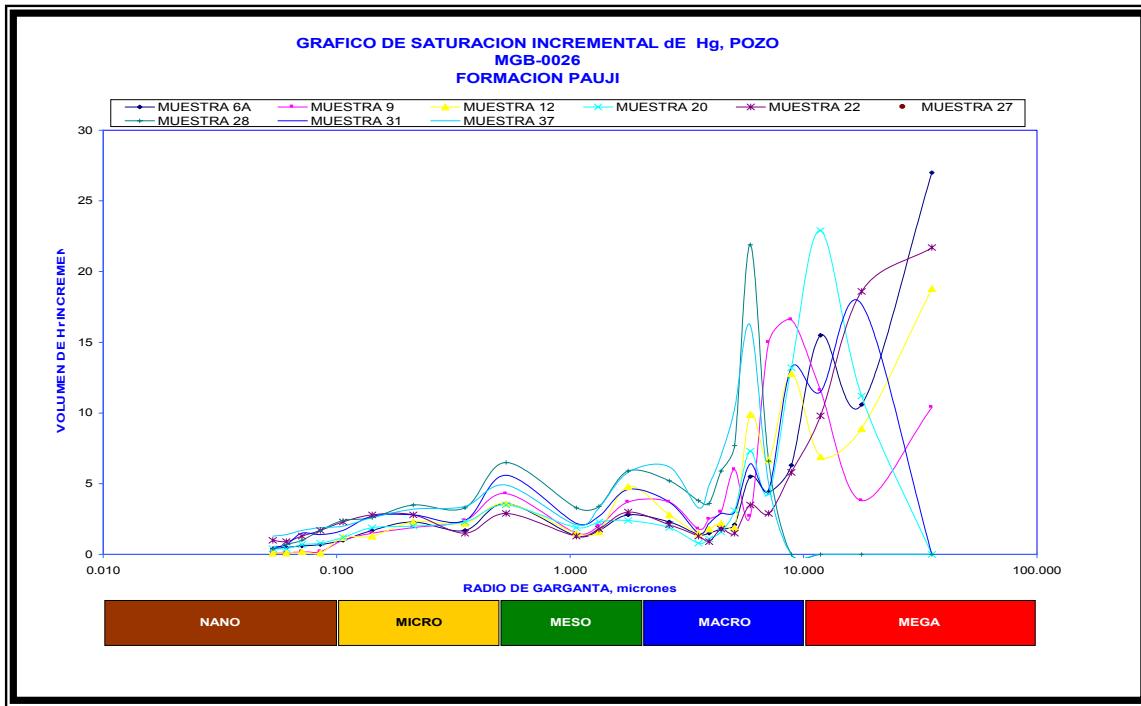


GRÁFICO 4.8 Gráfico utilizado para el calculo de la Saturación Incremental de Mercurio

b) Gráficos de Ápice, este se realizo graficando la relación de saturación de mercurio / presión capilar contra saturación de mercurio (proveniente de las pruebas de presión capilar) determinando el punto de mayor inflexión, el cual representa la saturación de mercurio donde se alcanza el mayor desplazamiento, y el mismo se relaciona con el radio de la garganta poral “R_i” (Ver GRÁFICO 4.9).

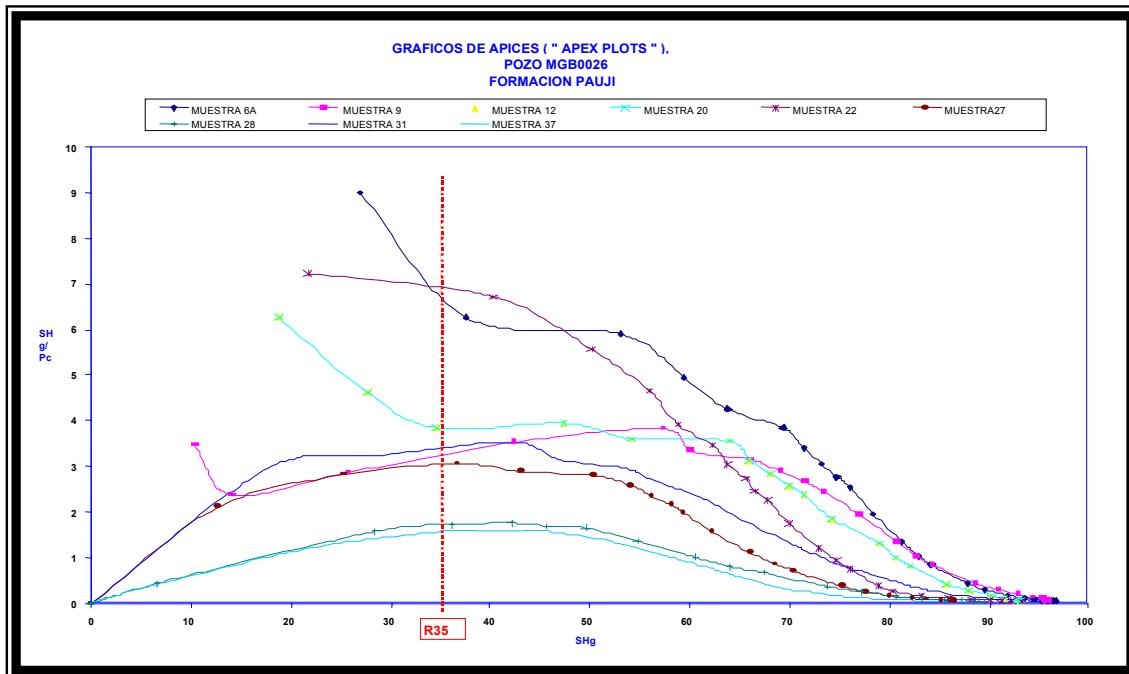


GRÁFICO 4.9 Gráfico utilizado para el calculo de Ápices para el Núcleo MGB-26

c) **Gráficos One to One**, se basó en la comparación entre el “R_i” obtenido de la presión capilar y el “R_i” obtenido de la relación de Winland-Pittman (uno a uno) a una saturación de mercurio determinada, buscando la mayor correspondencia existente entre ambos valores, lo que determina la saturación de mercurio (SHg) que se corresponda al “R_i” de mejor ajuste para el muestreo (RSHg) (**Ver GRÁFICO 4.10**).

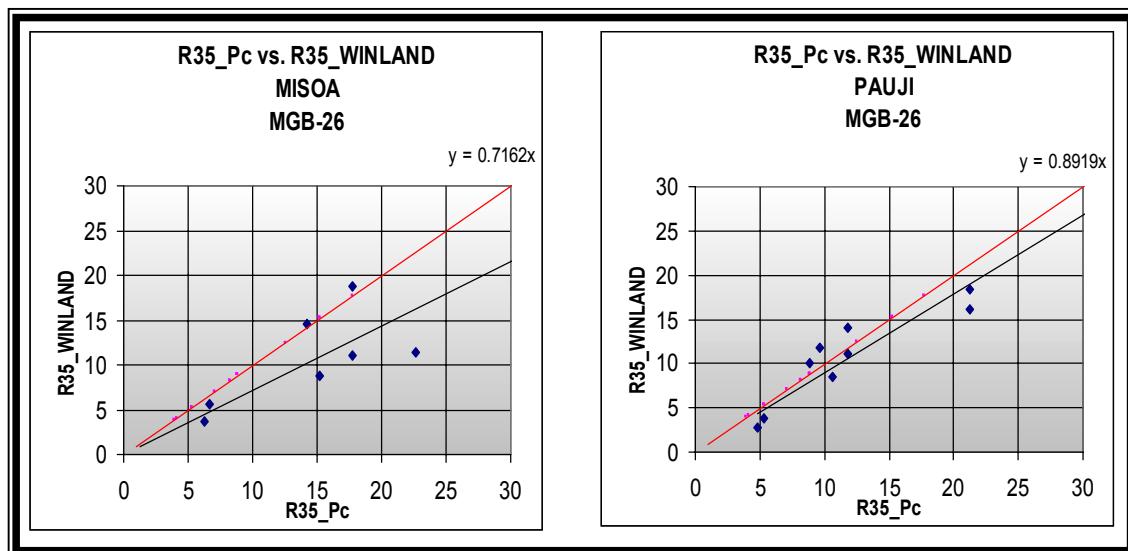


GRÁFICO 4.10 Gráficos de One to One para en Núcleo MGB-26.
El ejemplo ilustra un caso para el R35.

Una vez establecido el RSHg (Radio de Saturación de Mercurio), se clasificaron las muestras con base a la convención establecida para los diferentes intervalos de R_i (**Ver TABLA 4.6**), estableciendo así las petrofacies presentes. A tal efecto se define el gráfico específico que corresponda a la saturación determinada.

<i>Clasificación de Petrofacies</i>	
	<i>Ri</i> μ)
	<i>Megaporosa</i> > 10.0
	<i>Macroporosa</i> $2.0-10.0$
	<i>Mesoporosa</i> $0.5-2.0$
	<i>Microporosa</i> $0.1-0.5$
	<i>Nanoporosa</i> < 0.1

TABLA 4.6 Clasificación de Petrofacies por medio del Ri.
Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan.

Teniendo todas las muestras clasificadas por tipo de roca o petrofacies, se procede a realizar los siguientes pasos descritos a continuación que permitieron así aprovechar toda la información que suministra esta caracterización.

- Se estableció la amplitud (intervalo de variación) de porosidad, permeabilidad y cualquier otra propiedad petrofísica que caracterizo cada tipo de roca para asociarla con cada petrofacies.
- Se generaron correlaciones de distribución del tamaño de garganta poral con otras propiedades derivadas de núcleos y de perfiles (GR,Vsh, k, PHIE, entre otras), donde las relaciones resultantes se aplicaron al resto de los pozos.
- Se determinaron las unidades de flujo agrupando aquellas petrofacies/facies sedimentarias vecinas verticalmente y que tengan características similares, conformando la menor unidad mapeable.
- Se extrapoló las correlaciones establecidas al resto de las unidades de flujo determinadas para pozos sin núcleo y para aquellas sin pruebas de PC.

4.12 PROPIEDADES DE LA ROCA

4.12.1 DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PRESIONES CAPILARES

Para este punto se tienen que convertir los análisis de Presiones Capilar de laboratorio a o a condiciones de yacimiento, utilizando la siguiente expresión:

$$Pc\ yac = Pclab * Tcos\theta\ yac / Tcos\theta\ lab$$

Donde:

Pc es la presión capilar

T es la tensión interfacial

θ es el ángulo de contacto entre los fluidos usados en la medición lab y yac representan condiciones de laboratorio y de yacimiento, respectivamente.

Seguidamente se separan las pruebas en función del proceso, imbibición y drenaje, donde este ultimo nos permite evaluar la distribución inicial de fluidos, altura sobre el nivel de agua libre y la distribución del tamaño de garganta de poros.⁷

Por ultimo se agruparon las pruebas por tipo de roca en los núcleos MGB-05 y MGB-26, calculando así la curva promedio utilizando el método estadístico de Craig.

4.12.2 DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

La metodología se basa en seleccionar un grupo de curvas con comportamiento similar, que correspondan al mismo tipo de roca, para así representar los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa, utilizando gráficos separados para cada una de ellas; en una escala consistente de manera que se pueda establecer comparaciones entre curvas correspondientes a cada tipo de roca.

4.13 PROCEDIMIENTO PARA LA CORRELACIÓN NÚCLEO-PERFIL

Se busco la información de perfiles de rayos gamma de superficie (Core-Gamma) donde se comparó y se ajustó en profundidad con la curva de rayos gamma corrida en el pozo, refiriendo todos los resultados de los análisis provenientes del núcleo a la profundidad ajustada, depurando así los datos de los núcleos mediante la elaboración de gráficos adecuados para detectar valores afectados bien sea por selección o metodología.

4.13.1 MODELO DE POROSIDAD

Durante esta etapa se procede a calcular la porosidad en el pozo con los estudios de núcleo, utilizando los registros de porosidad disponibles (densidad, neutrón, sónico, entre otros) y sus respectivas ecuaciones para el cálculo de la porosidad total en todos los pozos del Campo.

4.13.1.1 GENERACIÓN DE RHOB (REGISTRO DE DENSIDAD) SINTÉTICO

De la revisión realizada pozo a pozo se observó la falta de curvas o perfiles de densidad (RHOB) en algunos pozos, teniendo que generar la curva de pseudo-densidad para los pozos que no la tuviesen. Para esto se procedió al uso de una nueva tecnología denominada Redes Neuronales (RockCell), que pertenece a la Plataforma Geoframe y la misma consiste en el entrenamiento de una red, que permite la extrapolación de la misma para la generación de curvas sintéticas.

En el entrenamiento de la red se utilizaron curvas que son comunes en todos los pozos a generar (GR, LLD y RHOB) y poder tener todos los parámetros completos a momento de la extrapolación. En la **FIGURA 4.4** se puede observar que la curva sintética y la utilizada para la red en donde se verifica el buen cotejo que arrojó.

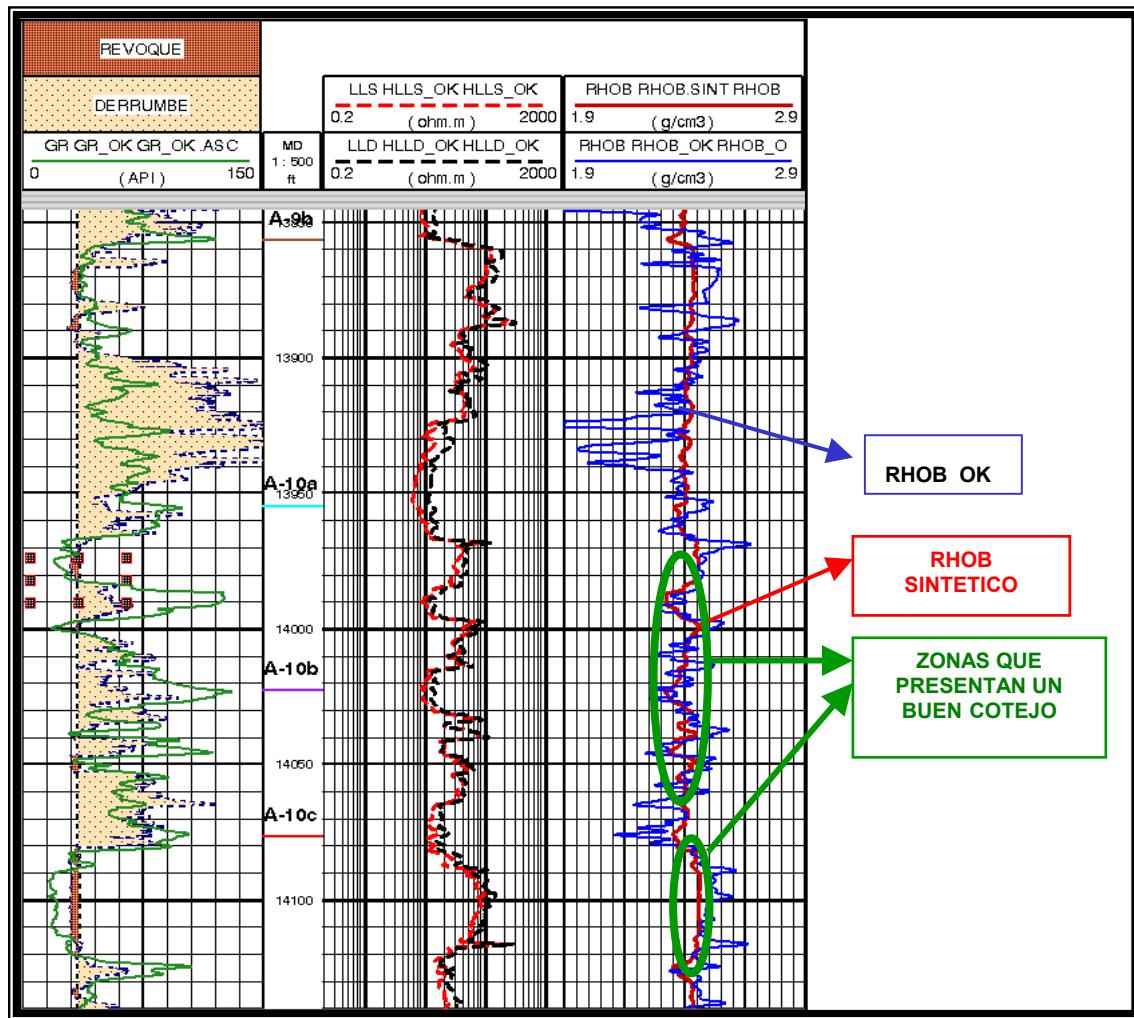


FIGURA 4.4 Comparación del RHOB Sintético y el RHOB del pozo MGB-39.

4.13.2 MODELO DE ARCILLOSIDAD

Por no presentar análisis de mineralogía representativos, fue necesario utilizar un registro moderno Captura Spectroscopy Elemental (ECS), siendo definido en el marco Teórico, y el cual nos permite obtener un buen calculo del Volumen de Arcilla (V_{sh}) utilizando el registro de rayos gamma (GR).

4.13.3 MODELO DE PERMEABILIDAD

Para el cálculo de la permeabilidad, se sabe que no existen registros que puedan medir directamente esta propiedad, existiendo únicamente medidas indirectas a partir de registros y de la información de núcleos.

Para la estimación en el Campo Barúa fueron utilizadas varias metodologías, entre las cuales está la búsqueda de una buena correlación en los gráficos Cross-plot entre la porosidad de núcleo contra la permeabilidad; entre la porosidad y la garganta poral para cada núcleo; entre la porosidad de núcleo contra la permeabilidad identificadas por petrofacies y las ecuaciones empíricas como la del Lago, Timur, etc., y el uso de las Redes Neuronales (RockCell), en donde se entrena la red, para la cual se utilizaron las curvas que son común en todos los pozos a estimar (GR, LLD y RHOB) y de los datos o análisis de permeabilidad de los núcleos. Al tener la información de la permeabilidad de núcleo ajustada con los registros, se procedió a entrenar a la red, caracterizándola específicamente en facies, (**Ver FIGURA 4.5**), donde cada una de ella se comporta diferentemente, estimando así una curva de permeabilidad que se ajuste con los datos de los núcleos.

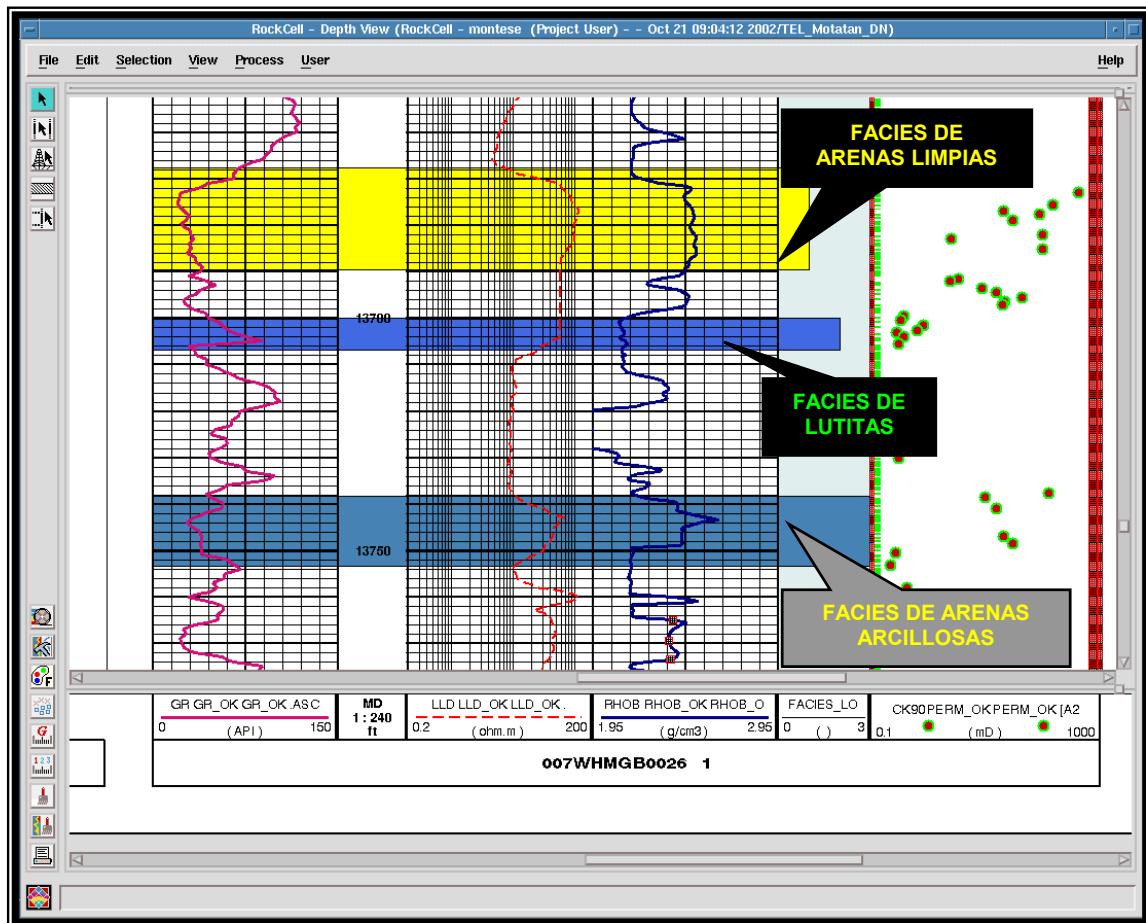


FIGURA 4.5 Entrenamiento de la Red Neuronal para la estimación del Modelo de Permeabilidad utilizando el Pozo MGB-26

4.13.4 MODELO DE SATURACIÓN

Para la determinación del cálculo de la saturación de agua (S_w), fueron utilizados los diferentes modelos existentes: Simandoux, Indonesia, Waxman Smith, Doble Agua, etc. y las mismas se compararon con las ya definidas en el estudio y la producción del Campo.

El modelo de Saturación resultante se corrobora y valida con los valores que arroja los análisis de presiones capilares, permeabilidades relativas mediante a los valores de Saturación de agua irreducible y la saturación de agua de corte o históricos de producción.

4.14 DETERMINACION DE CONTACTOS ORIGINALES

Para la determinación del C.A.P.O (Contacto Agua-Petróleo) fueron observados todos los pozos que hayan penetrado el Campo Barúa, para verificar si alguno de ellos presentara dicho contacto.

Posteriormente fue utilizada una metodología alterna, la cual se basa principalmente con las presiones capilares, en donde el valor de PC (Presión Capilar) es llevado a condiciones de yacimientos, para así determinar el valor de H, que es la altura sobre el nivel de agua libre, y esto sumado con la profundidad de registro de la muestra de PC (Presión Capilar), se obtiene una estimación del Contacto Agua-Petróleo.

4.15 TÉCNICA DE EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Para la realización de los cálculos de la evaluación petrofísica se utilizó el sistema de evaluación petrofísica denominado PetroView Plus de la plataforma Geoframe, instalada en un servidor y accesando a través de una estación de trabajo.

Este sistema, altamente interactivo, ha sido desarrollado para el uso de petrofísicos, geólogos, y sedimentólogos permitiendo una velocidad y facilidad para realizar cálculos de parámetros a lo largo de los intervalos definidos en las correlaciones geológicas a lo largo del pozo, además permite el despliegue visual de los registros del pozo cargados desde la base de datos.

4.16 DETERMINACIÓN DE VALORES LÍMITES DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Para la determinación de los valores límites de corte o Cut-off de los parámetros petrofísicos, fue necesario la realización de gráficos Cross-plot donde fueron involucrados el Volumen de Arcilla (Vsh), la Saturación de Agua (Sw), la Porosidad Efectiva (ϕ_e), y la Resistividad (Rt), siendo necesarios para poder identificar los valores límites para los cuales la explotación del Campo sea rentable.

MARCO METODOLÓGICO

Cada parámetro de corte fue calculado y estimado para cada arena y Formación de todas las áreas que posee el Campo Barua, teniendo una descripción mas a detalle para cada una de esas áreas y poder estimar con mayor precisión el resultados de los mismas.(Ver ANEXO C).

Primeramente se determino el valor limite del Volumen de Arcilla mínimo para el contaje de arena neta, en donde se realiza un gráfico Cross-plot de los valores de la curva de Resistividad Total (Rt) en el eje X contra los valores de las curvas de Volumen de Arcilla en el eje Y, seguidamente se traza una recta en donde la nube de puntos empieza hacerse asintotica hacia la resistividad para prolongar desde ese punto una recta hacia al eje Y, y determinar así el valor del Cut-off del Volumen de Arcilla.

A partir de este valor de Volumen de Arcilla, se procedió a determinar el valor limite de la Saturación de Agua de Corte, en donde se realiza un gráfico Cross-plot de los valores de las curvas de Volumen de Arcilla (Vsh) en el eje Y contra los valores de las curvas de la Saturación de Agua (Sw) en el eje X, posteriormente se traza una recta a partir de la unión de los puntos con mayores porcentajes de volumen de arcilla y saturación de agua con los puntos que posean los menores porcentajes de dichas características, y así proceder al corte de la recta que proviene de valor limite del Volumen de Arcilla (Vsh) y poder partir desde ese punto de corte hacia el eje de la Saturación de Agua (Sw) y determinar su respectivo valor de corte.

El parámetro de corte de la Porosidad (ϕ) se obtuvo al realizar los gráficos Cross-plot entre los valores de las curvas de Volumen de Arcilla (Vsh) en el eje X y los valores de las curvas de Porosidad Efectiva (ϕ_e) en el eje Y, donde posteriormente se procedió a cortar una recta que parte del valor limite del Volumen de Arcilla (Vsh) hacia nube de puntos, y es a partir de ese punto de corte donde se prolonga una recta hacia el eje Y para la obtención del valor limite de la Porosidad.

4.17 REALIZACIÓN DE LOS MAPAS DE ISOPROPIEDADES

Los Mapas de Isopropiedades se realizaran a partir de la aplicación CPS3¹⁰, de la Plataforma Geoframe con los datos arrojados del sumario petrofísico de los pozos del Campo Barúa (**Ver ANEXO D**).

Se realizaron mapas como ANT (Arena Neta Total), ANP (Arena Neta Petrolífera), Porosidad (ϕ) y Permeabilidad (K) para cada sub-unidad y unidad de las Formaciones Paují y Misoa del Campo Barúa.

¹⁰ CPS3. Aplicación de la Plataforma Geoframe. Generación de Mapas de Isopropiedades

CAPITULO V

RESULTADOS

5. RESULTADOS.

5.1 EDICIÓN Y VALIDACIÓN DE CURVAS.

Al editar y validar todas las curvas, se obtuvo un mejor control de la información de perfiles utilizados para la evaluación Petrofísica del Campo Barua, e igualmente se pudo observar y visualizar las incertidumbres presentes en el mismo.

En la validación de las curvas, se logró generar un Template para cada pozo, en donde se colocaron todas las curvas validadas y etiquetadas como lo requiere el proceso homologado de Petrofísica.

En cuanto a la edición, sirvió para la realización de una base de datos completa con todas las curvas necesarias para la evaluación, estando las mismas empalmadas y etiquetadas, para así facilitar su búsqueda.

5.2 NORMALIZACIÓN DE PERFILES.

Al observar los diferentes grupos de curvas por zona, se pudo notar la heterogeneidad que presentan los perfiles, siendo la época de las herramientas, fallas de calibración y problemas en la aplicación de las correcciones por efecto de hoyo, los principales problemas que los afectan, pues los perfiles se tomaban a diferentes velocidades y tenían detectores diferentes en sensibilidad.

Las curvas de Rayos Gamma normalizadas en este estudio fueron la de los pozos, MGB-04, MGB-09A, MGB-12, MGB-15, MGB-19, MGB-35, MGB-37, MGB-39 y MGB-43, en donde las misma presentaron las heterogeneidades descritas anteriormente, por tal motivo dichas curvas fueron ajustadas para que respondan de la misma forma a sus áreas correspondientes, donde las mismas se caracterizan por poseer una proporción similar de minerales, porosidad, contenido de arcillas, etc.

En la **FIGURA 5.1** se puede observar gráficamente en el cuadro A, dos histogramas que presentan diferencias en cuanto al desfase de la curva GR

RESULTADOS

para el pozo MGB-37 con respecto al Patrón Litológico del Área MGB-35, seguidamente se observa en el cuadro **B**, a los dos histogramas con igual espesor, siendo el producto de la normalización a partir de patrón litológico del área que se encuentra.

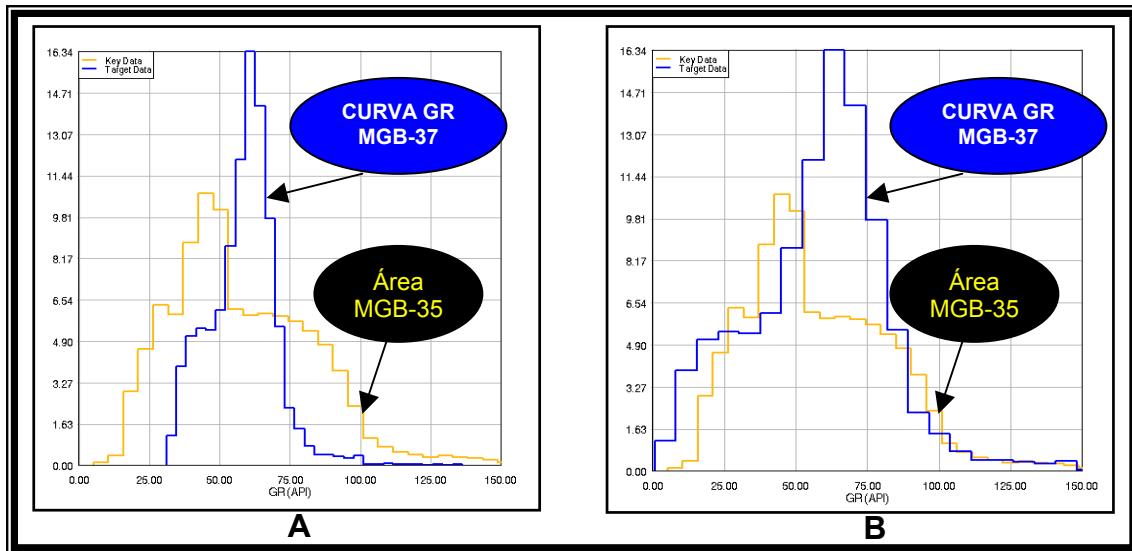


FIGURA 5.1 A) Histograma de la Curva de GR del pozo MGB-37 sin Normalizar.

B) Histograma de la Curva de GR del pozo MGB-37 ya normalizada.

Es por eso que en algunos casos resultó más conveniente usar solo los perfiles más modernos para definir la tendencia regional y luego ajustar los antiguos a la tendencia así definida (**Ver FIGURA 5.2**).

Se pudo observar que la litología de normalización está sujeta a cambios laterales de tipo regional, los cuales afectaron las respuestas de los perfiles. En este tipo de situación se incluyeron los cambios por compactación debidos a soterramiento diferencial en las lutitas, lo cual ocasiona pérdida de agua en los minerales de arcilla. En las areniscas se observa una pérdida de porosidad que es el resultado del rearreglo de los granos.

A partir de la normalización de las curvas, se obtuvo mayor confiabilidad en la estimación de los parámetros básicos, estimación de la saturación de agua, estimación del POES, estimación de las reservas y el no abandono de horizontes prospectivos.

RESULTADOS

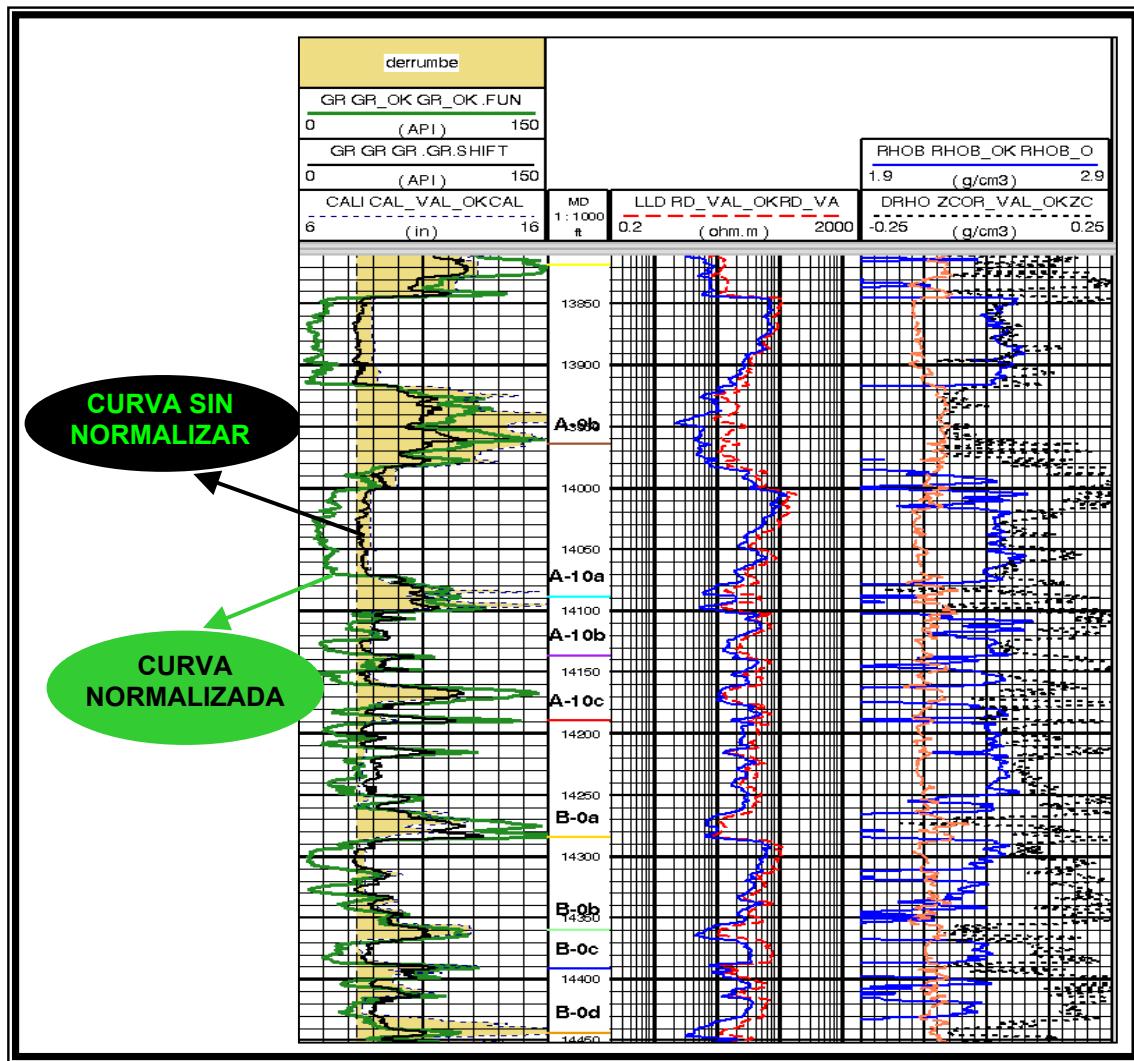


FIGURA 5.2 Template del pozo MGB-37 que muestra la diferencia de la curva de Rayos Gamma Normalizada y de la curva de Rayos Gamma sin normalizar.

5.3 MAPAS DE CERTIDUMBRE.

A continuación se observa la distribución areal obtenida de la información disponible en el estudio para cada renglón, siendo de gran importancia al momento de la interpretación petrofísica del campo, la cual nos permite obtener mayor confiabilidad y precisión en el estudio.

5.3.1 INFORMACIÓN DE PERFILES DE POZO.

Con un valor de 25% de la certidumbre total, la distribución de la información de perfiles fue caracterizada a partir de la siguiente tabla, llegando a la obtención de su mapa de certidumbre correspondiente. (**Ver TABLA 5.1 y FIGURA 5.3**).

POZO	REGISTROS BASICO (5%)					TOTAL MAX. (25%)
	DT (5%)	RHOB (8%)	NPHI (5%)	ESPECIALES (2%)		
MGB-01	3%					3%
MGB-02	3%					3%
MGB-03	3%	6%	3%			12%
MGB-04	3%		4%			7%
MGB-05	3%	5%	6%	4%		18%
MGB-06	3%	6%	4%			13%
MGB-07	3%	6%	4%			13%
MGB-08	3%	6%	4%			13%
MGB-09	3%	6%	4%			13%
MGB-09A	3%	5%	6%			14%
MGB-10	3%	6%	4%			13%
MGB-11	3%	5%	6%	4\$		14%
MGB-12	3%	5%	6%	4%		18%
MGB-13	3%	5%	6%	4%		18%
MGB-14	3%	5%	6%	4%		18%
MGB-15	3%	5%	6%	2%		16%

TABLA 5.1 Resultado de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre de la Información de Perfiles.

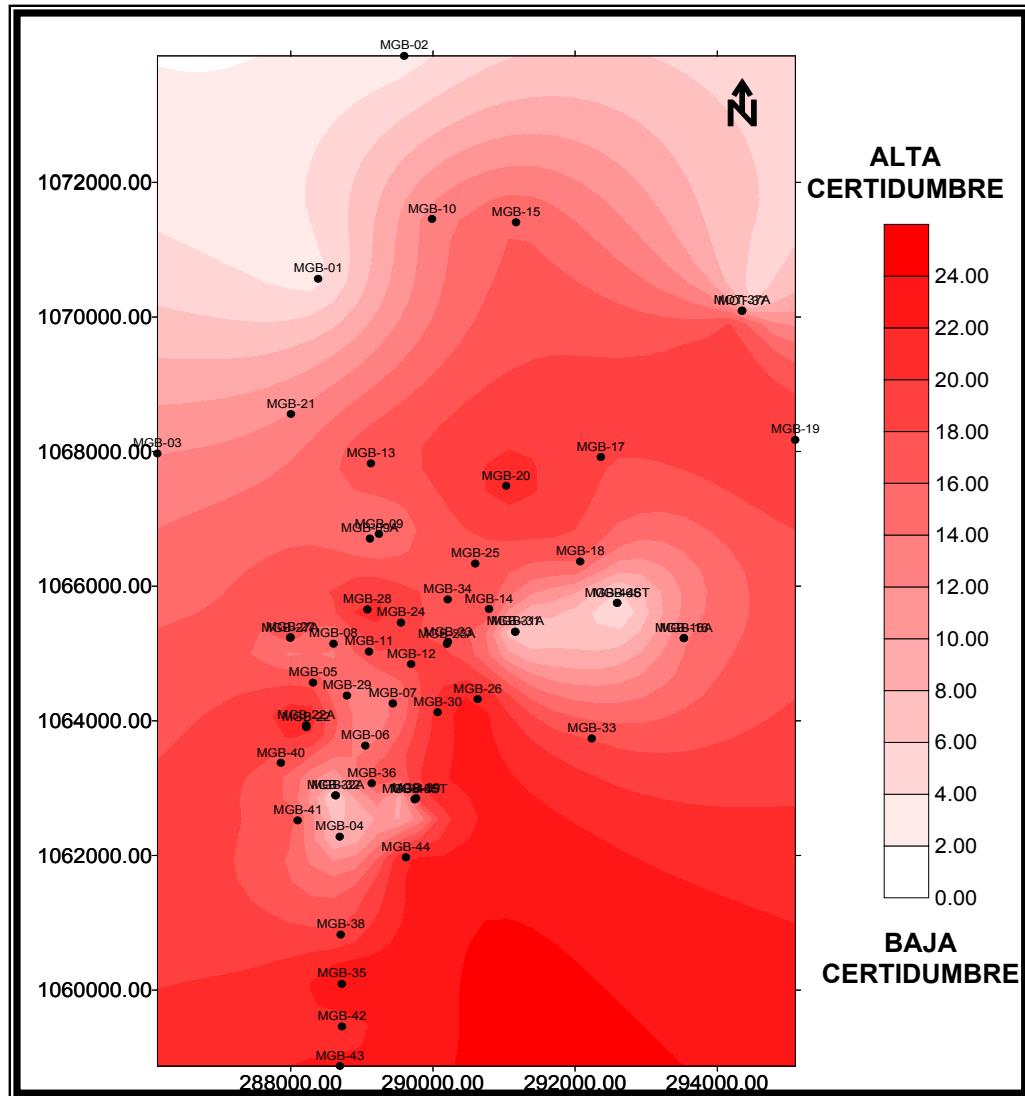


FIGURA 5.3 Mapa de Certidumbre de Perfiles del Campo Barúa.

Este mapa representa la certidumbre de la información de registro en el área de estudio, por lo que puede notarse que se encuentran muy bien distribuida, permitiendo calcular las propiedades eléctricas de la roca y propiedades empíricas para otros análisis con mayor precisión y mejor correlación de los pozos.

RESULTADOS

5.3.2 INFORMACIÓN DE NÚCLEOS.

Teniendo un valor de 35% de la certidumbre total, la distribución de la información de núcleos fue caracterizada a partir de la siguiente tabla, llegando a la obtención de su mapa de certidumbre correspondiente. (**Ver TABLA 5.2 y FIGURA 5.4).**

POZO	ANALISIS CONVENCIONALES (15)		ANALISIS ESPECIALES (20)			TOTAL (35)	
	CORE-GAMMA	K.PHI,..	Pc	FOTOS	Kr		
MGB-01						0	
MGB-02						0	
MGB-03						0	
MGB-04						0	
MGB-05	7%	8%	5%	5%	0%	5%	30%
MGB-06							0
MGB-07							0
MGB-08							0
MGB-09							0
MGB-09A							0
MGB-10							0
MGB-11							0
MGB-12							0
MGB-13							0
MGB-14							0
MGB-15							0
MGB-16							0
MGB-17							0
MGB-18	7%	8%	0%	5%	0%	2%	22%
MGB-19							0
MGB-20							0
MGB-21							0
MGB-22							0
MGB-22A							0
MGB-23							0
MGB-23A							0
MGB-24							0
MGB-25							0
MGB-26	7%	8%	5%	5%	5%	5%	35%

TABLA 5.2 Resultado de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre de la Información de Núcleos.

RESULTADOS

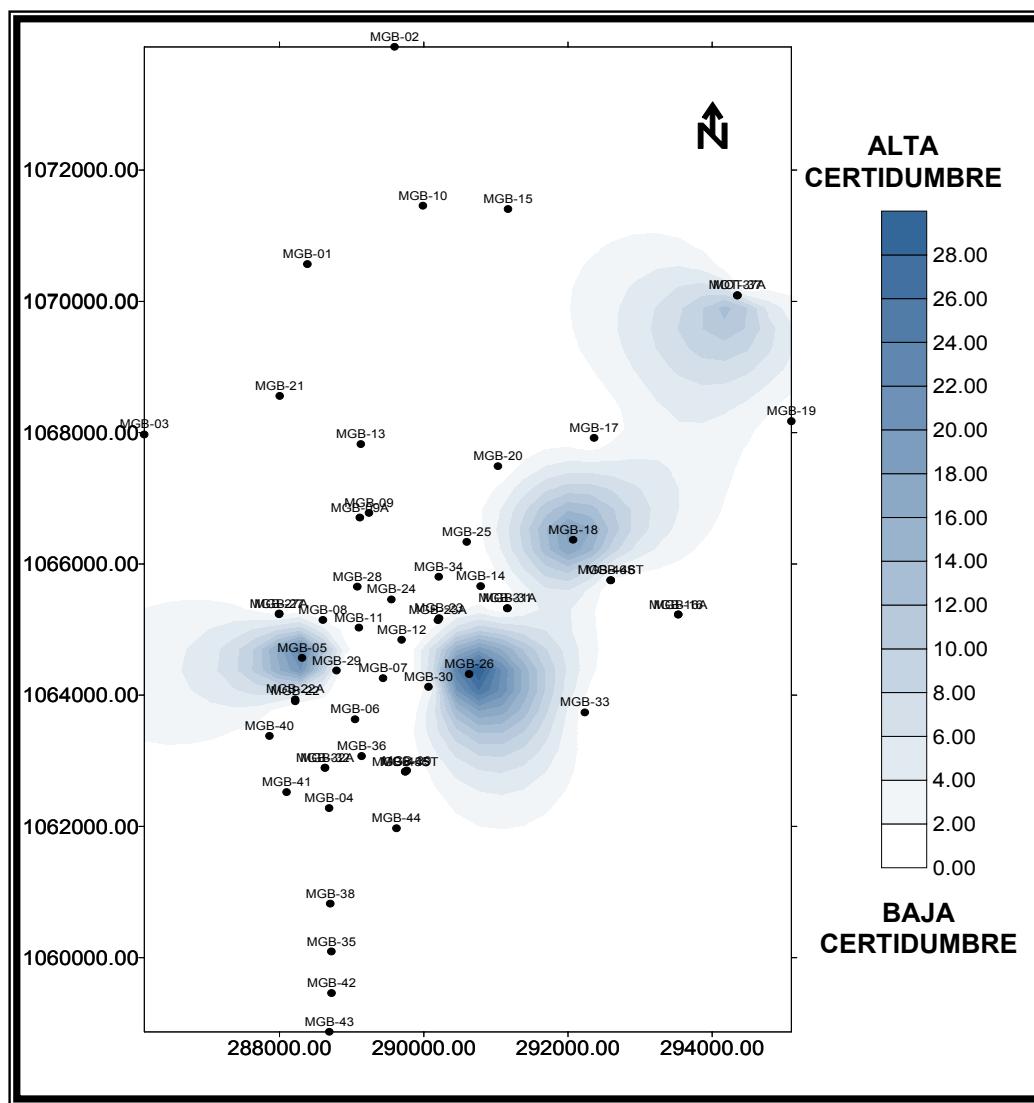


FIGURA 5.4 Mapa de Certidumbre de Núcleos del Campo Barúa.

Como se puede apreciar los núcleos se encuentran en su mayoría en el área central del campo, lo que podría crear incertidumbre en la parte superior e inferior del área. Sin embargo las características sedimentaria observadas en núcleo pueden ser extrapoladas hacia las otras áreas.

5.3.3 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y PRESIONES.

Con la información recopilada de producción y presiones se obtuvo la siguiente Tabla, generando así su respectivo mapa de certidumbre. (**Ver TABLA 5.3 y FIGURA 5.5**).

POZOS	PLT (5%)	HISTORIA (15%)	TOTAL MAX. (20%)
MGB-01		10%	10%
MGB-02		10%	10%
MGB-03		10%	10%
MGB-04		10%	10%
MGB-05	5%	13%	18%
MGB-06	5%	13%	18%
MGB-07		10%	10%
MGB-08		10%	10%
MGB-09	5%	13%	18%
MGB-09A		10%	10%
MGB-10		13%	13%
MGB-11	5%	13%	13%
MGB-12		10%	10%
MGB-13		10%	10%
MGB-14		10%	10%
MGB-15		10%	10%
MGB-16	5%	13%	13%
MGB-16A		13%	13%
MGB-17		10%	10%
MGB-18		10%	10%

TABLA 5.3 Resultado de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre de la Información de Producción.

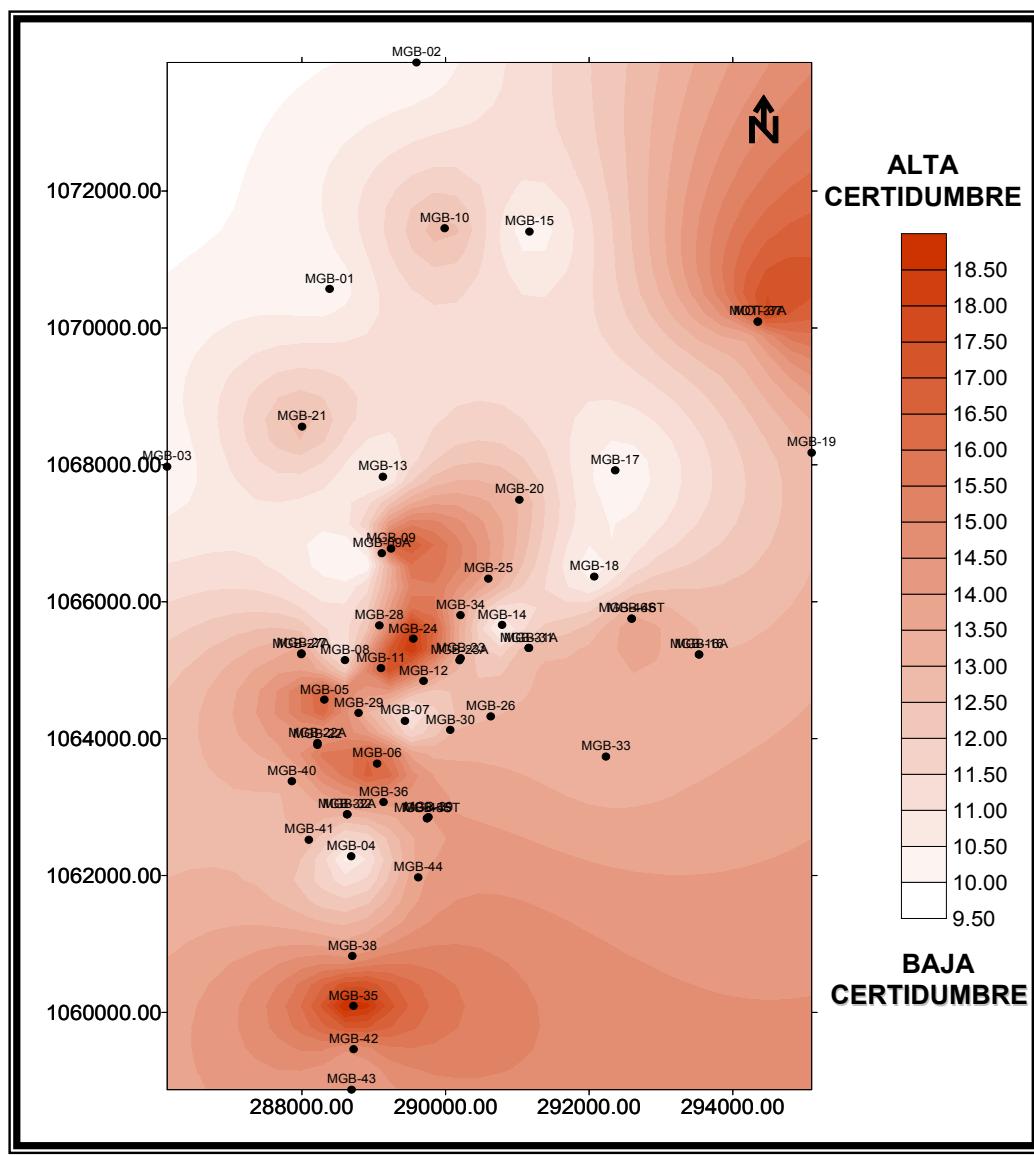


FIGURA 5.5 Mapa de Certidumbre de la Información de Producción del Campo Barúa.

Este mapa nos permitió observar que la mayoría de los pozos tienen sus históricos de producción desde el momento de su completación oficial hasta su cierre por cualquier problema, el cual nos permitirá un buen ajuste con el modelo petrofísico a la hora de extrapolar la información.

5.3.4 INFORMACIÓN SEDIMENTOLÓGICA.

Igualmente que la información de producción, el porcentaje de la información sedimentológica es de un 20%, donde el criterio de la misma se debió a su contenido en los topes, mapas de facies y la descripción de las mismas. (Ver TABLA 5.4 y FIGURA 5.6).

POZOS	Topes (5%)	Mapa Facies (10%)	Descrip. Facies (5%)	TOTAL MAX. (20%)
MGB-01	5%	8%		13%
MGB-02	5%	8%		13%
MGB-03	5%	8%		13%
MGB-04	5%	8%		13%
MGB-05	5%	10%	5%	20%
MGB-06	5%	8%		13%
MGB-07	5%	8%		13%
MGB-08	5%	8%		13%
MGB-09	5%	8%		13%
MGB-09A	5%	8%		13%
MGB-10	5%	8%		13%
MGB-11	5%	8%		13%
MGB-12	5%	8%		13%
MGB-13	5%	8%		13%
MGB-14	5%	8%		13%
MGB-15	5%	8%		13%
MGB-16	5%	8%		13%
MGB-16A	5%	8%		13%
MGB-17	5%	8%		13%
MGB-18	5%	10%	5%	20%
MGB-19	5%	8%		13%
MGB-20	5%	8%		13%
MGB-21	5%	8%		13%
MGB-22	5%	8%		13%
MGB-22A	5%	8%		13%
MGB-23	5%	8%		13%
MGB-23A	5%	8%		13%
MGB-24	5%	8%		13%
MGB-25	5%	8%		13%
MGB-26	5%	10%	5%	20%
MGB-27	5%	8%		13%
MGB-27A	5%	8%		13%

TABLA 5.4 Resultado de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre de la Información de sedimentológica.

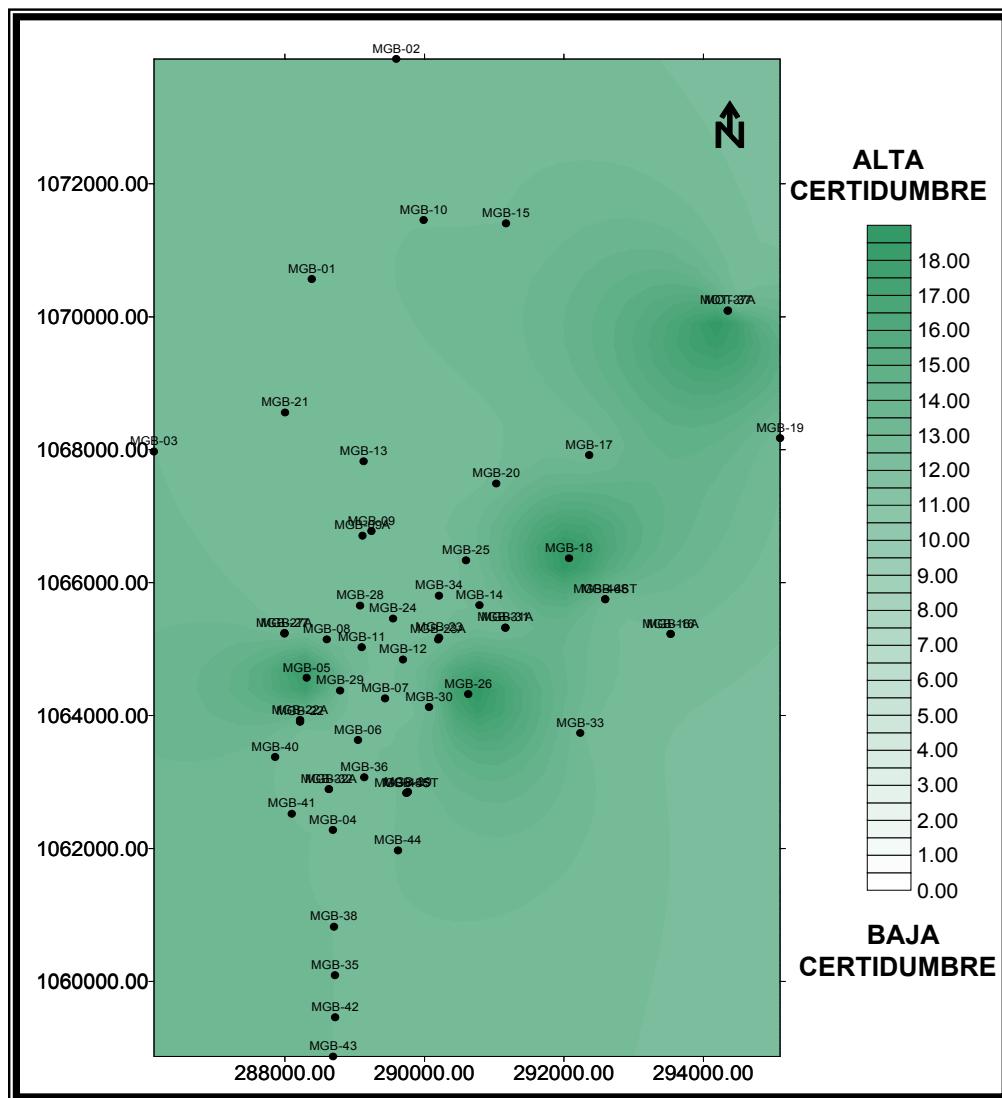


FIGURA 5.6 Mapa de certidumbre de la Información sedimentológica del Campo Barúa.

Se observa alta certidumbre en cuanto a este parámetro, ya que se dispone de mapas al nivel de cada yacimiento, así como descripción muy bien detallada de los núcleos, secciones finas, mapas de ambiente sedimentario, hojas petrográficas de los núcleos y otros.

5.3.5 CERTIDUMBRE TOTAL

Con la certidumbre total, se puede ilustrar mejor la información detectando las áreas con mayor y menor certidumbre. (**Ver TABLA 5.5 y FIGURA 5.6**).

POZO	PERFILES %	NUCLEOS %	SEDIMENTOLOGIA %	PRODUCCION %	TOTAL %
MGB-01	3%	0%	13%	10%	26%
MGB-02	3%	0%	13%	10%	26%
MGB-03	12%	0%	13%	10%	35%
MGB-04	7%	0%	13%	10%	30%
MGB-05	18%	30%	20%	18%	86%
MGB-06	13%	0%	13%	18%	44%
MGB-07	13%	0%	13%	10%	36%
MGB-08	13%	0%	13%	10%	36%
MGB-09	13%	0%	13%	18%	44%
MGB-09A	14%	0%	13%	10%	37%
MGB-10	13%	0%	13%	13%	39%
MGB-11	18%	0%	13%	18%	49%
MGB-12	18%	0%	13%	13%	44%
MGB-13	18%	0%	13%	10%	41%
MGB-14	18%	0%	13%	10%	41%
MGB-15	16%	0%	13%	10%	39%
MGB-16	18%	0%	13%	18%	49%
MGB-16A	14%	0%	13%	13%	40%
MGB-17	18%	0%	13%	10%	41%
MGB-18	17%	22%	20%	10%	69%
MGB-19	20%	0%	13%	13%	46%
MGB-20	21%	0%	13%	13%	47%
MGB-21	12%	0%	13%	13%	38%
MGB-22	22%	0%	13%	16%	51%
MGB-22A	23%	0%	13%	13%	49%
MGB-23	17%	0%	13%	13%	43%
MGB-23A	18%	0%	13%	13%	44%
MGB-24	18%	0%	13%	20%	51%
MGB-25	17%	0%	13%	14%	44%

TABLA 5.5 Resultado de la suma de los valores asignados para el Análisis de Certidumbre Total de Información del Campo Barúa.

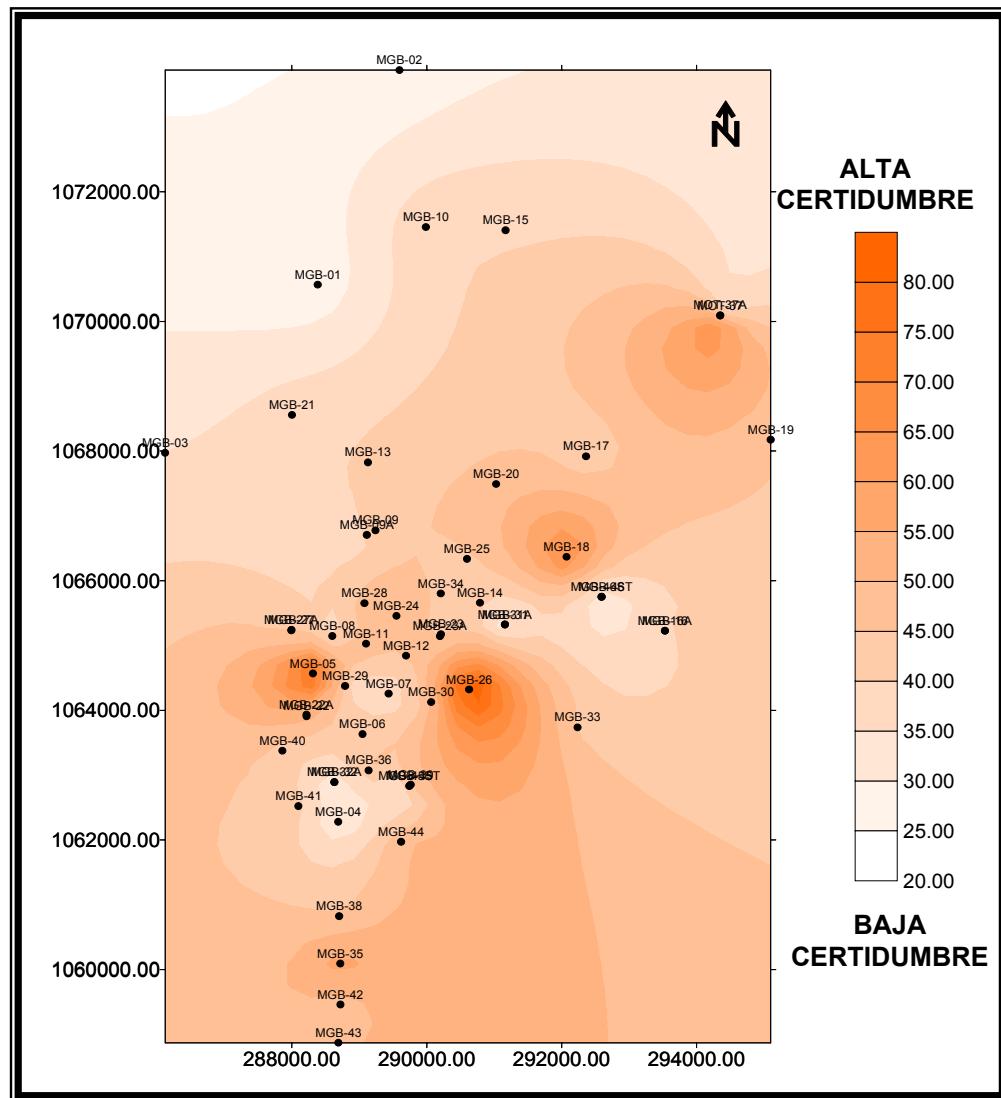


FIGURA 5.7 Mapa de Certidumbre Total del Campo Barúa.

A partir del mapa de certidumbre total se determinó que la zona con menor nivel de certidumbre en cuanto a la información disponible es la zona central, expresándose con los colores mas oscuros en el mapa, y a su vez permitió seleccionar los pozos claves para la generación del modelo petrofísico.

5.4 POZOS CLAVES PARA EL ESTUDIO.

Con la información ya recopilada de los mapas de certidumbre y la clasificación de los pozos con sus respectivas características principales se obtuvo la siguiente **TABLA 5.6**, en donde se determinaron los pozos claves para cada área del Campo Barúa.

AREA	POZOS
MISOA MGB-01	MGB-01
PAUJÍ/MISOA MGB-04	MGB-05, MGB-11
PAUJI/MISOA MGB-12	MGB-16, MGB-18, MGB-25, MGB-26
MISOA MGB-15	MGB-15, MOT-37
PAUJÍ/MISOA MGB-35	MGB-35, MGB-42

TABLA 5.6 Tabla que presenta los pozos claves para cada área del Campo Barúa.

5.5 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS.

Los resultados de los valores de los parámetros petrofísicos una vez aplicada la metodología descrita en el capítulo IV son los siguientes:

5.5.1 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (R_w).

De acuerdo al trabajo de Parra y Montoya (2002) los resultados de la resistividad del agua de formación (R_w), fueron determinados para las diferentes áreas del Campo Barúa, estableciendo así una relación lineal entre la concentración de sólidos totales disueltos (ppm) y la resistividad del agua correspondiente. En la **TABLA 5.7**, se presentan los resultados que obtuvieron del $R_w @ 75 ^\circ F$.

FORMACIÓN	R_w (ohm-m)
PAUJI	1.09
MISOA MGB-01	1.48
MISOA MGB-04	1.753
MISOA MGB-12	1.538

TABLA 5.7 Resistividad de las aguas de formación del Campo Barúa @ $T = 75 ^\circ F$.

5.5.2 EXPONENTE DE CEMENTACIÓN (m) Y COEFICIENTE DE TORTUOSIDAD (a).

Al realizar los gráficos para la obtención de los Exponentes de Cementación “m” para los núcleos MGB-26 y MGB-05 se obtuvieron los valores que se encuentran en la **TABLA 5.8**; utilizando así un coeficiente de tortuosidad **a=1**. Así mismo se realizó el estudio para el cálculo del exponente de cementación corregido por Arcillosidad para los dos núcleos ya que poseían los valores de Factor de Formación Corregido (FF*). Tomando en cuenta que el estudio de los parámetros se calculó a una presión de sobrecarga de 5200 lpc. para el núcleo MGB-26 y de 7860 lpc. para el núcleo MGB-05.

Exponente de Cementacion "m"			Exponente de Cementacion "m**"		
	MGB-26	MGB-05		MGB-26	MGB-05
PAUJI	1,44	0,72	PAUJI	1,51	1,98
MISOA	1,6	0,66	MISOA	1,67	2,00

TABLA 5.8 Resultados de los diferentes valores de Exponente de Cementación (m) y corregidos por arcilla (m*)

Analizando los valores obtenidos, se tiene que el estudio de factor de cementación que mejor se ajusta para la evaluación petrofísica, son los valores de m* (Factor de Formación corregido por Arcillosidad) del núcleo MGB-05, obteniendo valores de **m*=1.98** para Paují y **m*=2** para Misoa, en donde se ajustan a los valores de las arenas altamente cementadas como las que se consideran en el campo; obviando los estudios realizado para el núcleo MGB-26, debido a que fueron realizados con unos valores de R_w o composición salina que presenta una discrepancia a los actuales o a los más modernos en el campo Barúa.

A continuación se presenta la tabla con sus respectivos valores de porosidad y factor de Formación para el pozo MGB-05. (**Ver TABLA 5.9**) e igualmente los gráficos resultantes (**Ver GRÁFICOS 5.1, 5.2 y 5.3**) para la interpretación del Exponente de Cementación (m) y (m*).

RESULTADOS

NUCLEO MGB-05X					
Rw 0.1 ohm-m / PSC 7860 lpc					
ARENA	PROF. REGISTRO	PROF. NUCLEO	FF*	PHI	FACIES
A-10a	13364	13331	119.4	0.108	S2
A-10a	13369	13336	70.7	0.141	S31
A-10a	13493	13419	105.5	0.091	S31
B-Oa	13604	13573	73.7	0.128	S3
B-Ob	13676	13652	152.1	0.083	S11B
B-Ob	13689	13667	93.8	0.107	S11B
B-Ob	13691	13669	46	0.136	S11
B-Oc	13705	13683	17.4	0.206	S3
B-Oc	13706	13687	19.4	0.191	S1
B-Oc	13707	13688	23	0.168	S1
B-1a	13809	13792	36	0.152	S2B
B-1b	13962	13949	79.7	0.116	S1

Estudio realizado por Laboratorios SHELL VENEZUELA 31/05/66

TABLA 5.9 Valores utilizados para el calculo de m y m* del núcleo MGB-05.

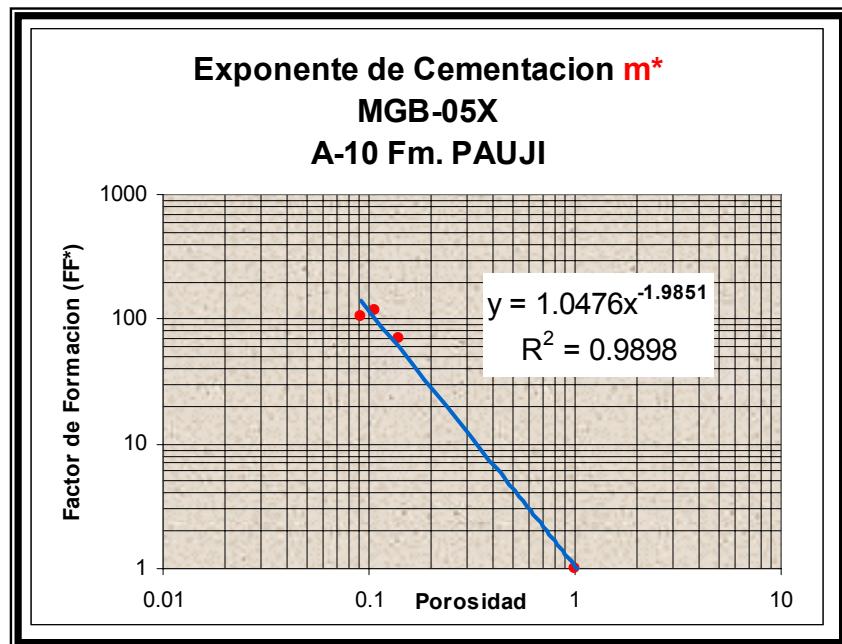


GRÁFICO 5.1 Gráfico de Exponente de Cementación m* para la Formación Paují.

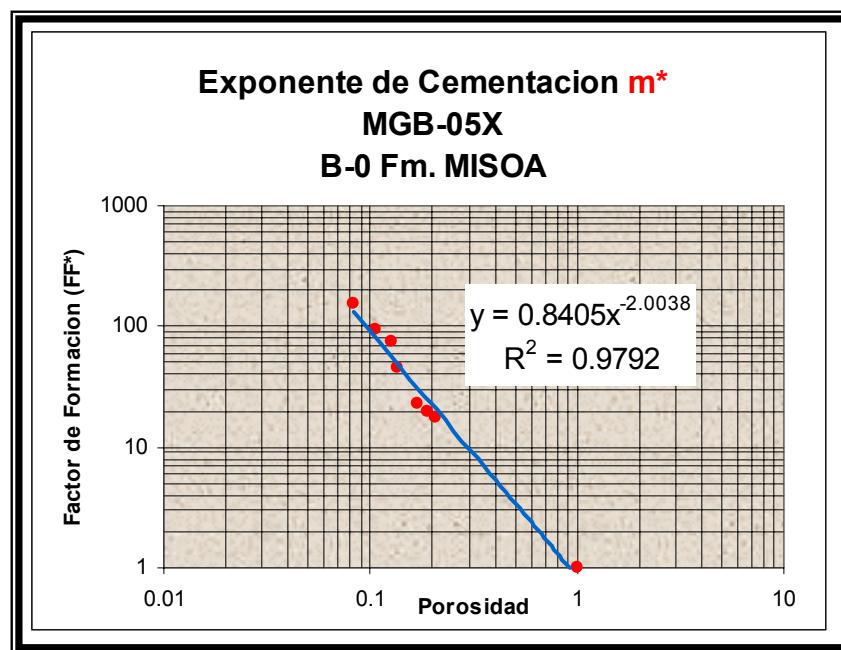


GRÁFICO 5.2 Gráfico de Exponente de Cementación m* para la Formación Misoa en la arena B-0.

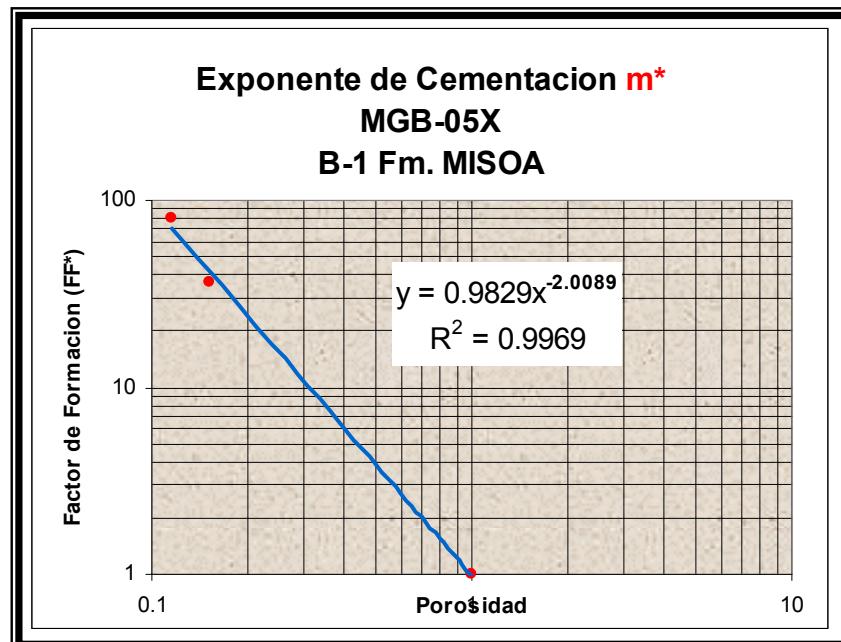


GRÁFICO 5.3 Gráfico de Exponente de Cementación m* para la Formación Misoa en la arena B-1.

5.5.3 EXPONENTE DE SATURACIÓN (n).

El valor del exponente de saturación (n) fue determinado para el núcleo MGB-26, por ser el único núcleo que poseía estudios de Índice de Resistividad para este cálculo, siendo calculado para cada formación y para las dos formaciones juntas. (Ver TABLA 5.10). De igual manera, se realizó el cálculo del exponente de saturación corregido por Arcillosidad n^* (Ver GRÁFICOS 5.4, 5.5 y 5.6).

Exponente de Saturacion "n" y "n*"		
	n	n*
PAUJI	1,67	1,87
MISOA	1,42	1,87

TABLA 5.10 Resultados de los diferentes valores de Exponente de Saturación(n) y corregidos por arcilla (n^*).

Los resultados obtenidos para cada formación fueron iguales, decidiendo tomar un valor único de este parámetro en el Campo Barúa, siendo $n^*=1.87$, tomando en cuenta que este valor depende de la humectabilidad de la roca, siendo característico de rocas preferencialmente “mojadas” por agua.

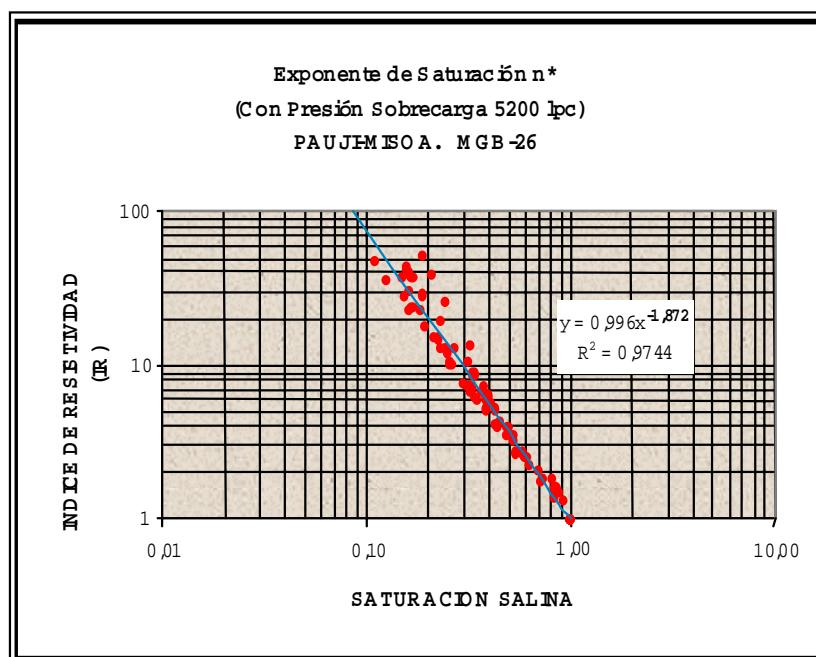


GRÁFICO 5.4 Gráfico para el cálculo del Exponente Saturación n^* para la Fm. Paují y Fm. Misoa a partir del núcleo MGB-26.

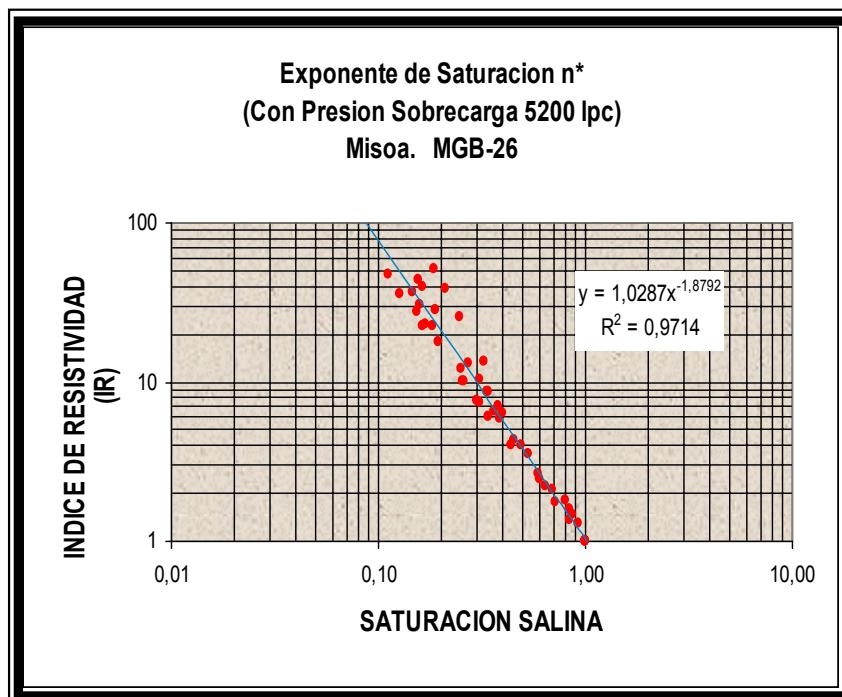


GRÁFICO 5.5 Gráfico para el cálculo del Exponente Saturación n* para la Fm. Misoa a partir del núcleo MGB-26.

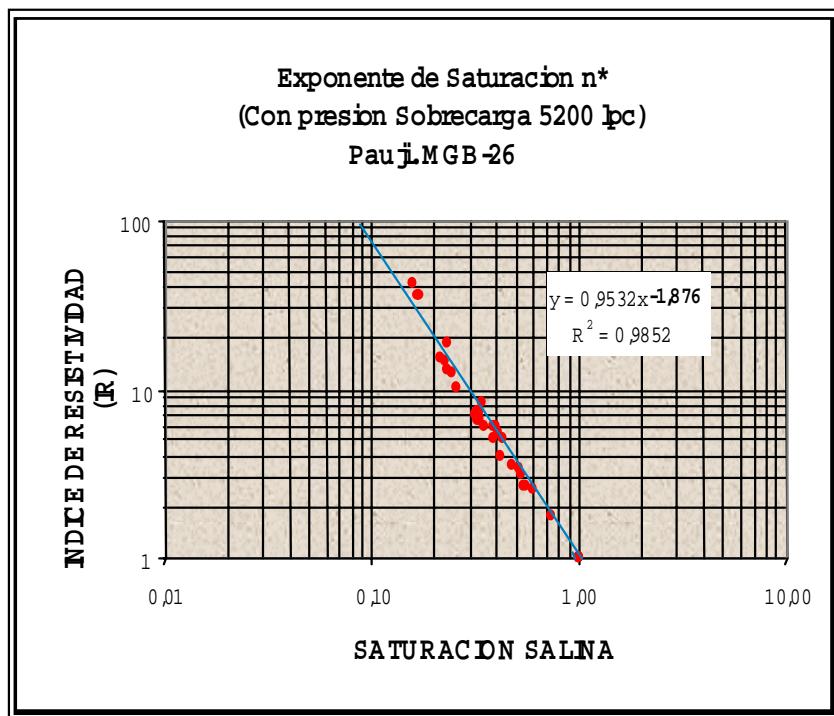


GRÁFICO 5.6 Gráfico para el cálculo del Exponente Saturación n* para la Fm. Paují a partir del núcleo MGB-26

5.5.4 DENSIDAD DE MATRIZ (ρ_{ma}).

De los histogramas de frecuencia realizados para pozos con análisis convencionales de núcleos en el yacimiento MGB-05, MGB-26 y MOT-37, se determinó el valor de la densidad de matriz predominante en la formación como 2,66 gr/cc, con rangos de variación de 2,64 hasta 2,74 gr/cc.

A continuación se presentan las tablas con los valores estadísticos obtenidos para la densidad de matriz de la formación y los histogramas de frecuencia de dichos pozos. (Ver GRÁFICOS 5.7, 5.8 y 5.9).

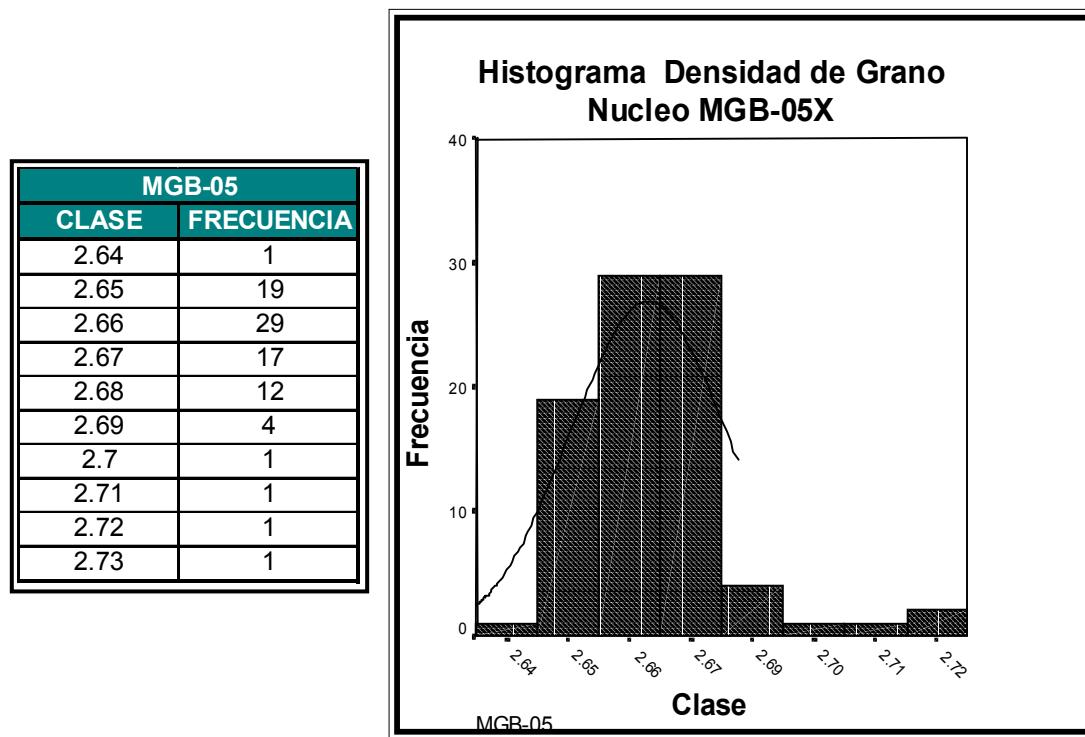


GRÁFICO 5.7 Tabla de valores e Histograma de Densidad de Grano para el núcleo MGB-05.

MGB-26	
CLASE	FRECUENCIA
2.58	1
2.63	2
2.64	12
2.65	25
2.66	22
2.67	16
2.68	7
2.69	5
2.7	6
2.71	3
2.72	1
2.73	1
2.74	2
2.8	1

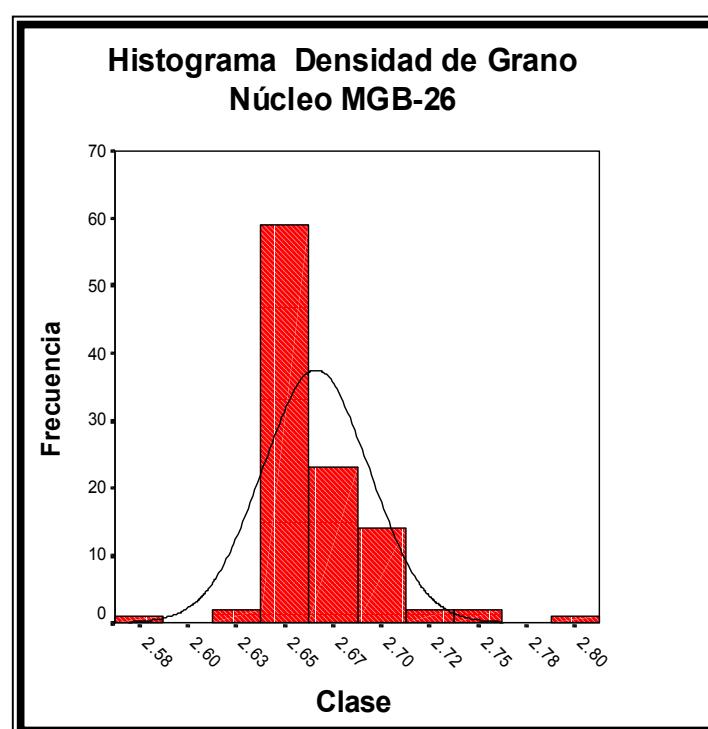


GRÁFICO 5.8 Tabla de valores e Histograma de Densidad de Grano para el núcleo MGB-26.

MOT-37	
CLASE	FRECUENCIA
2.6	5
2.61	2
2.62	2
2.63	6
2.64	15
2.65	12
2.66	9
2.67	4
2.68	3
2.69	5
2.7	5
2.71	2
2.73	1
2.74	1
2.76	1
2.77	1
2.78	1

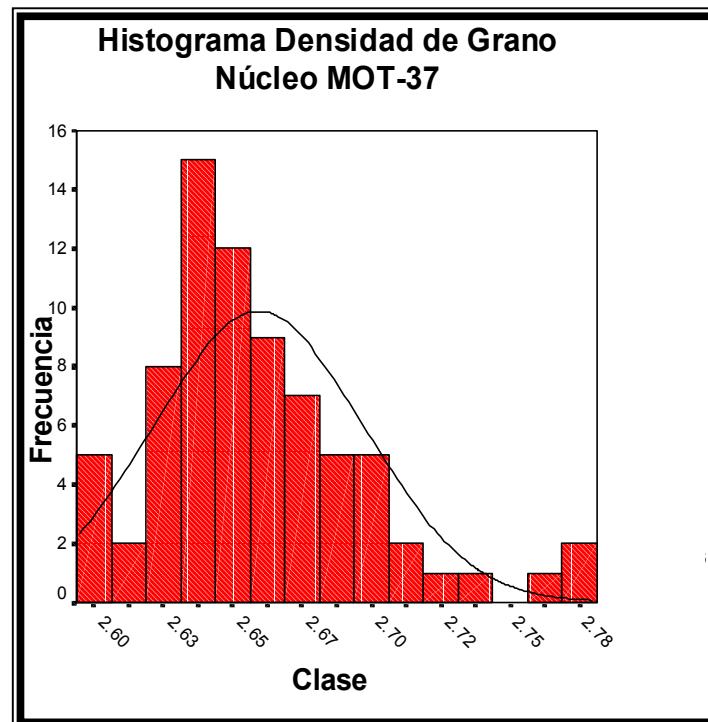


GRÁFICO 5.9 Tabla de valores e Histograma de Densidad de Grano para el núcleo MOT-37.

5.5.6 CAPACIDAD DE INTECARGCAMBIO DE CATIONES POR VOLUMEN POROSO (Qv).

Esta ecuación fue determinada por medio de comparaciones logarítmicas y lineales del Qv en función de la porosidad, siendo la ecuación resultante la que presento la mejor regresión.

$$Qv = 10^{5.77 - 4.41 \cdot \Phi}$$

A continuación se presentan el gráfico realizado para los núcleos que poseían estudios de CIC (Capacidad de Intercambio de Cationes) o directamente el Qv. (Laboratorios Petrofísicos de Venezuela, 1980). (**Ver GRÁFICO 5.10**).

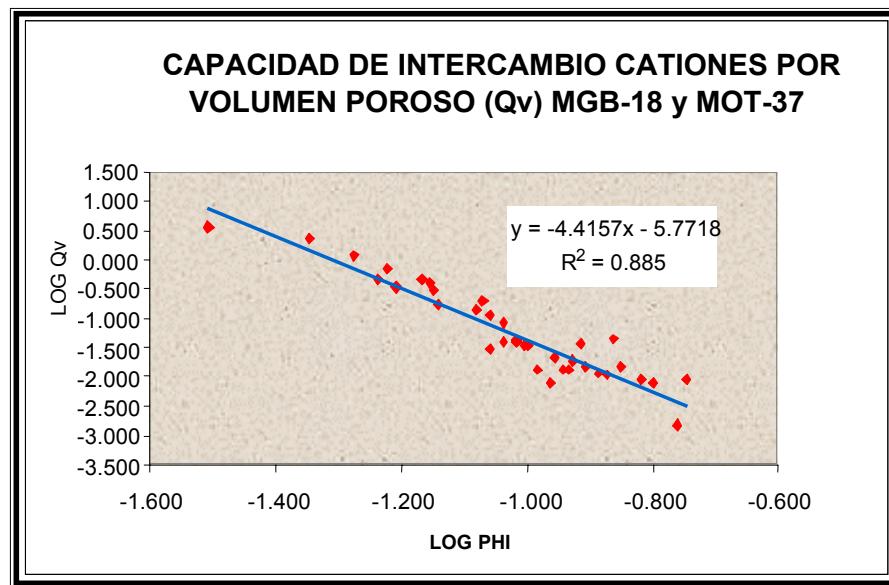


GRÁFICO 5.10 Gráfico de Qv vs. Porosidad para el Núcleo MGB-18 y MOT-37.

RESULTADOS

5.6 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE ROCA.

Los núcleos que poseen análisis de presión capilar por el método de inyección de mercurio son el MGB-05 y MGB-26. A continuación se muestran los gráficos de presión capilar contra la saturación de Mercurio para cada una de las muestras determinadas de los análisis especiales realizados para cada núcleo. (**Ver GRÁFICOS 5.11 y 5.12**).

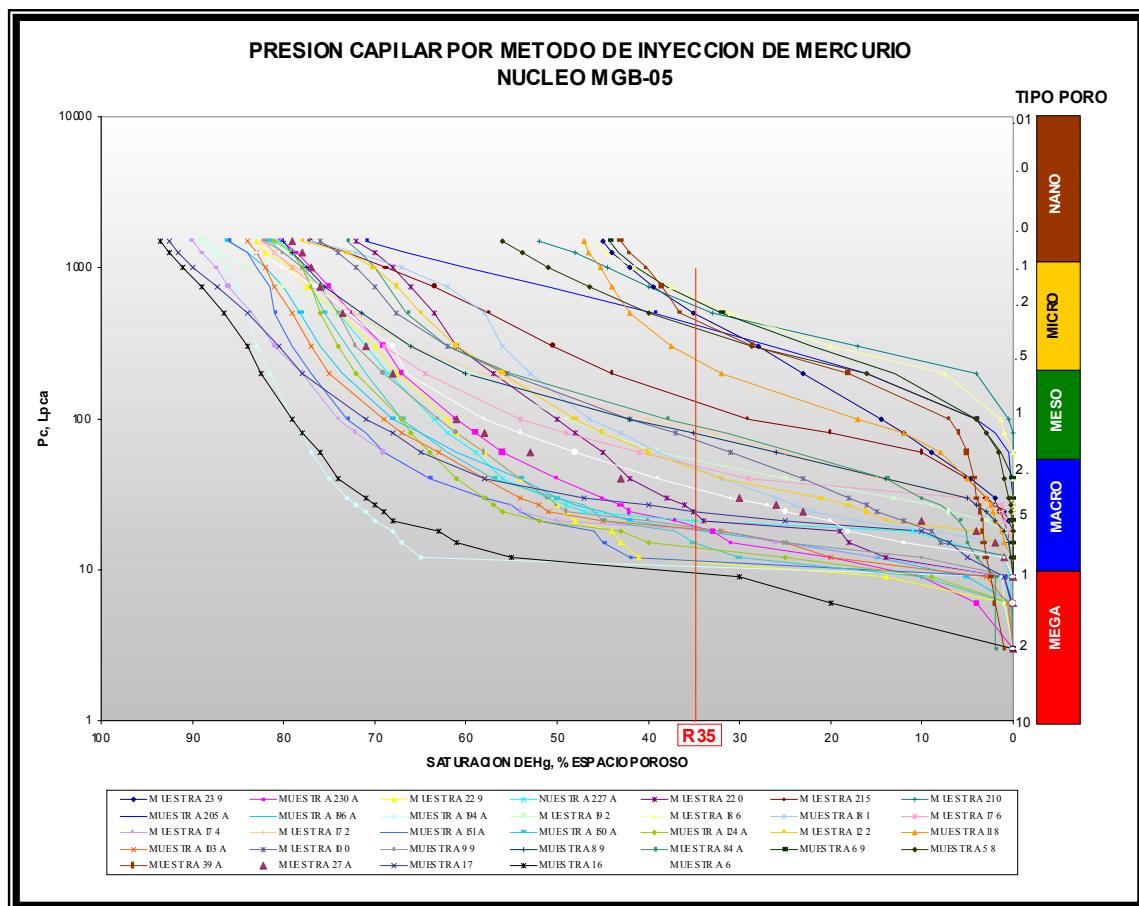


GRÁFICO 5.11 Presión Capilar vs. Saturación de Mercurio, utilizada para la determinación de los radios de garganta poral del núcleo MGB-05.

RESULTADOS

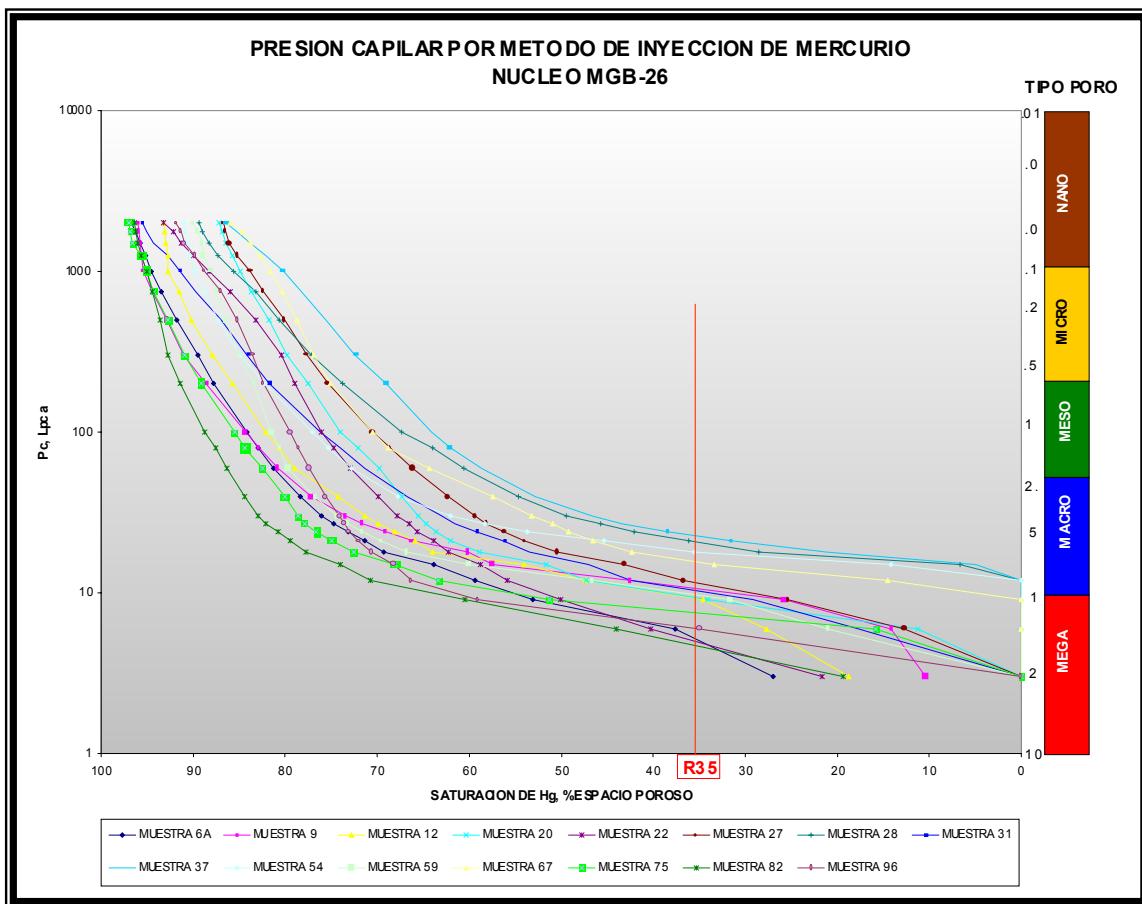


GRÁFICO 5.12 Presión Capilar vs. Saturación de Mercurio, utilizada para la determinación de los radios de garganta poral del núcleo MGB-26.

De estos gráficos se obtuvo como resultado los valores de presión capilar a diferentes saturaciones de mercurio (desde 10% hasta 45%) para cada muestra, que serán utilizados para el cálculo de los radios de garganta de poro a partir de la ecuación de presión capilar, los cuales se presentan en las siguientes **TABLAS 5.11 y 5.12**.

RESULTADOS

PRESION CAPILAR A SATURACION DE Hg. NUCLEO MGB-05X										
MUESTRA	PROFUNDIDAD	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	
16	13328.75	4.2	5	6	8	9	9.5	10.1	10.2	
17	13329.75	18	20	20	20	23	25	27	29.5	
27A	13357.58	21	22	23	27	30	33	38	43	
39A	13407.66	130	170	220	275	330	450	1000	X	
58	13438.25	150	195	230	260	320	400	500	700	
69	13448.17	170	220	280	350	450	620	900	X	
84A	13557.08	30	42	50	62	75	90	113	145	
89	13564.58	37	41	49	60	68	80	93	120	
99	13579.92	13	14	15	15	17	20	20	23	
100	13581.25	20	25	35	45	55	70	90	125	
103	13584.16	11	12	13	15	17	20	20	22	
118	13650.08	70	90	120	150	180	250	400	1000	
122	13654.08	20	23	30	35	38	48	60	80	
124A	13656.08	9	10	12	13	14	14	15	19	
150A	13683.08	9	10	10	12	13	15	20	22	
151A	13687.25	10	10	10	12	12	13	14	17	
172	13775	35	40	50	60	70	85	100	120	
174	13777.08	12	13	14	15	17	20	20	20	
176	13778.66	32	32	35	38	40	48	60	70	
181	13783.66	18	20	23	30	38	48	65	90	
186	13788.5	220	250	300	380	490	600	900	1200	
192	13794.92	28	32	36	40	47	53	60	80	
194A	13807.83	9.5	10	10	10	11	12	13	12	
196A	13810	12	13	15	15	17	19	20	24	
205A	13837.66	150	200	230	300	350	420	500	600	
210	13842.58	250	290	320	400	470	550	780	1000	
215	13873.58	60	70	80	90	100	140	170	210	
220	13878.58	12	13	19	20	20	25	35	60	
227A	13885	18	19	20	20	20	20	23	24	
229	13887.08	8	9	9.8	10	11	12	13	19	
230A	13888.42	9	12	14	14	15	20	23	30	
239	13927.08	65	110	165	250	350	525	800	1250	

TABLA 5.11 Presiones Capilares a diferentes Saturaciones de Mercurio del núcleo MGB-05.

PRESION CAPILAR A SATURACION DE Hg. NUCLEO MGB-26										
MUESTRA	PROFUNDIDAD	10%	15%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	
6A	13 440.6	X	X	X	X	3.7	5	6.5	7	
9	13 446.2	X	6	7.5	9	10	11	12	13	
12	13 473.1	X	X	3.3	4.7	7	9	10	12	
20	13 495.2	6	6.5	7.5	8	8.5	9	10	12	
22	13 533.3	X	X	X	3.4	4	5	6	7	
27	13 676.7	5	6.5	7.5	9	10	12	13	15	
28	13 677.8	17	15	15	16.5	17	20	24	26	
31	13 682.1	4.5	5.5	6.5	7.8	9	10	12	13	
37	13 694.4	17.5	16	16	18	20	22	25	27	
54	13 746.5	15	15	16	16	16	17	20	20	
59	13 800.6	4	5	6	7	7.5	7	11	12	
67	13 809.2	12	13	13	15	15	16	17	20	
75	13 852.1	4.7	5.8	6.2	7	7	7.5	8	8.5	
82	13 862.8	X	X	3	3.5	4	4.7	5.1	6	
88	13 879.6	3.7	4	4.7	5	5.5	6	6.5	7	
96	13 901.9	3.7	4	4.7	5	5.5	6	6.5	7	

TABLA 5.12 Presiones Capilares a diferentes Saturaciones de Mercurio del núcleo MGB-26.

RESULTADOS

Con los valores obtenidos de presiones capilares de los gráficos anteriores se procedió a determinar los radios de garganta de poro correspondiente a cada saturación de mercurio estudiada, donde los mismos fueron comparados con la clasificación de Petrofacies, no pudiendo obtenerse un radio de garganta de poro que se ajuste a dicha clasificación, tomando en cuenta que estos valores sirvieron para la comparación con los radios calculados de las ecuaciones empíricas de Winland Y Pitmann. (**Ver TABLAS 5.13 y 5.14**).

RADIO DE GARGANTA DE PORO DE Pc. NUCLEO MGB-05X								
MUESTRA	R10	R15	R20	R25	R30	R35	R40	R45
16	25.340	21.286	17.738	13.304	11.826	11.203	10.538	10.434
17	5.913	5.322	5.322	5.322	4.627	4.257	3.942	3.608
27A	5.068	4.838	4.627	3.942	3.548	3.225	2.801	2.475
39A	0.819	0.626	0.484	0.387	0.323	0.237	0.106	X
58	0.710	0.546	0.463	0.409	0.333	0.266	0.213	0.152
69	0.626	0.484	0.380	0.304	0.237	0.172	0.118	X
84A	3.548	2.534	2.129	1.717	1.419	1.183	0.942	0.734
89	2.876	2.596	2.172	1.774	1.565	1.330	1.144	0.887
99	8.187	7.602	7.095	7.095	6.261	5.322	5.322	4.627
100	5.322	4.257	3.041	2.365	1.935	1.520	1.183	0.851
103	9.675	8.869	8.187	7.095	6.261	5.322	5.322	4.838
118	1.520	1.183	0.887	0.710	0.591	0.426	0.266	0.106
122	5.322	4.627	3.548	3.041	2.801	2.217	1.774	1.330
124A	11.826	10.643	8.869	8.187	7.602	7.602	7.095	5.602
150A	11.826	10.643	10.643	8.869	8.187	7.095	5.322	4.838
151A	10.643	10.643	10.643	8.869	8.869	8.187	7.602	6.261
172	3.041	2.661	2.129	1.774	1.520	1.252	1.064	0.887
174	8.869	8.187	7.602	7.095	6.261	5.322	5.322	5.322
176	3.326	3.326	3.041	2.801	2.661	2.217	1.774	1.520
181	5.913	5.322	4.627	3.548	2.801	2.217	1.637	1.183
186	0.484	0.426	0.355	0.280	0.217	0.177	0.118	0.089
192	3.801	3.326	2.956	2.661	2.264	2.008	1.774	1.330
194A	11.203	10.643	10.643	10.643	9.675	8.869	8.187	8.869
196A	8.869	8.187	7.095	7.095	6.261	5.602	5.322	4.435
205A	0.710	0.532	0.463	0.355	0.304	0.253	0.213	0.177
210	0.426	0.367	0.333	0.266	0.226	0.194	0.136	0.106
215	1.774	1.520	1.330	1.183	1.064	0.760	0.626	0.507
220	8.869	8.187	5.602	5.322	5.322	4.257	3.041	1.774
227A	5.913	5.602	5.322	5.322	5.322	4.627	4.435	
229	13.304	11.826	10.860	10.643	9.675	8.869	8.187	5.602
230A	11.826	8.869	7.602	7.602	7.095	5.322	4.627	3.548
239	1.637	0.968	0.645	0.426	0.304	0.203	0.133	0.085

TABLA 5.13 Radios de Garganta de Poro a diferentes Saturaciones de Mercurio para el Núcleo MGB-05.

RESULTADOS

RADIO DE GARGANTA DE PORO DE P. NUCLEO MGB-26								
MUESTRA	R10	R15	R20	R25	R30	R35	R40	R45
6A	X	X	X	X	X	21.286	16.374	15.204
9	X	17.738	14.191	11.826	10.643	9.675	8.869	8.187
12	X	X	32.252	22.645	15.204	11.826	10.643	8.869
20	17.738	16.374	14.191	13.304	12.521	11.826	10.643	8.869
22	X	X	X	31.303	26.608	21.286	17.738	15.204
27	21.286	16.374	14.191	11.826	10.643	8.869	8.187	7.095
28	6.261	7.095	7.095	6.450	6.261	5.322	4.435	4.093
31	23.651	19.351	16.374	13.645	11.826	10.643	8.869	8.187
37	6.082	6.652	6.652	5.913	5.322	4.838	4.257	3.942
54	7.095	7.095	6.652	6.652	6.652	6.261	5.322	5.322
59	26.608	21.286	17.738	15.204	14.191	15.204	9.675	8.869
67	8.869	8.187	8.187	7.095	7.095	6.652	6.261	5.322
75	22.645	18.350	17.166	15.204	15.204	14.191	13.304	12.521
82	X	X	35.477	30.409	26.608	22.645	20.869	17.738
88	28.765	26.608	22.645	21.286	19.351	17.738	16.374	15.204
96	28.765	26.608	22.645	21.286	19.351	17.738	16.374	15.204

TABLA 5.14 Radios de Garganta de Poro a diferentes Saturaciones de Mercurio para el Núcleo MGB-26.

Luego de lo anteriormente tratado, se procedió al calculo de la ecuación de radio de garganta de poro para cada nivel de saturación a partir de las ecuaciones empíricas en función de la porosidad y la permeabilidad desarrolladas por Winland y Pittman, donde las mismas fueron explicadas en el Marco Teórico. A continuación se presentan los valores obtenidos. (**Ver TABLA 5.15 y 5.16**).

RADIO DE GARGANTA DE PORO. NUCLEO MGB-26									
MUESTRA	PITMANN								WINLAND
	R10	R15	R20	R25	R30	R35	R40	R45	
6A	24.958	22.634	21.197	19.154	17.501	15.590	13.476	11.124	18.337
9	15.880	14.147	13.000	11.710	10.669	9.521	8.343	7.110	11.708
12	15.186	13.528	12.430	11.177	10.161	9.040	7.894	6.684	11.042
20	14.643	12.615	11.203	10.329	9.755	9.213	8.865	9.035	14.011
22	18.362	16.114	14.587	13.369	12.501	11.589	10.762	10.223	16.163
27	11.684	10.094	8.987	8.196	7.622	7.048	6.592	6.382	10.125
28	4.803	4.042	3.499	3.149	2.881	2.631	2.462	2.414	3.888
31	9.813	8.420	7.442	6.779	6.297	5.827	5.479	5.372	8.517
37	3.905	3.308	2.881	2.560	2.298	2.043	1.841	1.684	2.790
54	5.230	4.496	3.977	3.532	3.164	2.793	2.471	2.173	3.627
59	11.467	10.039	9.059	8.170	7.470	6.731	6.039	5.405	8.814
67	7.679	6.660	5.949	5.323	4.817	4.296	3.827	3.396	5.604
75	16.466	14.375	12.942	11.861	11.095	10.306	9.628	9.263	14.616
82	13.254	11.522	10.324	9.416	8.750	8.071	7.493	7.142	11.360
88	21.685	19.193	17.530	16.061	14.998	13.844	12.717	11.806	18.745
96	14.066	12.379	11.233	10.169	9.341	8.456	7.606	6.821	11.066

TABLA 5.15 Radios de Garganta de Poro a diferentes Saturaciones de Mercurio determinadas a partir de las ecuaciones empíricas Winland y Pitmann para el Núcleo MGB-26.

RESULTADOS

MUESTRA	RADIO DE GARGANTA DE PORO. NUCLEO MGB-05X								WINLAND R35	
	PITMANN									
	R10	R15	R20	R25	R30	R35	R40	R45		
16	24.779	22.181	20.499	18.710	17.358	15.833	14.223	12.634	20.308	
17	5.715	4.856	4.246	3.818	3.486	3.164	2.920	2.784	4.511	
27A	10.060	8.692	7.737	7.016	6.472	5.922	5.465	5.169	8.294	
39A	2.754	2.304	1.981	1.753	1.568	1.392	1.262	1.173	1.948	
58	1.200	0.980	0.821	0.718	0.632	0.554	0.501	0.470	0.792	
69	1.076	0.876	0.731	0.638	0.561	0.491	0.445	0.419	0.707	
84A	3.477	2.907	2.497	2.232	2.024	1.830	1.699	1.647	2.683	
89	2.639	2.197	1.879	1.667	1.497	1.337	1.226	1.165	1.923	
99	7.118	6.103	5.386	4.850	4.432	4.018	3.681	3.450	5.596	
100	3.097	2.565	2.182	1.956	1.783	1.626	1.537	1.543	2.489	
103	4.971	4.241	3.722	3.319	2.993	2.670	2.406	2.194	3.620	
118	2.553	2.115	1.800	1.601	1.443	1.298	1.204	1.170	1.916	
122	3.948	3.350	2.923	2.594	2.326	2.062	1.850	1.678	2.788	
124A	8.900	7.725	6.907	6.211	5.661	5.093	4.587	4.148	6.778	
150A	14.290	12.679	11.601	10.441	9.506	8.485	7.458	6.401	10.539	
151A	16.344	14.495	13.260	12.000	11.009	9.927	8.840	7.764	12.645	
172	1.864	1.525	1.280	1.136	1.023	0.921	0.863	0.859	1.406	
174	6.836	5.809	5.081	4.600	4.240	3.896	3.653	3.578	5.720	
176	2.491	2.063	1.755	1.560	1.405	1.262	1.170	1.135	1.862	
181	3.908	3.336	2.928	2.585	2.301	2.017	1.777	1.558	2.620	
186	0.749	0.615	0.518	0.443	0.377	0.317	0.270	0.228	0.403	
192	2.896	2.450	2.131	1.873	1.657	1.446	1.273	1.119	1.893	
194A	20.279	18.025	16.534	15.059	13.939	12.704	11.453	10.267	16.524	
196A	11.669	10.077	8.968	8.181	7.611	7.044	6.595	6.400	10.145	
205A	1.394	1.168	1.005	0.866	0.745	0.628	0.533	0.441	0.775	
210	0.631	0.517	0.434	0.369	0.313	0.261	0.222	0.185	0.330	
215	0.566	0.462	0.386	0.328	0.278	0.231	0.197	0.165	0.294	
220	5.329	4.604	4.094	3.623	3.230	2.828	2.468	2.115	3.561	
227A	2.024	1.711	1.486	1.289	1.120	0.955	0.817	0.683	1.185	
229	10.585	9.237	8.306	7.487	6.843	6.170	5.552	5.001	8.151	
230A	7.064	6.104	5.430	4.858	4.397	3.926	3.511	3.143	5.180	
239	2.471	2.024	1.702	1.526	1.392	1.276	1.222	1.262	2.026	

TABLA 5.16 Radios de Garganta de Poro a diferentes Saturaciones de Mercurio determinadas a partir de las ecuaciones empíricas Winland y Pitmann para el Núcleo MGB-05.

Al analizar y comparar estos resultados obtenidos de las ecuaciones empíricas, se tiene que la ecuación que mejor se ajusta es la de **Winland R35**, debido a que los valores resultantes coinciden con la clasificación de petrofacies, siendo corroborado, tal como se explicó en la metodología con la realización de los siguientes gráficos:

- **GRÁFICOS ONE TO ONE.**

A partir de estos gráficos se pudo observar que el mejor ajuste se logra con los valores resultantes del radio de garganta de poro correspondiente a saturación de 35% calculado a partir de la ecuación empírica ideada por Winland. (**Ver GRÁFICOS 5.13, 5.14 y 5.15**). Cabe destacar que en el resto de los gráficos no se observó una tendencia clara y que la mayoría de ellos se presentan desajustes.

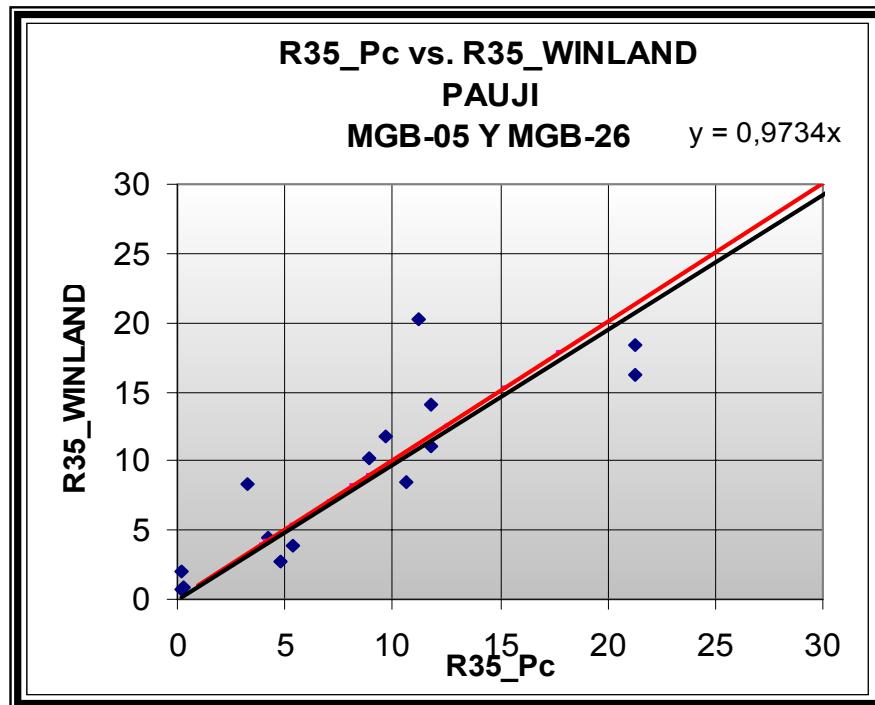


GRÁFICO 5.13 Gráfico de One to One para los núcleos MGB-05 y MGB-26 en la Formación Paují.

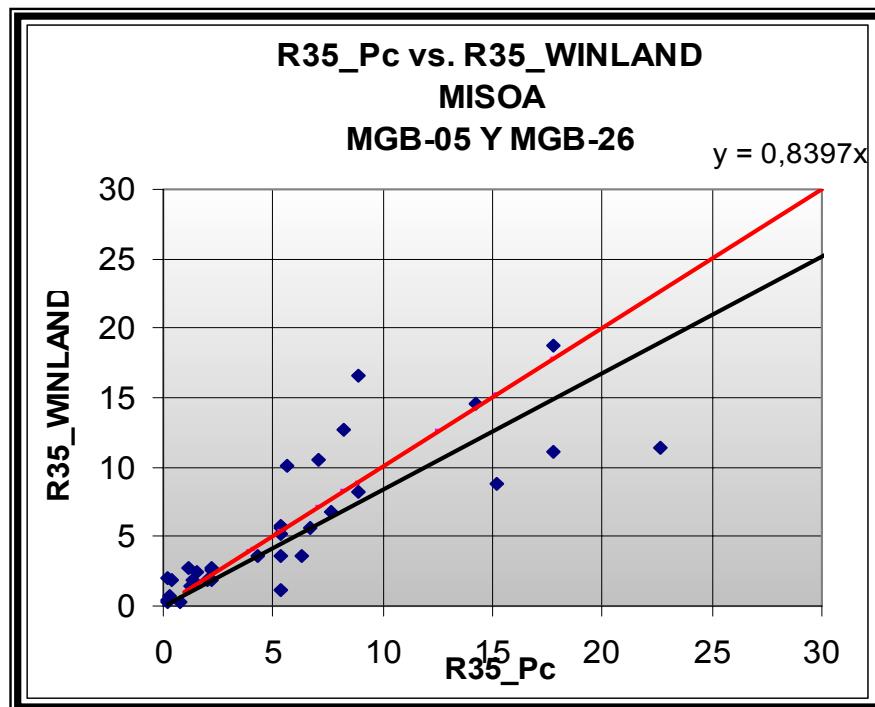


GRÁFICO 5.14 Gráfico de One to One para los núcleos MGB-05 y MGB-26 en la Formación Misoa.

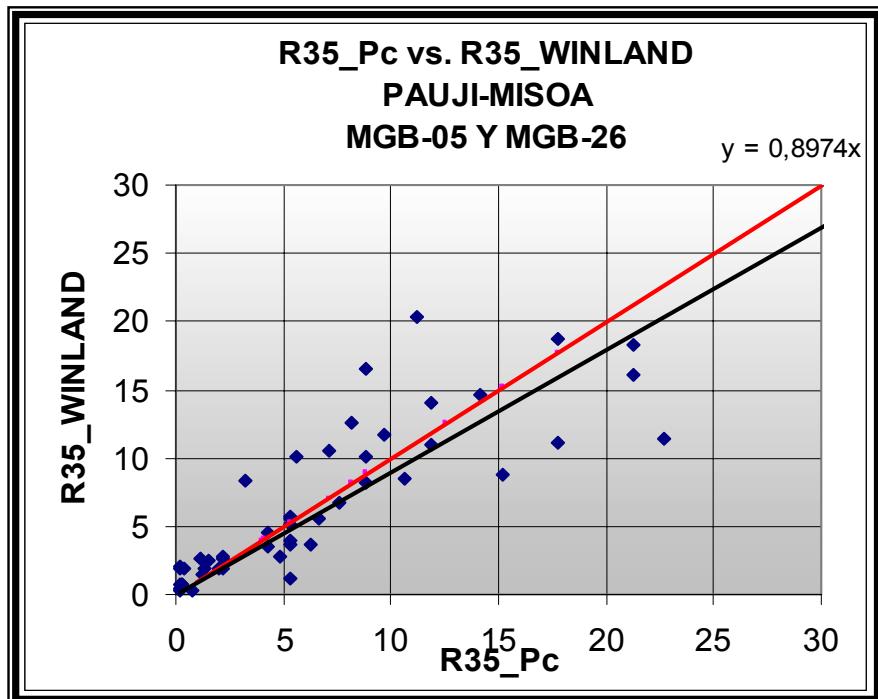


GRÁFICO 5.15 Gráfico de One to One para los núcleos MGB-05 y MGB-26 para las Formaciones Paují y Misoa.

Es de importancia, que la interpretación de estos gráficos debe ser muy cuidadosa pues no se busca el más alto coeficiente de correlación, sino la tendencia más cercana a la línea de 45° , es decir la mas fiel representación de la data de Laboratorio.

- **GRÁFICOS DE ÁPICES (APEX PLOTS).**

En los gráficos de Ápices se puede observar el ajuste del radio de garganta de poro Winland R35, en donde se agrupan el mayor conjunto de ápices para la mayoría de las muestras, corroborándose el dominio del flujo a partir de dicho radio. (**Ver GRÁFICOS 5.16, 5.17, 5.18 y 5.19**).

RESULTADOS

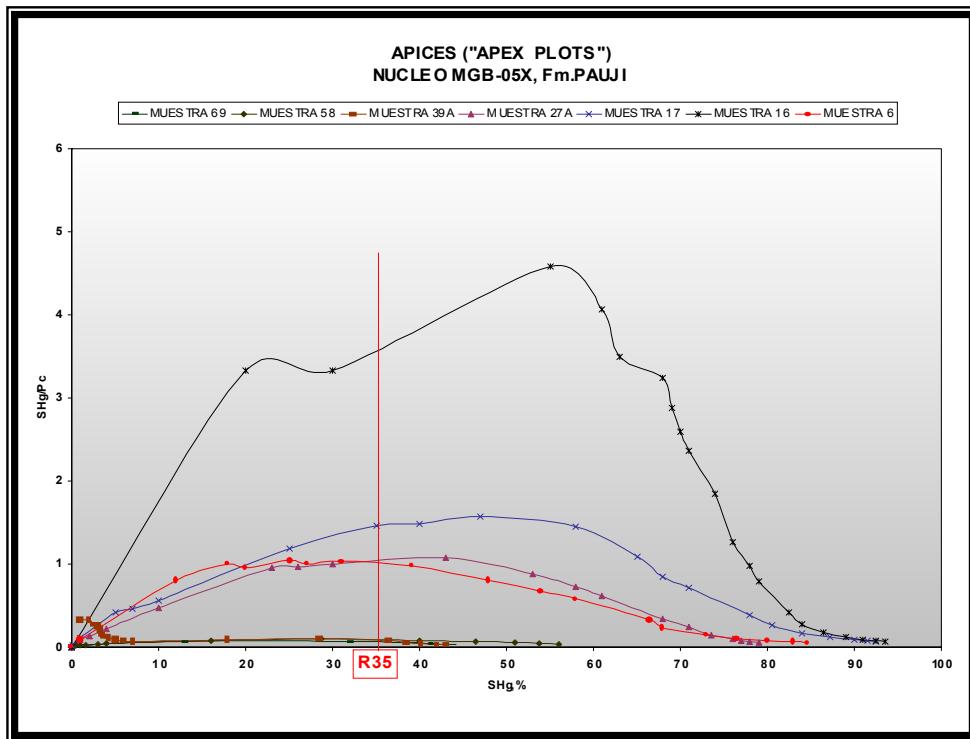


GRÁFICO 5.16 Gráfico de Ápices para la Formación Paují del Núcleo MGB-05.

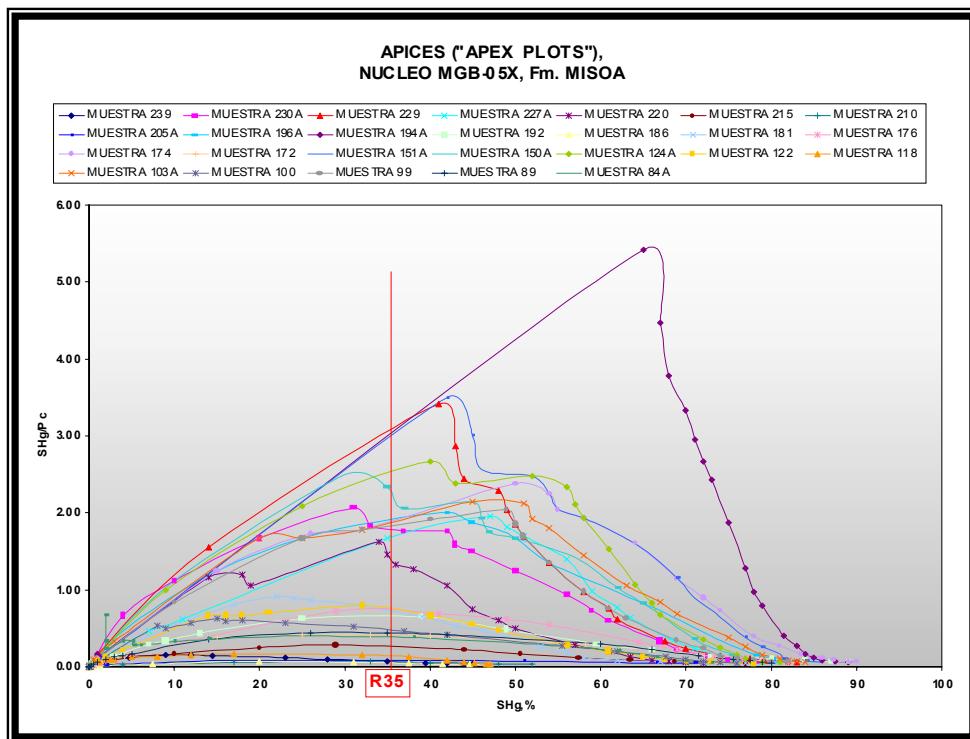


GRÁFICO 5.17 Gráfico de Ápices para la Formación Misoa del Núcleo MGB-05.

RESULTADOS

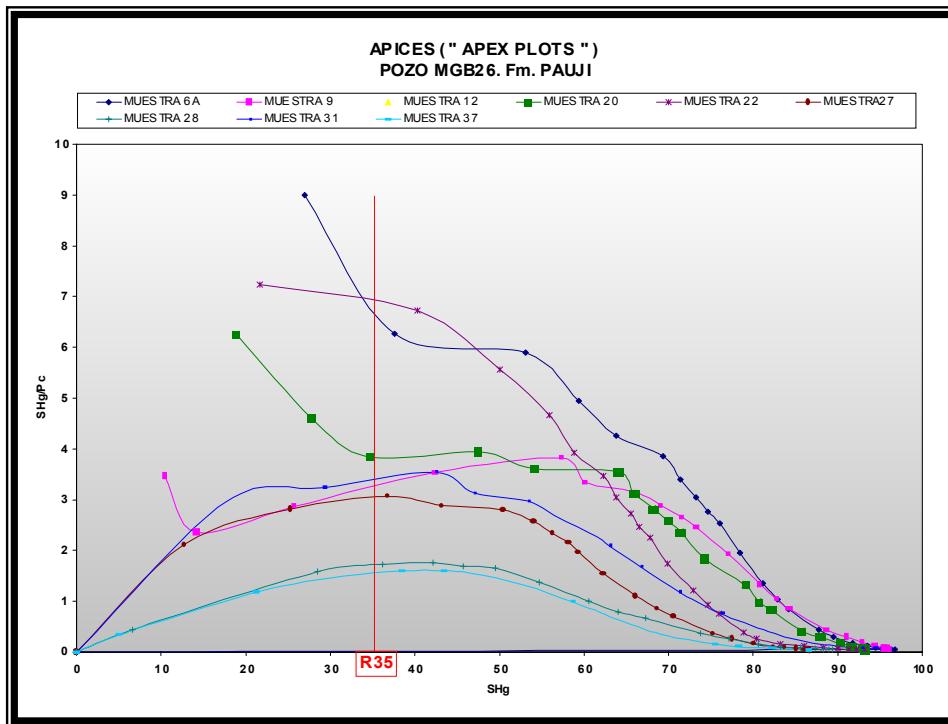


GRÁFICO 5.18 Gráfico de Ápices para la Formación Paují del Núcleo MGB-26

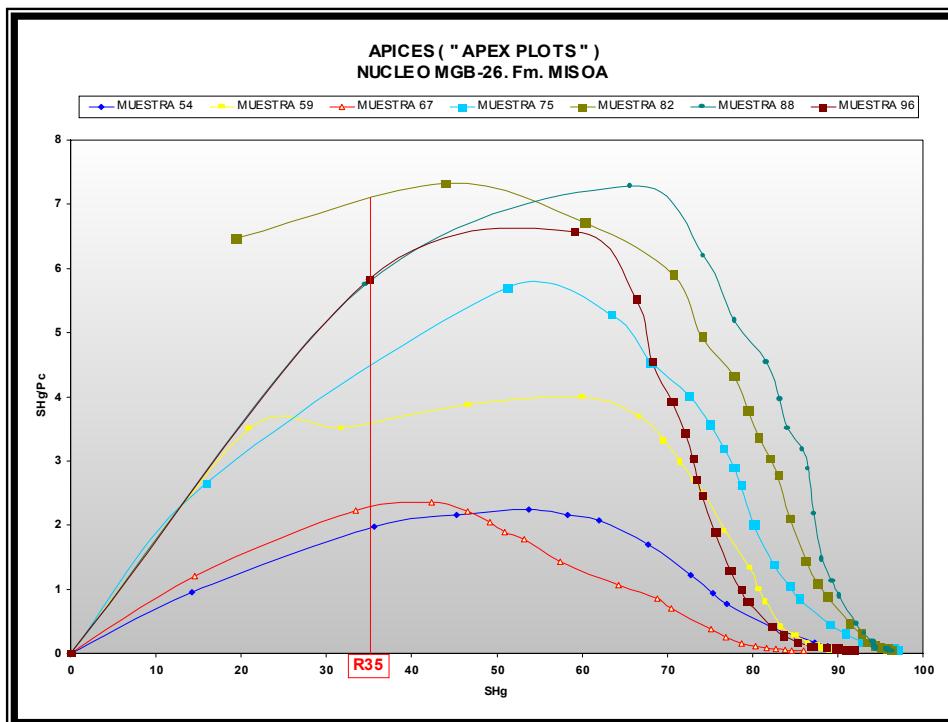


GRÁFICO 5.19 Gráfico de Ápices para la Formación Misoa del Núcleo MGB-26.

- **GRÁFICOS DE SATURACIÓN INCREMENTAL.**

Estos gráficos permitieron inferir, tal como se hace en la garganta poral, las petrofacies a la que corresponden cada una de las muestras, observando que con el radio de garganta de poro Winland R35 el volumen de mercurio Incremental aumenta al momento que se acerca mas a las mejores petrofacies (Mega y Macro). (Ver GRÁFICOS 5.20, 5.21, 5.22 y 5.23).

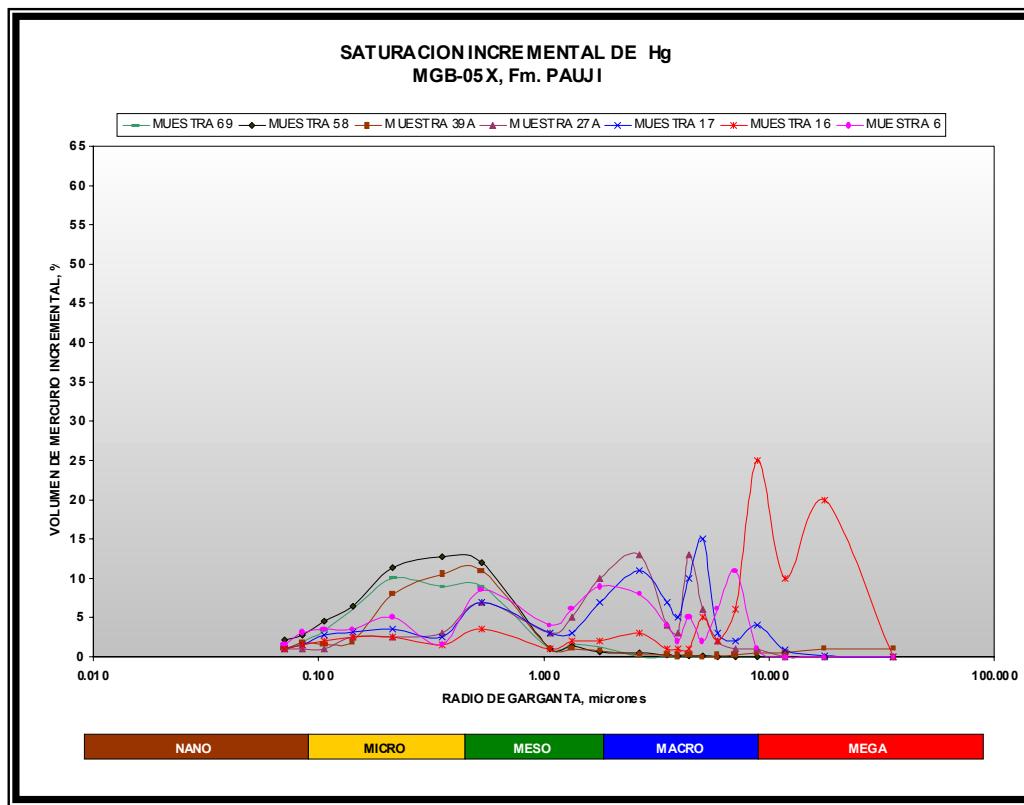


GRÁFICO 5.20 Gráfico de Saturación Incremental para la Formación Paují del Núcleo MGB-05.

RESULTADOS

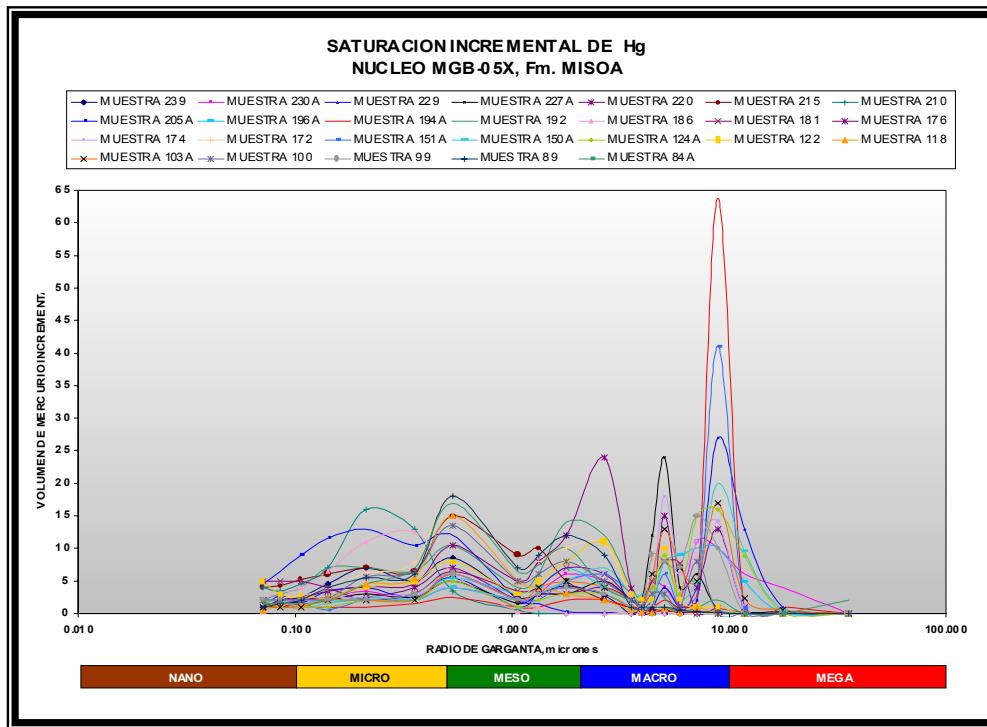


GRÁFICO 5.21 Gráfico de Saturación Incremental para la Formación Misoa del Núcleo MGB-05.

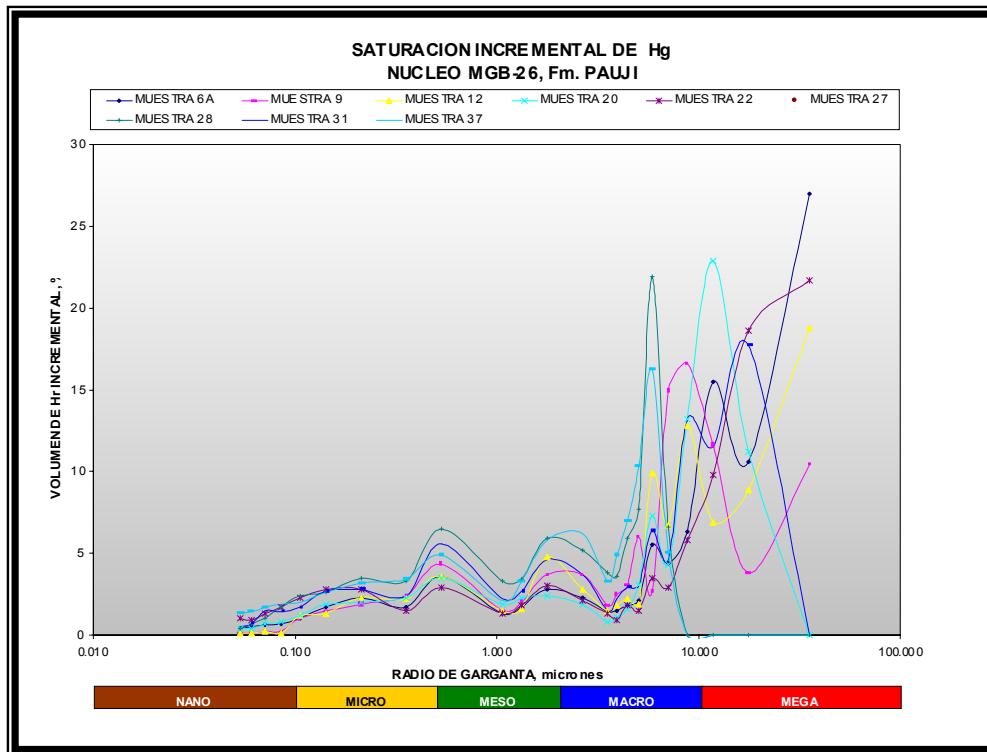


GRÁFICO 5.22 Gráfico de Saturación Incremental para la Formación Paují del Núcleo MGB-26.

RESULTADOS

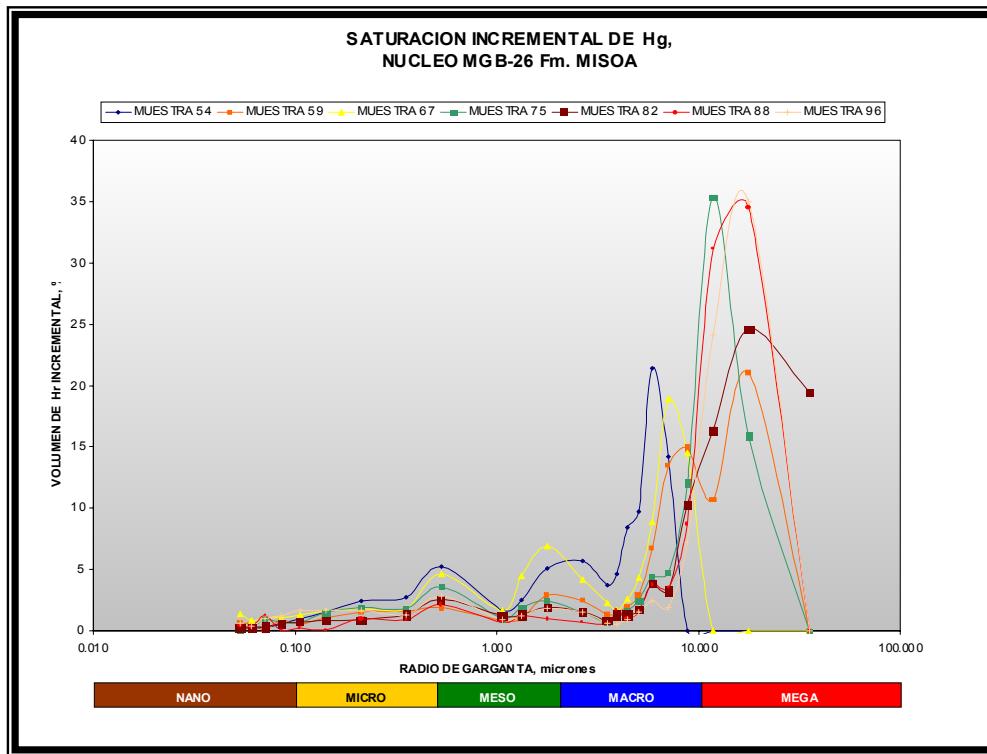


GRÁFICO 5.23 Gráfico de Saturación Incremental para la Formación Misoa del Núcleo MGB-26.

Al determinar que el radio de garganta de poro que más se ajusta es el **Winland R35**, se procedió a la clasificación de las muestras de núcleo mediante el gráfico de porosidad vs. permeabilidad, con isolíneas de radios de garganta poral.

La clasificación definitiva de los tipos de roca se realizó graficando los datos de permeabilidad y porosidad de los análisis convencionales de núcleo, y se pudo observar que la serie de puntos puede agruparse en cuatro familias, rocas Mega, Macro, Meso y Micro, siendo definidas en función de las líneas de igual radio de garganta dadas por la ecuación R35 de Winland. (**Ver GRÁFICOS 5.24 y 5.25**).

RESULTADOS

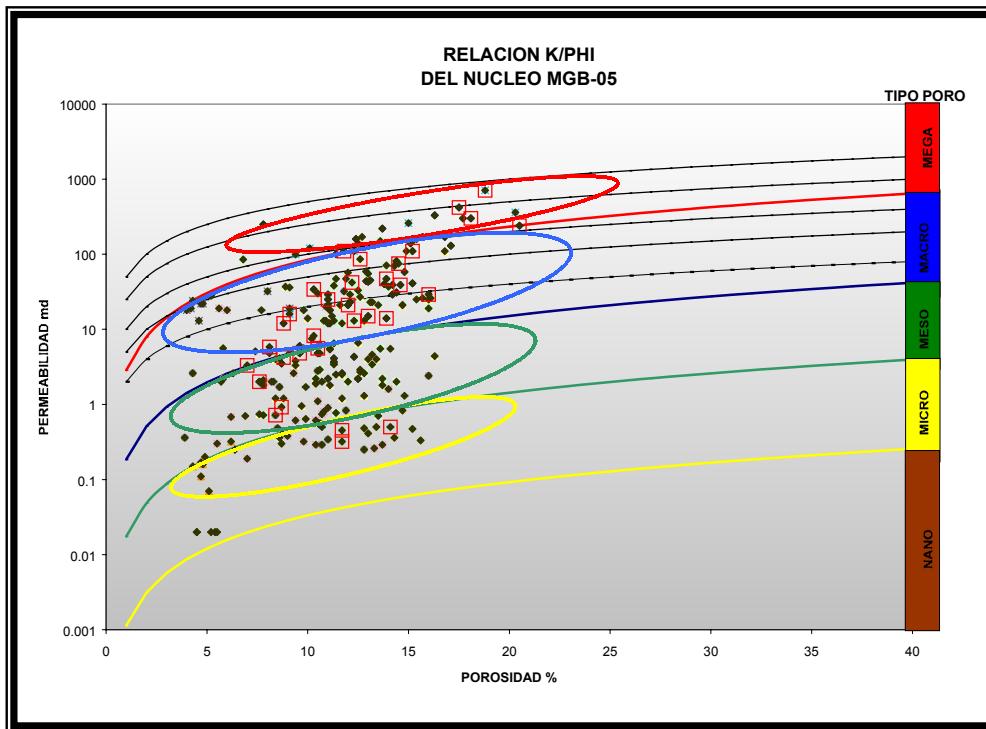


GRÁFICO 5.24 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes del pozo MGB-05.

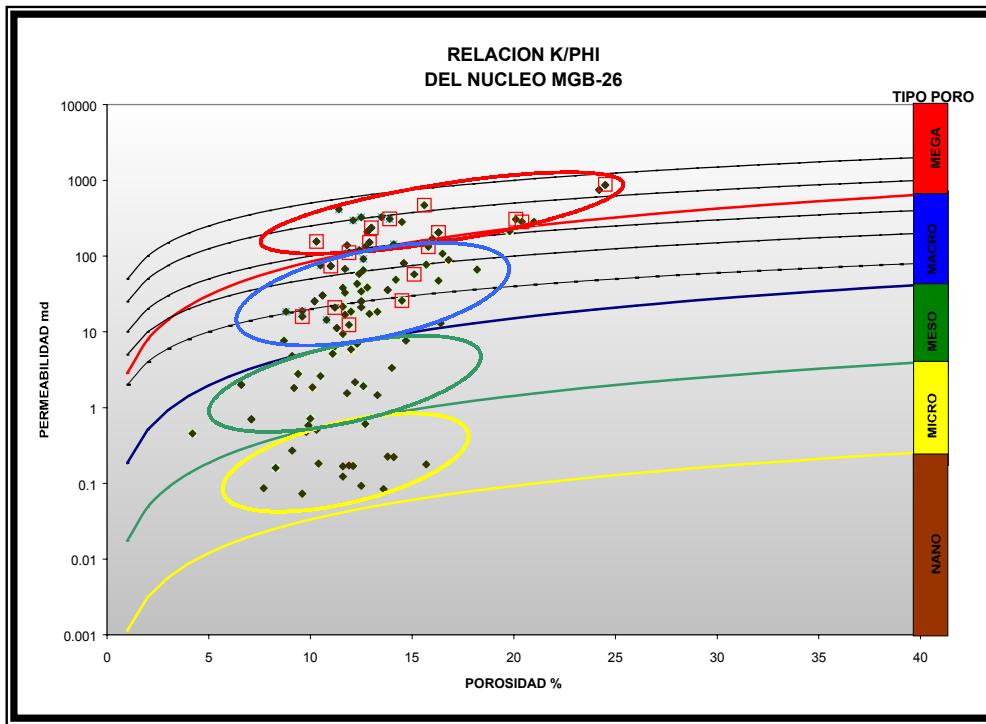


GRÁFICO 5.25 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes del pozo MGB-26.

RESULTADOS

A partir de los gráficos mostrados anteriormente, se tiene como resultado cuatro tipos de rocas, y se realizó una clasificación en donde se puede apreciar el predominio del tipo de roca Macro y Meso en las muestras estudiadas, tal como se muestra en las **TABLAS 5.17 y 5.18** y en los **GRÁFICOS 5.26 y 5.27**.

NUCLEO MGB-05				
PETROFACIES	No MUESTRAS	%	Φ %	K (md)
MEGA	19	11.38	8-20	100 - 800
MACRO	100	59.88	4-17	3 - 150
MESO	29	17.36	6-15	0.4 - 7
MICRO	19	11.38	8-14	0.25 - 0.7

TABLA 5.17 Características principales del Núcleo MGB-05.

NUCLEO MGB-26				
PETROFACIES	No MUESTRAS	%	Φ %	K (md)
MEGA	21	22.58	10-25	100-1000
MACRO	41	44.09	8-18	10-100
MESO	16	17.20	7-14	0.5-8
MICRO	15	16.13	7-16	0.07-0.2

TABLA 5.18 Características principales del Núcleo MGB-26.

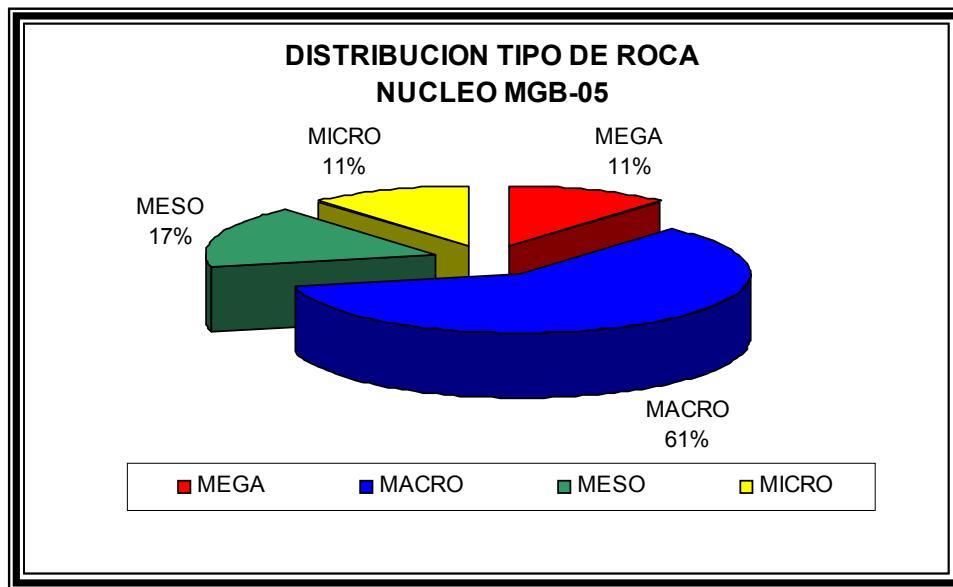


GRÁFICO 5.26 Distribución de las Petrofacies en el Núcleo MGB-05.

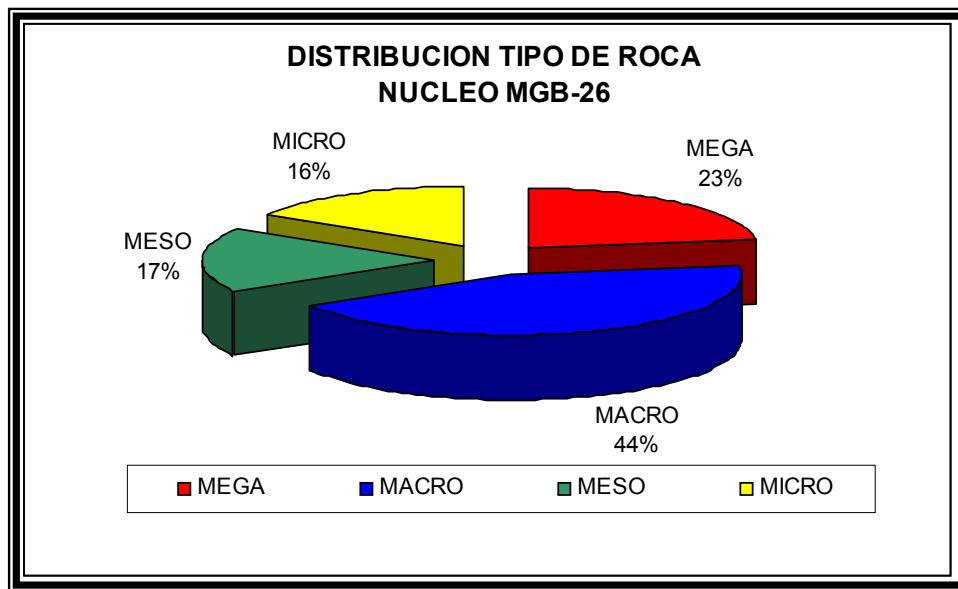


GRÁFICO 5.27 Distribución de las Petrofacies en el Núcleo MGB-26

5.7 PROPIEDADES DE LA ROCA.

5.7.1 ANÁLISIS DE PRESIONES CAPILARES.

La finalidad principal del análisis es la obtención de las curvas de presiones capilares promedio para cada tipo de roca y por formación, siendo clasificada para cada núcleo, en donde fueron discriminadas las mismas por las facies arenosas prospectivas que presentan. (S, S3 y S11). (**Ver GRÁFICOS 5.28 y 5.29**).

Se pudo interpretar con los gráficos realizados que para una determinada saturación de agua (S_w) en las facies que presentan mejores propiedades petrofísicas (S, S11 y S3), se obtiene una presión capilar menor con respecto a la obtenida de la facies no prospectivas, e igualmente ocurre con la saturación de agua irreducible, donde la misma es menor en las facies que presentan mejores propiedades petrofísicas. (**Ver GRÁFICOS 5.31, 5.32, 5.33 y 5.34**). Las curvas por tipo de roca también nos permitieron determinar la estimación del valor de la Saturación de Agua Irreducible (S_{wirr}), siendo de gran utilidad al momento de determinar el valor de corte de la Saturación de Agua para el ajuste de las evaluaciones petrofísicas.

RESULTADOS

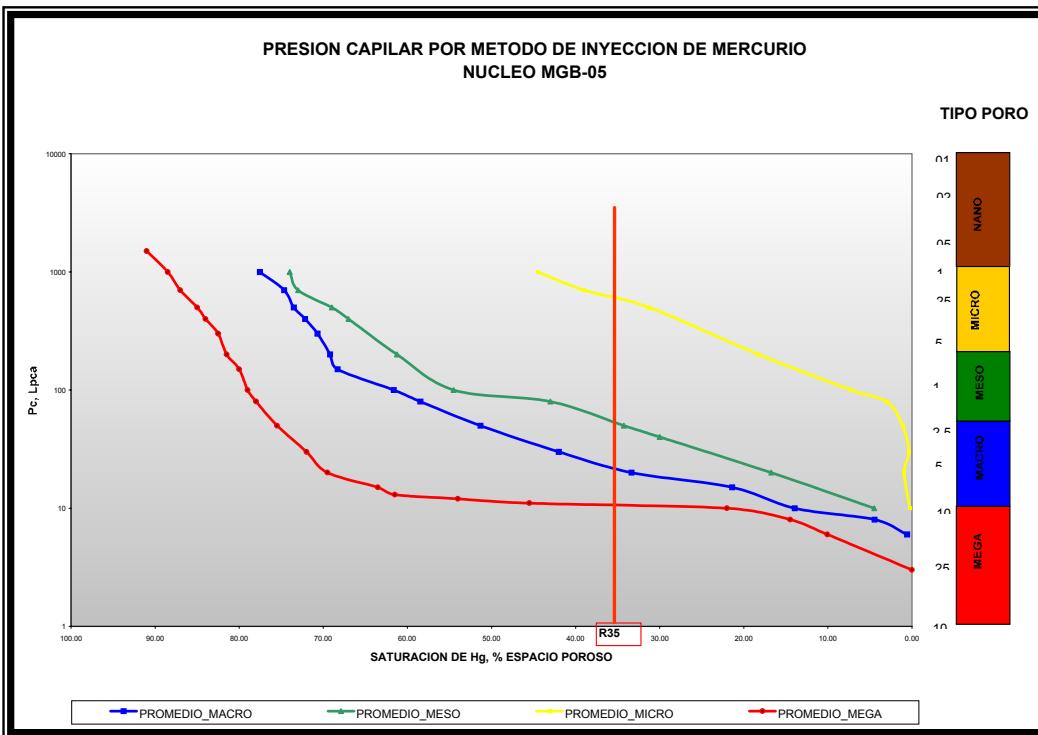


GRAFICO 5.28 Presión Capilar vs. Saturación de Mercurio, utilizada para la determinación de las curvas promedio para el núcleo MGB-05.

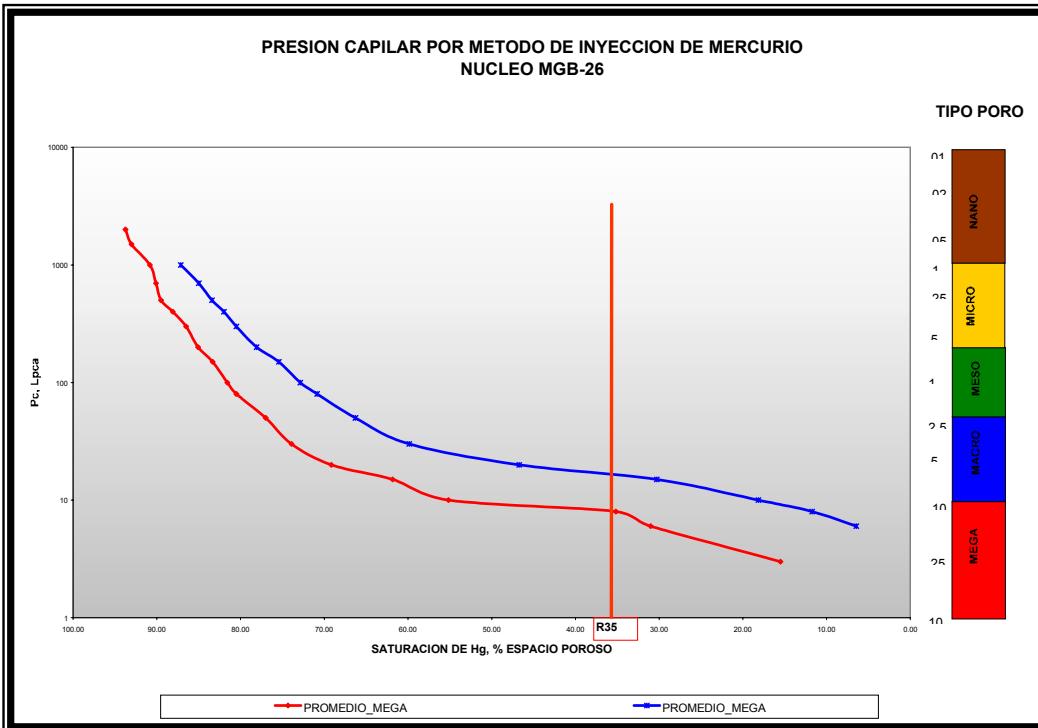


GRAFICO 5.29 Presión Capilar vs. Saturación de Mercurio, utilizada para la determinación de las curvas promedio para el núcleo MGB-26.

RESULTADOS

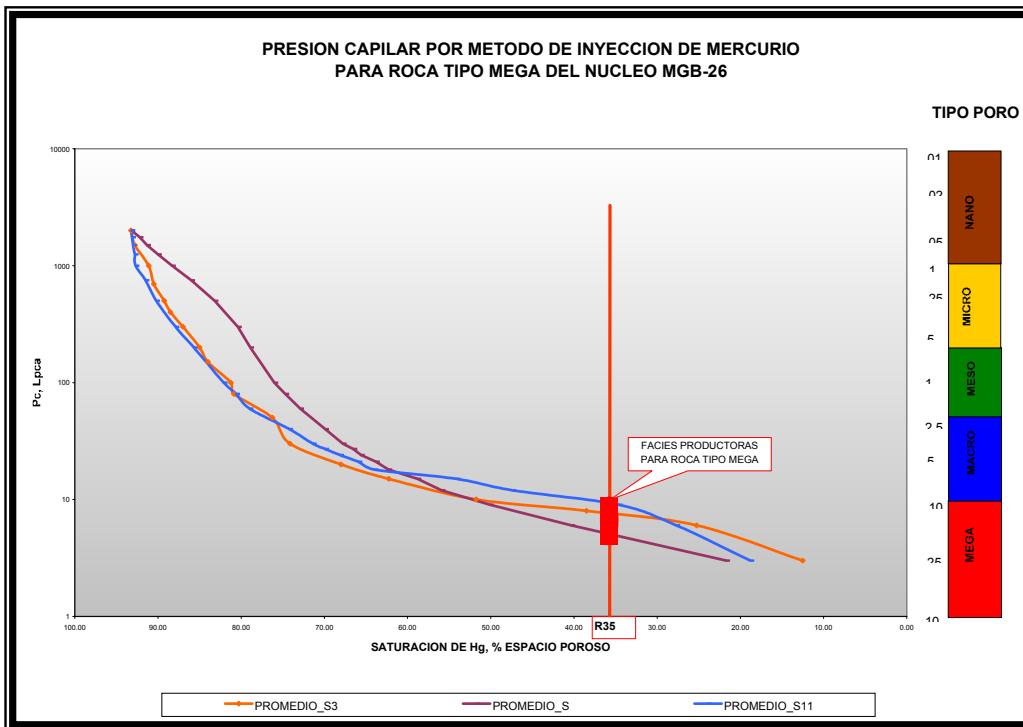


GRÁFICO 5.30 Presión Capilar vs. Saturación de Mercurio, utilizada para la determinación de las curvas promedio de las facies S11, S3 y S de la roca tipo Mega para el núcleo MGB-26.

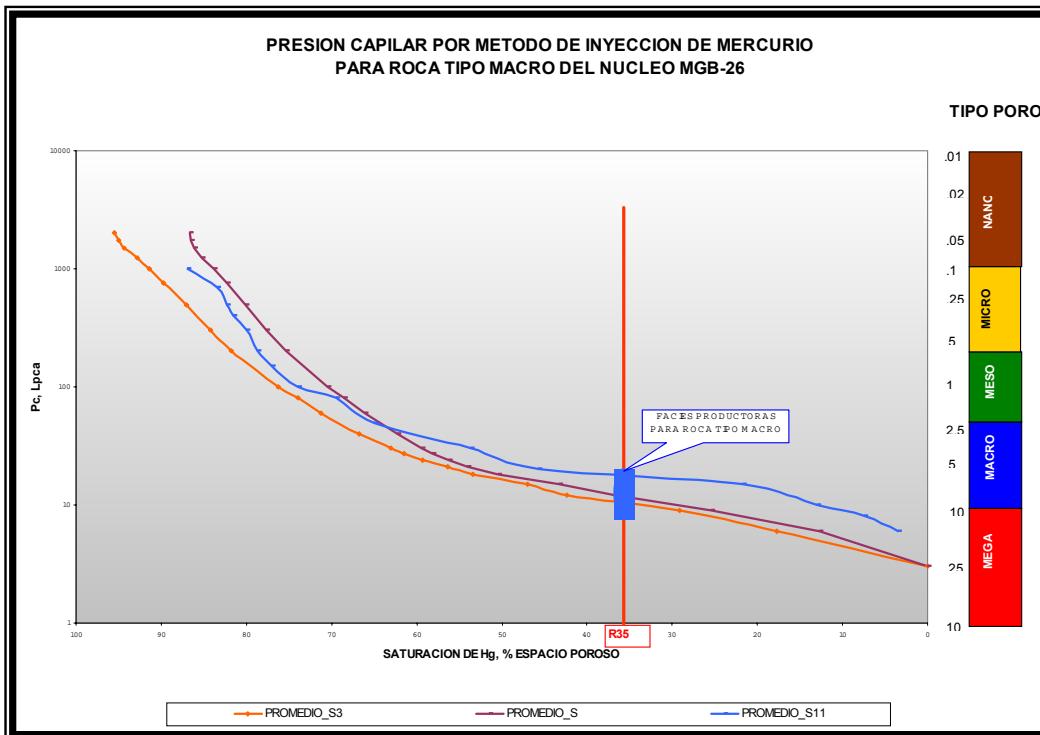


GRÁFICO 5.30 Presión Capilar vs. Saturación de Mercurio, utilizada para la determinación de las curvas promedio de las facies S11, S3 y S de la roca tipo Macro para el núcleo MGB-26.

RESULTADOS

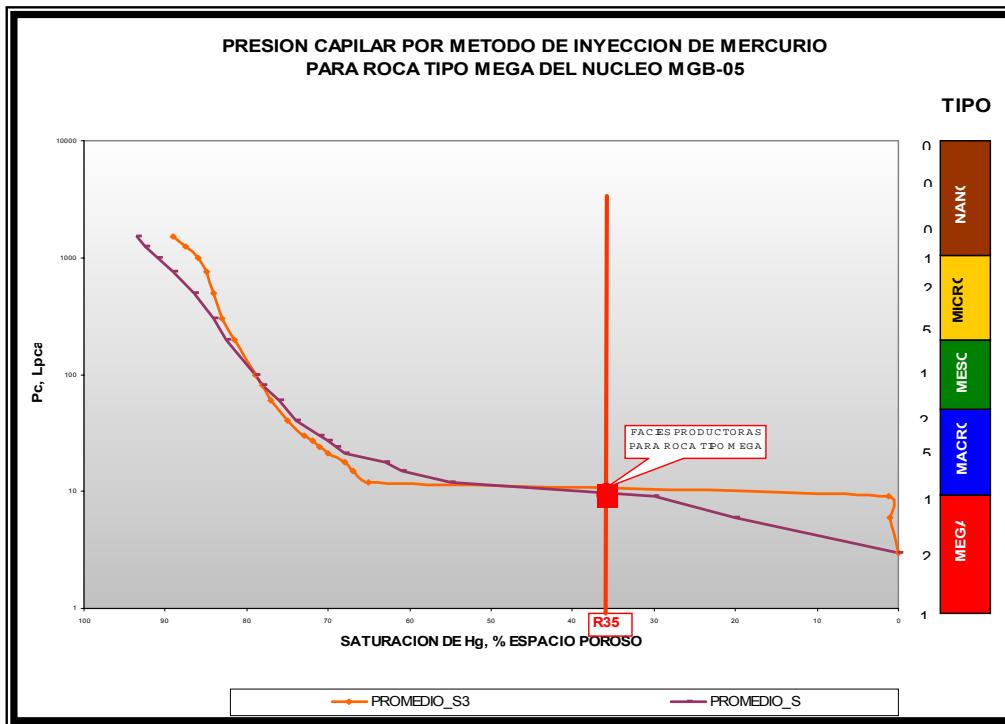


GRÁFICO 5.32 Presión Capilar vs. Saturación de Mercurio, utilizada para la determinación de las curvas promedio de las facies S3 y S de la roca tipo Mega para el núcleo MGB-05.

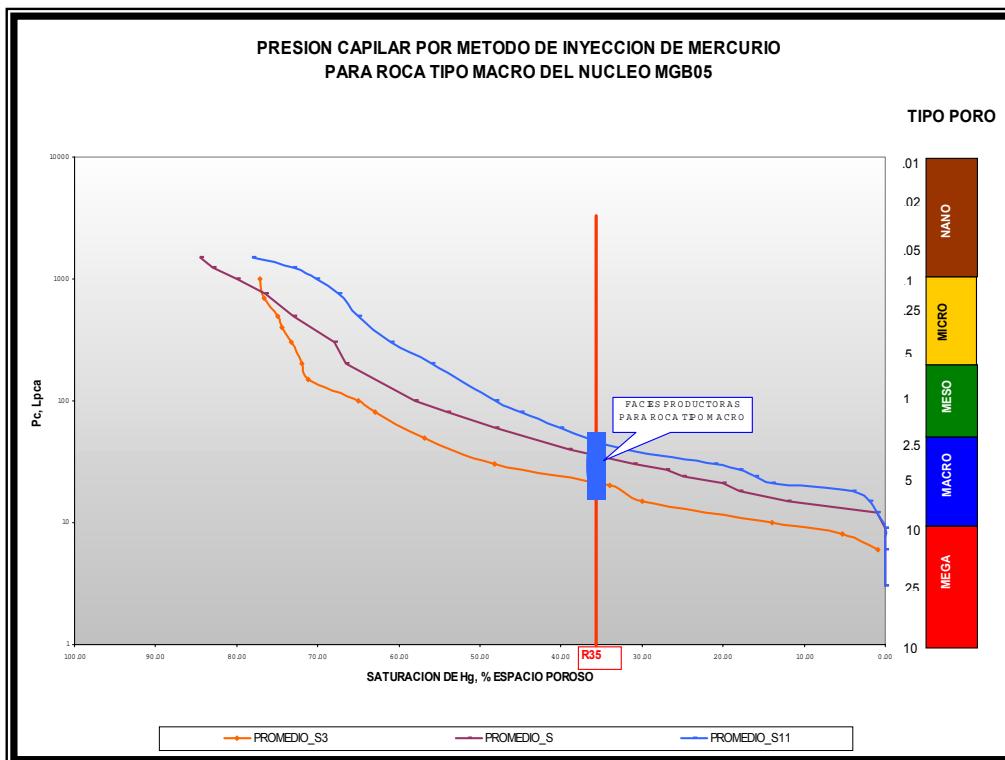


GRÁFICO 5.33 Presión Capilar vs. Saturación de Mercurio, utilizada para la determinación de las curvas promedio de las facies S3 y S de la roca tipo Macro para el núcleo MGB-05.

5.7.2 ANÁLISIS DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS.

Las permeabilidades relativas controlan la tasa de desplazamiento de los fluidos del yacimiento, debido a que la evolución de estos parámetros depende de las formas de las curvas de permeabilidades relativas y de sus puntos finales. Por esta razón es muy importante la determinación de un juego de curvas de permeabilidades relativas que sean representativas para cada tipo de roca del campo.

Por lo descrito anteriormente se dispone de muestras con análisis de Permeabilidad Relativa en el núcleo MGB-26, el cual fue dividido por tipo de roca, por formación y subdivididas por litofacies, con la finalidad de evaluar el comportamiento de cada curva de permeabilidad relativa al agua y al petróleo para cada tipo de roca muestreada.(Ver GRÁFICOS 5.35 y 5.36).

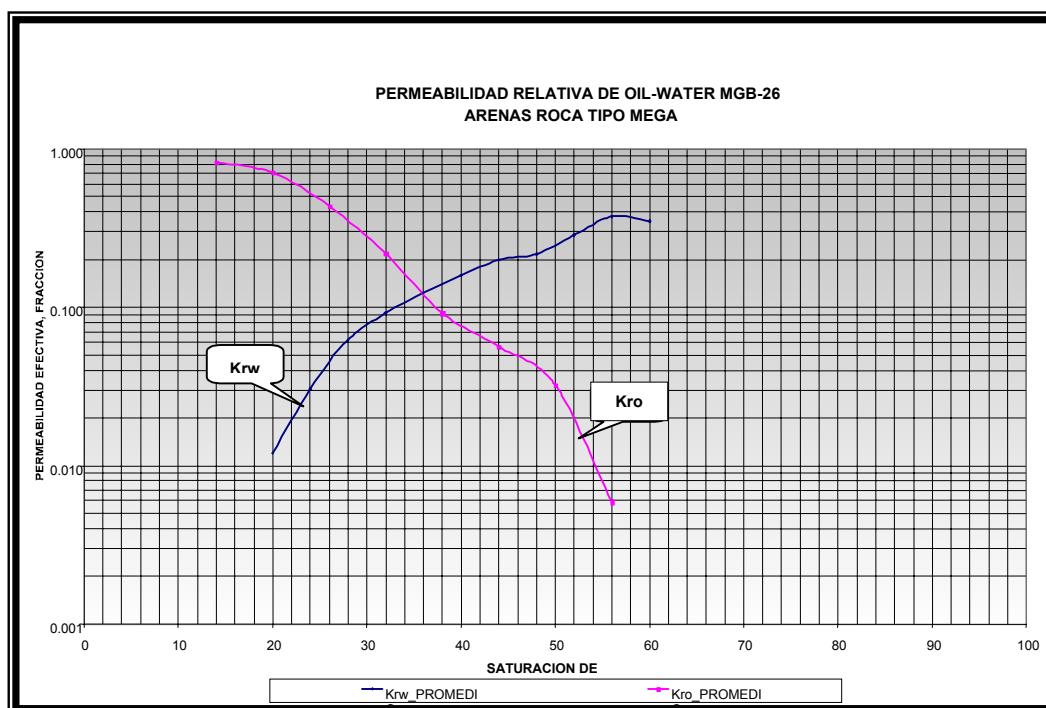


GRÁFICO 5.35 Curva de Permeabilidad Relativa promedio agua-petróleo para el tipo de roca Mega en el Núcleo MGB-26.

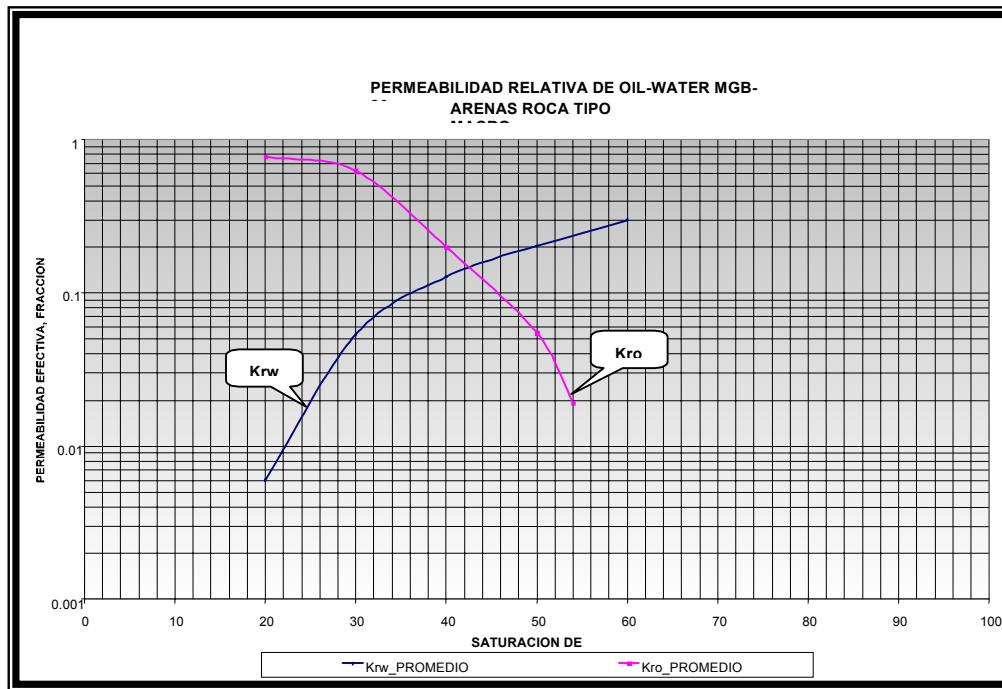


GRÁFICO 5.36 Curva de Permeabilidad Relativa promedio agua-petroleo para el tipo de roca Macro en el Núcleo MGB-26.

Los tapones de núcleo utilizados se clasificaron según las facies arenosas prospectivas (**Ver GRÁFICOS 5.37 y 5.38**), obteniendo la separación y promedio de las permeabilidades relativas (agua-petróleo) para una misma facies.

Las variaciones de los resultados obtenidos entre las curvas de permeabilidad relativas para una misma facies podrían deberse no solo a las diferencias sedimentológicas en el momento de su deposición (rango del tamaño de los granos, composición mineralógica, arcillosidad, etc.), sino también a los procesos diagenéticos tales como la precipitación de cementos (sílice y calcita), disolución de granos o cementos, etc., que afectan las propiedades petrofísicas y composicionales de las facies y pueden llegar a alterar la relación del tamaño de grano con estas propiedades.

También se observa que para cada una de las facies arenosas prospectivas (facies S, S3 y S11) se obtuvo una curva de permeabilidad relativas única, promediando las diferentes curvas que se disponían de cada

RESULTADOS

facies, teniendo como resultados e igualmente como en las presiones capilares, un valor con mayor precisión de la saturación de Agua Irreducible, el cual oscila entre **18% y 22%**, corroborando así los obtenidos anteriormente y poder ajustar mejor así las evaluaciones petrofisicas.

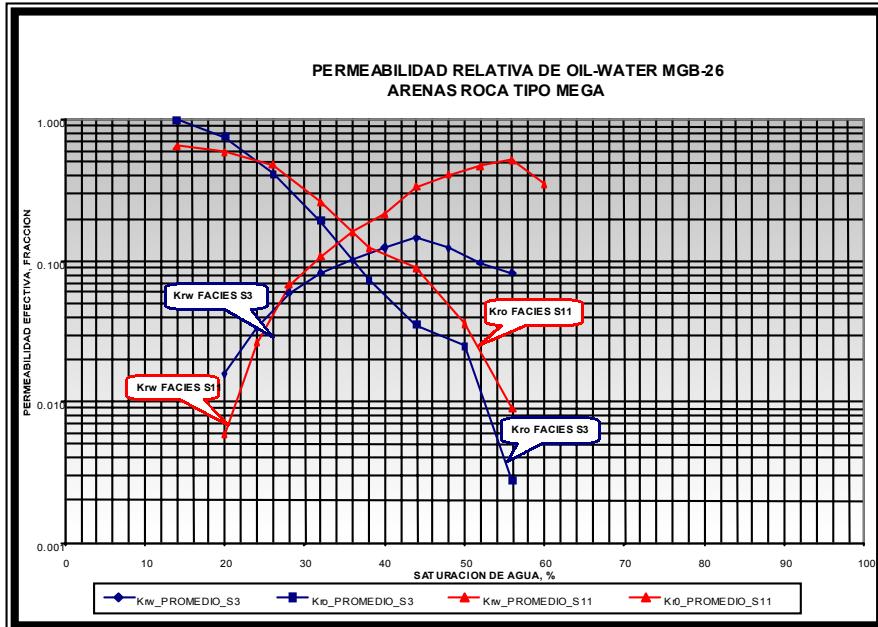


GRÁFICO 5.37 Permeabilidad relativa promedio agua-petroleo para las facies S11 y S3 en la roca Mega en el Núcleo MGB-26.

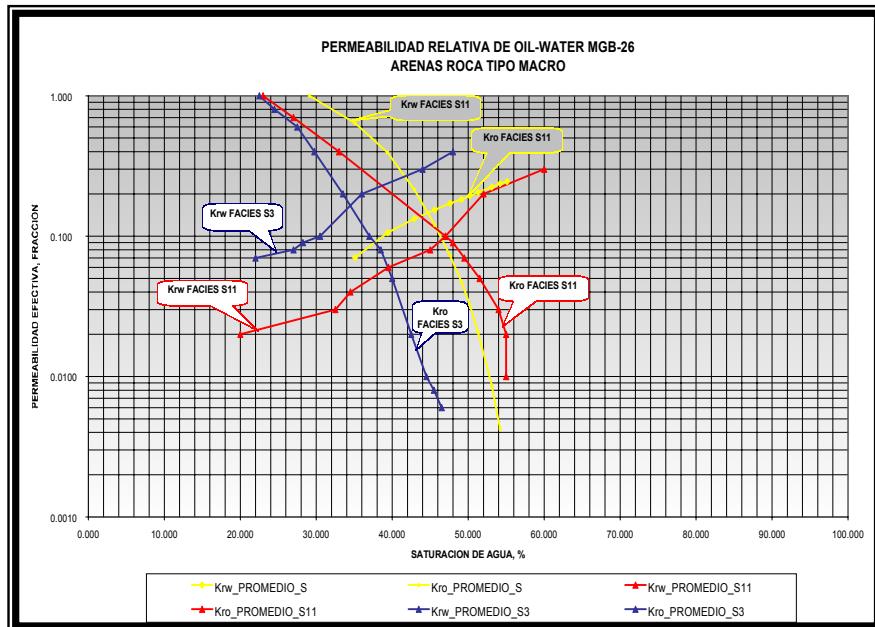


GRÁFICO 5.38 Permeabilidad relativa promedio agua-petroleo para las facies S11, S y S3 en la roca Macro en el Núcleo MGB-26.

5.8 CORRELACIÓN NÚCLEO-PERFIL.

Se ajustaron a profundidad la curva de rayos gamma de superficie con la curva de rayos gamma de los pozos que presentan estudio de núcleo (**Ver FIGURA 5.1**), cumpliendo con el objetivo perseguido en el escalamiento núcleo-perfil, en donde se valido y calibro los datos petrofísicos resultantes del análisis de perfiles con los correspondientes obtenidos en el laboratorio mediante análisis de núcleos.

En la **FIGURA 5.8** se puede observar la relación existente entre la columna de facies y con la curva de litología, es decir, la facies más prospectivas, en este caso S3 y S11 corresponden mayormente a las arenas con menos presencia de derrumbe, mientras que las facies de menor calidad se encuentran en concordancia con las zonas derrumbadas, es decir las lutitas.

RESULTADOS

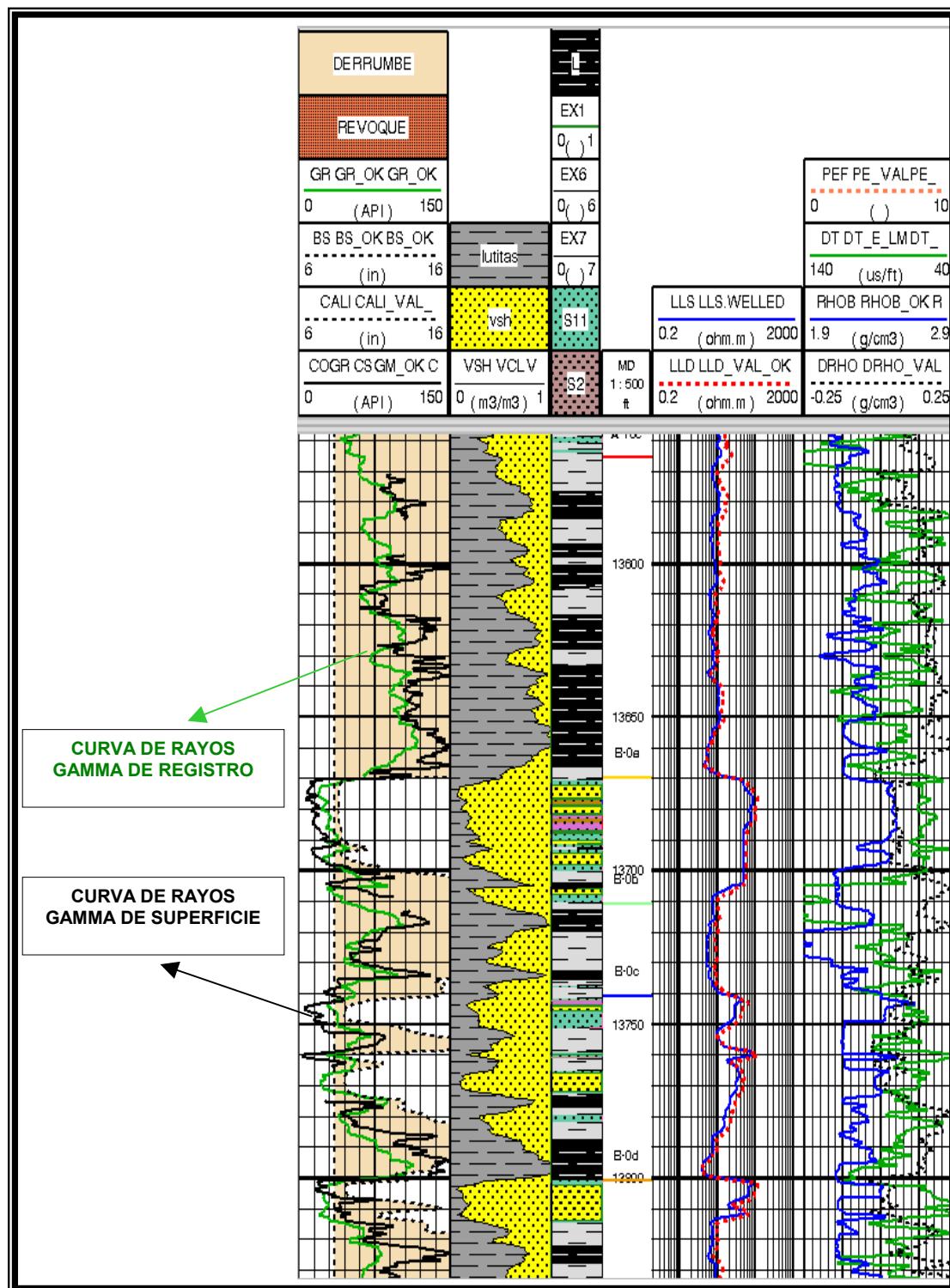


FIGURA 5.8 Registro que presenta el escalamiento de las curvas de rayos gamma de superficie y de registro en el pozo MGB-26.

5.8.1 MODELO DE POROSIDAD

Se estudiaron todos los modelos de porosidad, obteniendo como el mejor ajuste el modelo de densidad de formación, el cual como se pudo observar en los mapas de certidumbre para este estudio, los registros de densidad se presentaban en 48 de los 53 pozos del campo, incluyendo los pozos claves; los registros faltantes fueron incluidos luego de la generación de sus respectivos curvas sintéticas, como fue explicado anteriormente en la metodología.

Seguidamente valores de porosidad total fueron determinados mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

donde:

ρ_{ma} = Densidad de Matriz de Formación, obtenida de los análisis convencionales de núcleos, 2.66 gr/cc

ρ_f = Densidad del fluido utilizado en el perfilaje de los pozos, 0.87 gr/cc o 1gr/cc

ρ_b = Densidad volumétrica de la formación leída por el perfil en gr/cc

Para el calculo de la porosidad efectiva la ecuación a utilizada es la siguiente:

$$\phi = \frac{\rho_{ma}(1-Vshale) + \rho_{shale} * Vshale - \rho}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Se pudo corroborar que el modelo de porosidad determinado es el aceptable para la evaluación petrofísica del Campo Barúa al ser comparado con los valores de porosidad de los núcleos que fueron ajustados para cada pozo.

En las **FIGURAS 5.9, 5.10 y 5.11** se puede observar el buen cotejo que presenta la porosidad efectiva contra los tapones de núcleos que expresan las porosidades presentes. Esta forma de corroborar y comprobar que el modelo determinado fue el correcto permite tener gran confiabilidad al momento de obtener los valores promedios para los yacimientos presentes en el Campo.

RESULTADOS

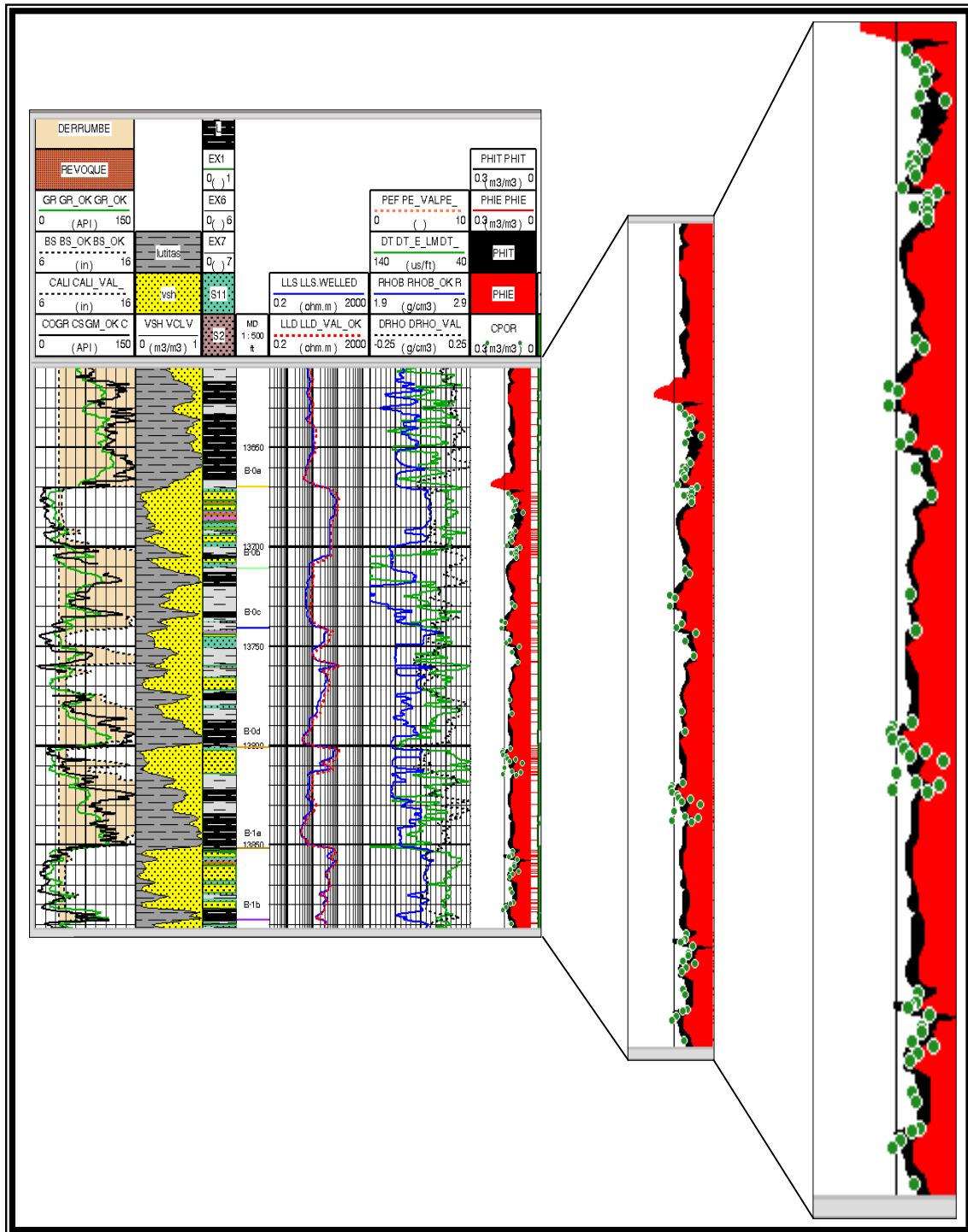


FIGURA 5.9 Template utilizado para el cálculo del Modelo de Porosidad en el pozo MGB-26.

RESULTADOS

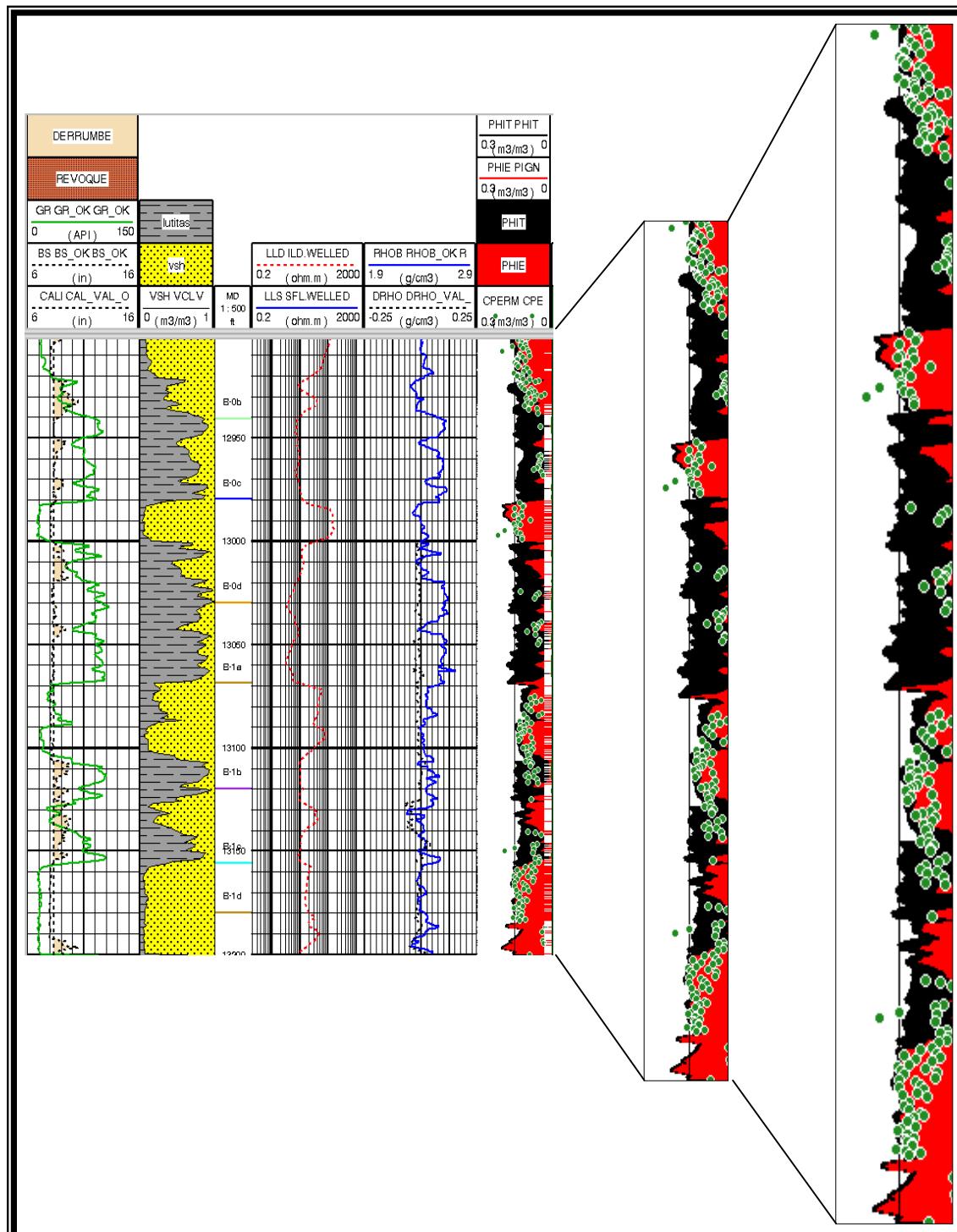


FIGURA 5.10 Template utilizado para el cálculo del Modelo de Porosidad para el pozo MGB-18

RESULTADOS

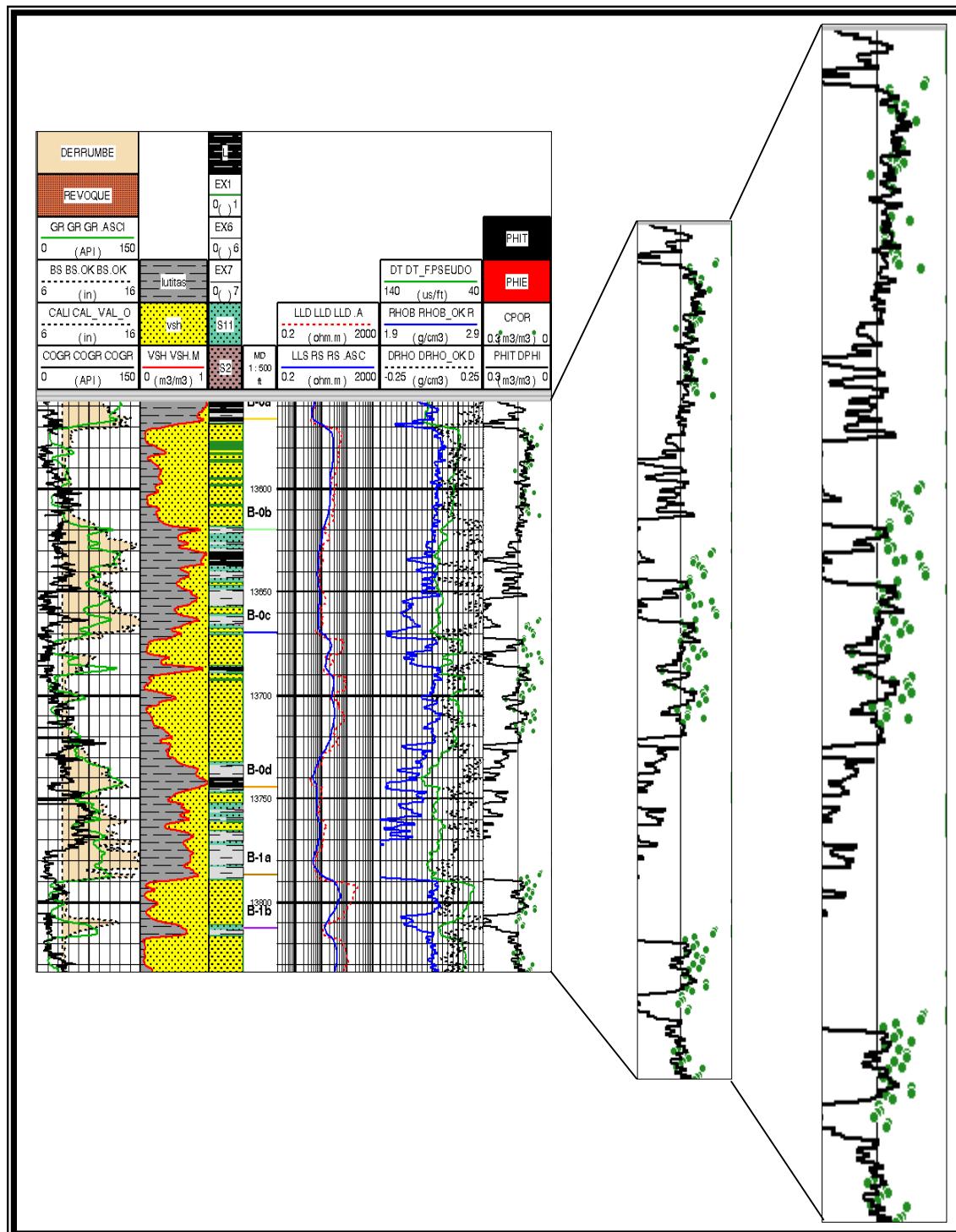


FIGURA 5.11 Template utilizado para el cálculo del Modelo de Porosidad para el pozo MGB-05.

Otra forma que sirvió para saber que modelo de porosidad determinado es él más ajustable, fue comparando por medio de un gráfico Cross-plot la porosidad medida en los de los análisis convencionales de núcleo contra la porosidad calculada a partir del perfil de densidad de formación, resultando una buena correlación como se observa en la **GRÁFICO 5.39**.

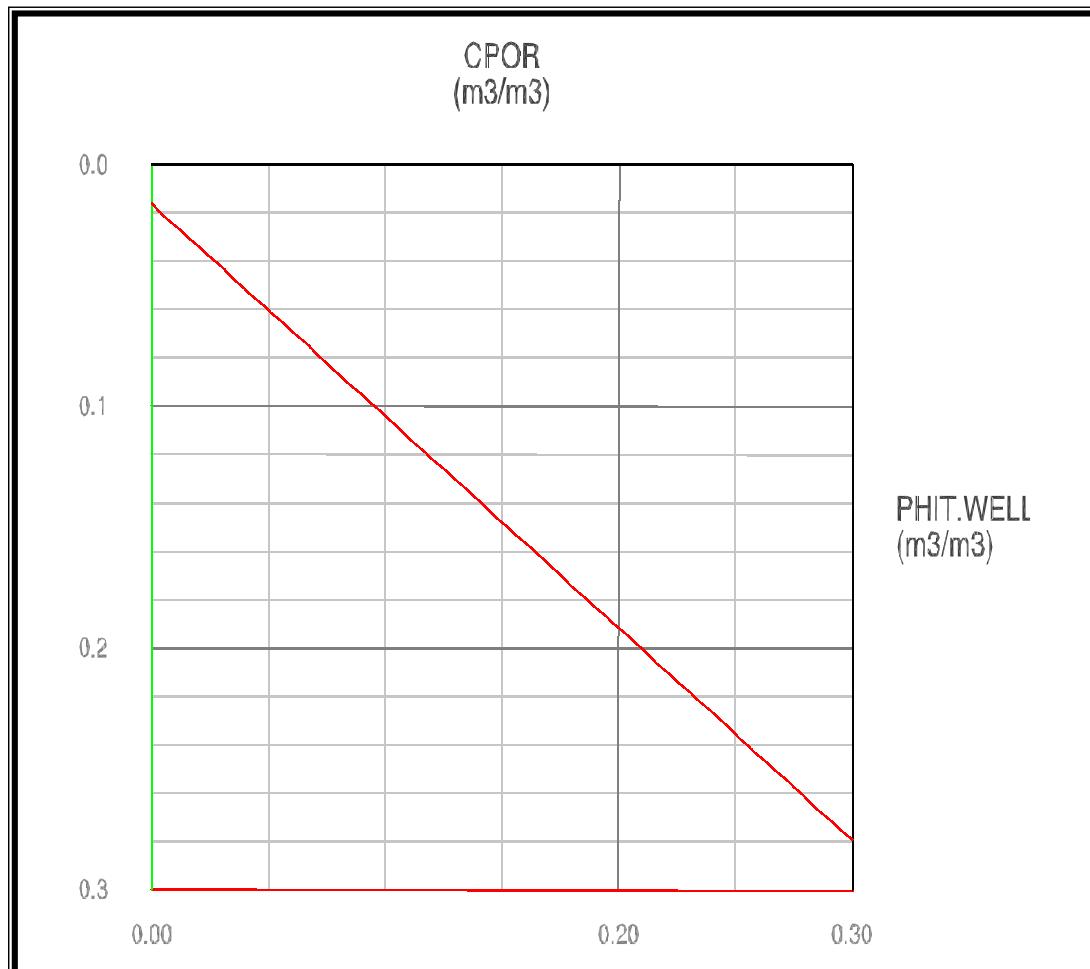


GRÁFICO 5.39 Cross-plot de Porosidad Total de Registro de Densidad vs. Porosidad de Núcleo para el pozo MGB-26.

5.8.2 MODELO DE ARCILLOSIDAD.

Al verificarse que la existencia de las muestras de rocas disponibles de los núcleos fue tomada en zonas que se caracterizan por pertenecer a las facies arenosas, es decir, nos proporcionan poca información con respecto a las lutitas, fue necesario el uso del registro moderno ECS (Elemental Capture Spectroscopy) en el pozo MGB-44 (**Ver FIGURA 5.12**), siendo de utilidad para la medición de las concentraciones de los elementos Si, Ca, Fe, S, Ti y Gd en el subsuelo, el cual determinó la espectroscopía del pozo, permitiendo identificar los minerales presentes.

Este perfil arroja una correlación aceptable en un gráfico Cross-plot al ser comparado con los valores de las curvas de Rayos Gamma de todos los pozos a evaluar (**Ver GRÁFICO 5.40**), teniendo como resultado el uso del modelo lineal para el cálculo del Volumen de Arcilla. A continuación se presenta la ecuación utilizada en el modelo:

$$ISH = V_{sh} = \frac{GR - GR_{limpio}}{GR_{V_{sh}} - GR_{limpio}}$$

Donde:

GR_i = Gamma Ray leído en la zona a evaluar.

GR_{arena} = Gamma Ray en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico.

GR_{sh} = Gamma Ray en las arcillas.

RESULTADOS

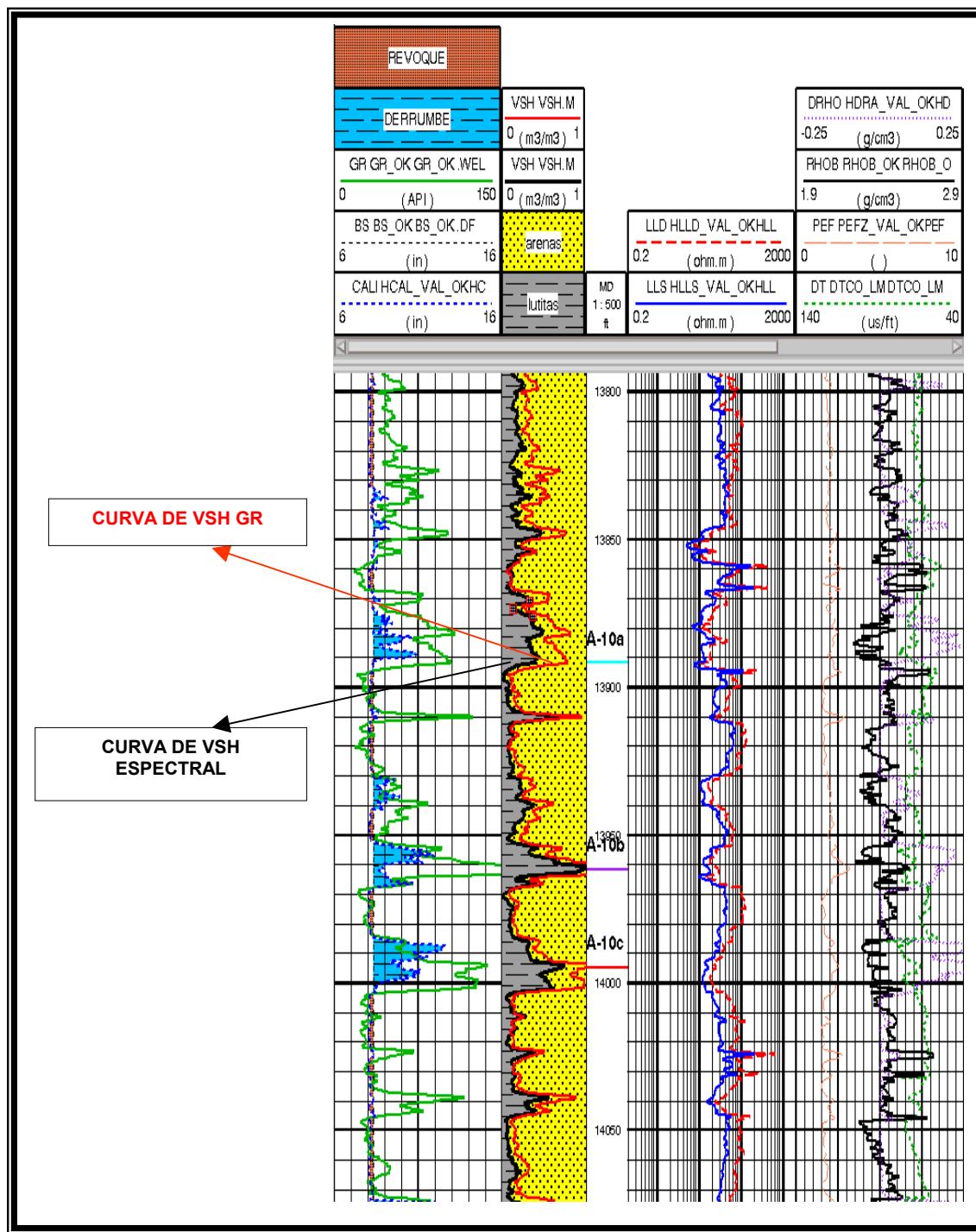


FIGURA 5.12 Registro que presenta la pequeña diferencia entre el Vsh Espectral y el Vsh de Rayos Gamma en el pozo MGB-44.

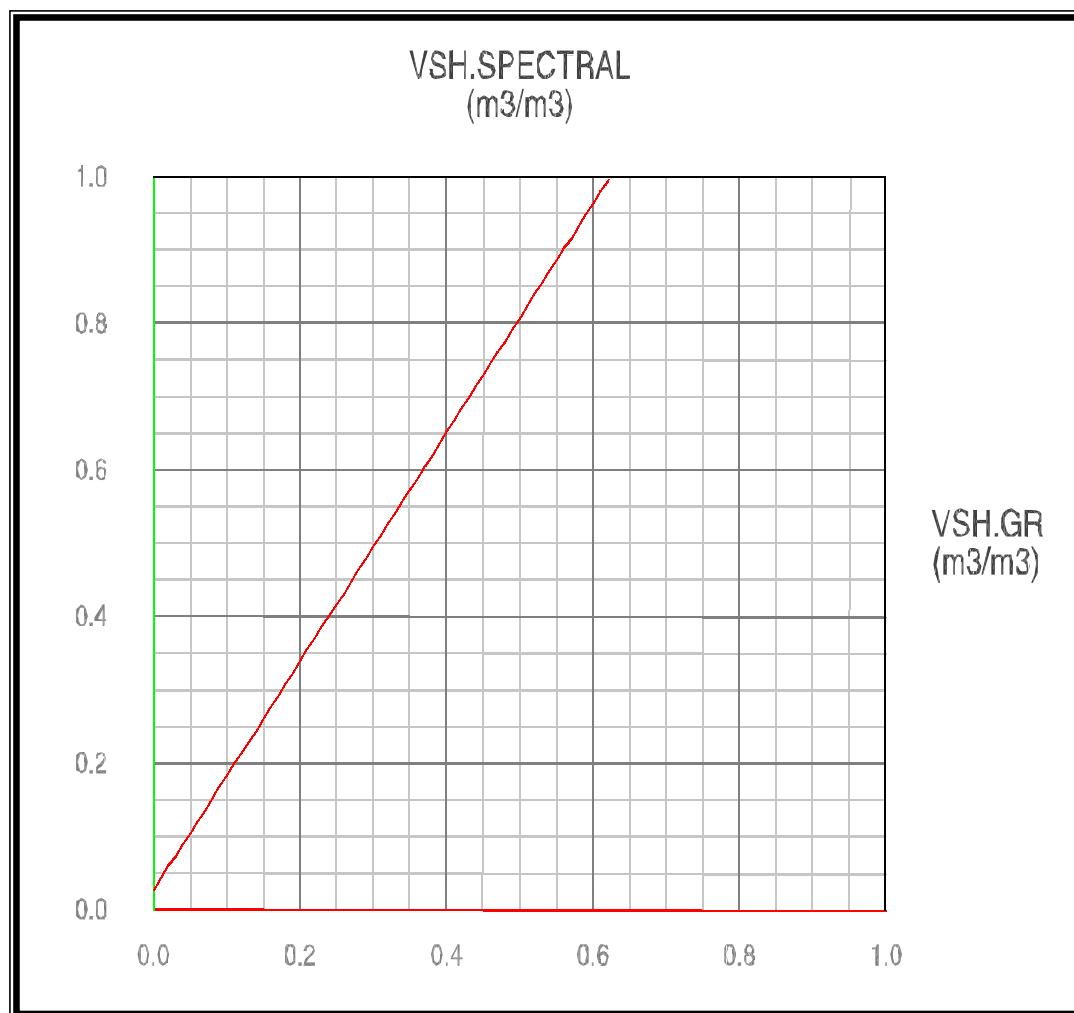


GRÁFICO 5.40 Cross-plot de Vsh Espectral vs. Vsh GR para el pozo MGB-44.

5.8.3 MODELO DE PERMEABILIDAD.

Como fue descrito anteriormente en la metodología, la estimación de la permeabilidad se realizó mediante la búsqueda de una buena correlación entre la porosidad de núcleo contra la permeabilidad, el R35 y las ecuaciones empíricas de Timur, la del Lago, etc., obteniendo como resultado una alta dispersión y un bajo valor de correlación.

Posteriormente la estimación de la permeabilidad a partir del análisis del gráfico de porosidad de núcleo contra la permeabilidad y al mismo tiempo discriminada por sus petrofacies (**Ver GRÁFICO 5.41**) correspondientes a cada muestra, arroja como resultado que las ecuaciones de permeabilidad para cada tipo de roca no cotejaron debidamente, encontrando una baja relación entre las mismas y valores de regresión bajos.

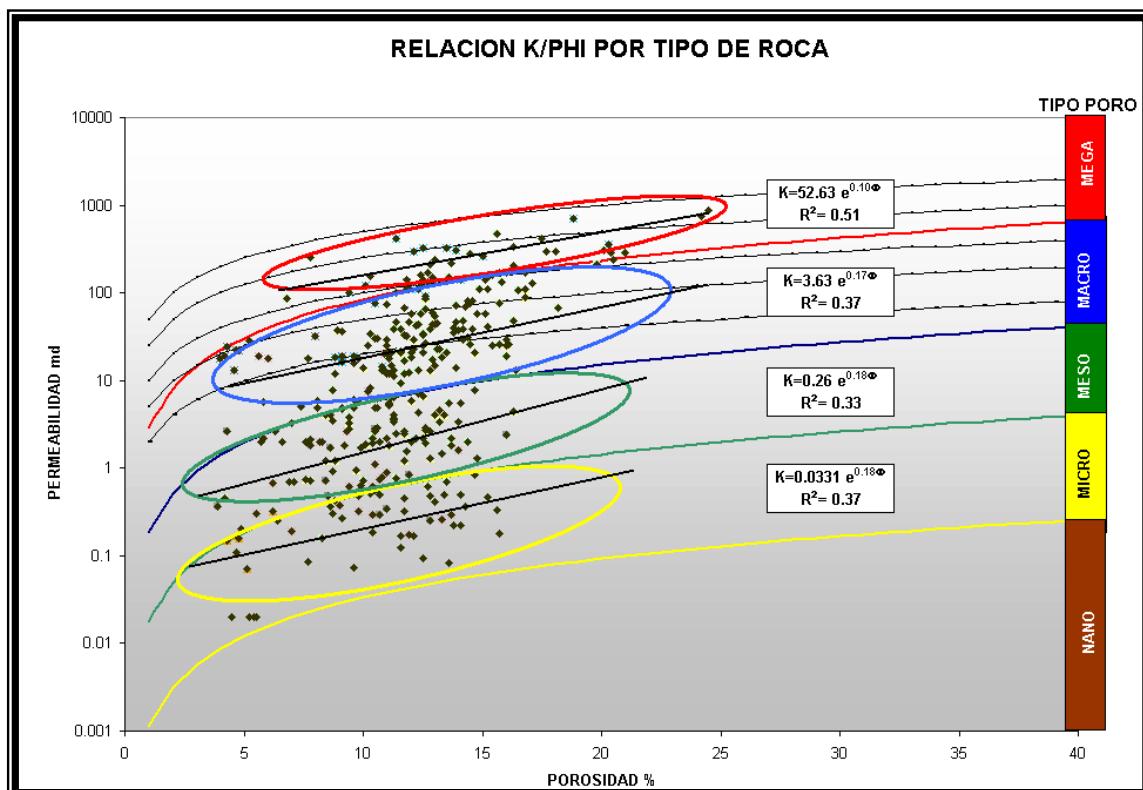


GRÁFICO 5.41 Gráfico de Permeabilidad vs. Porosidad por tipo de roca.

RESULTADOS

Debido a estos resultados obtenidos, se procedió al uso de una nueva aplicación denominada Redes Neuronales, en donde se puede apreciar en la siguiente **FIGURA 5.13** el pequeño grado de error resultante o mínimo espacio presente entre el entrenamiento de la red y la validación de la misma.

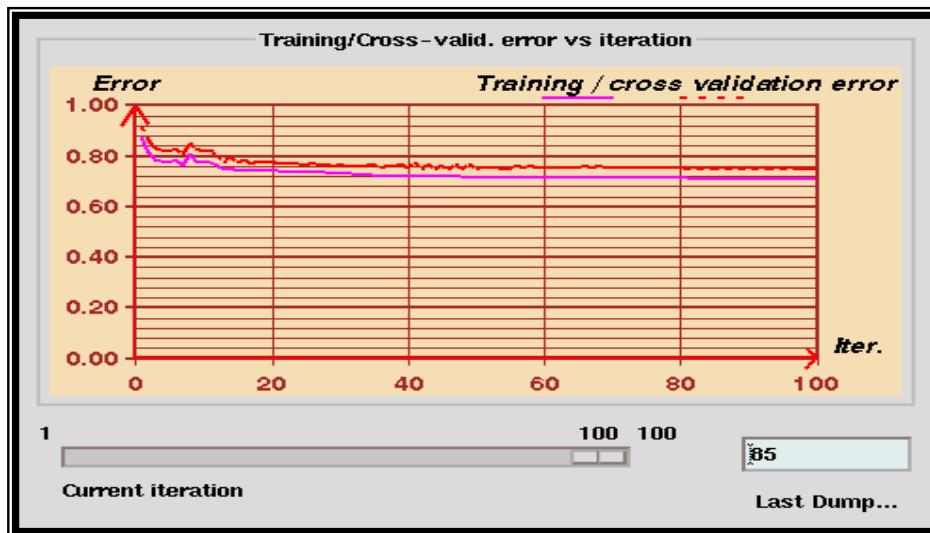


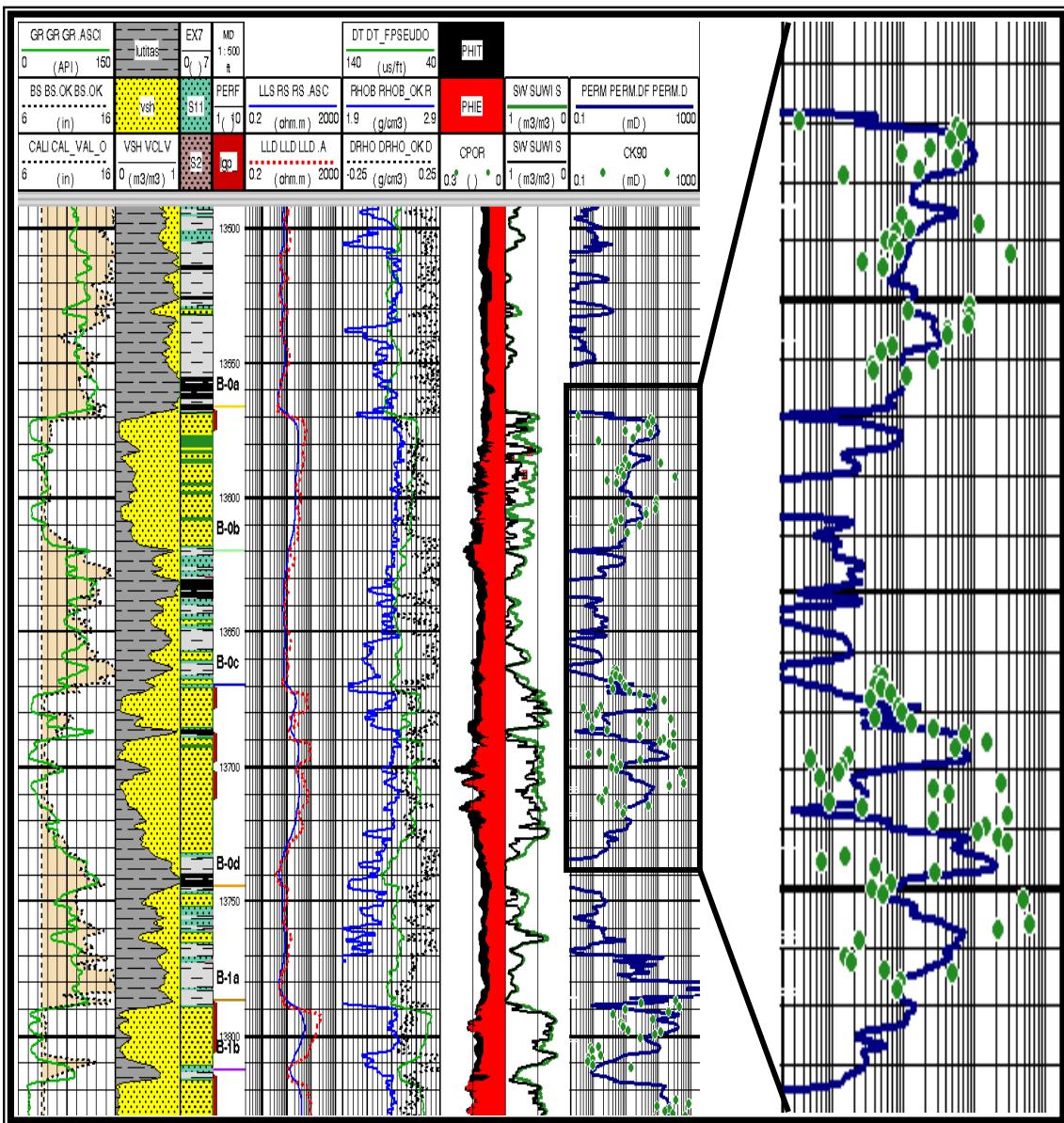
FIGURA 5.13 Gráfico que muestra la pequeña discrepancia del entrenamiento de la red para el Núcleo MGB-26.

El entrenamiento de la red realizado para los núcleos MGB-05 y MGB-26, sirvió para la extrapolación de la red a los pozos que rodean cada núcleo, y la obtención de una curva de permeabilidad para todos los pozos en el Campo. Las curvas de permeabilidades resultantes, presentaron un buen cotejo al ser comparadas con las realizadas anteriormente por el Estudio de Petresim, y se observó mejoras en el cálculo de la misma.

Otra forma que sirvió para la corroboración del buen resultado de la estimación, fue al sobreponer la curva resultante para los pozos que poseen núcleos contra los valores de permeabilidad de núcleo para el mismo.

Las **FIGURAS 5.14, 5.15 y 5.16** muestran las estimaciones de la permeabilidad corridas a los pozos claves, observándose el buen cotejo de las curvas y por consiguiente la extrapolación a los demás pozos.

RESULTADOS



RESULTADOS

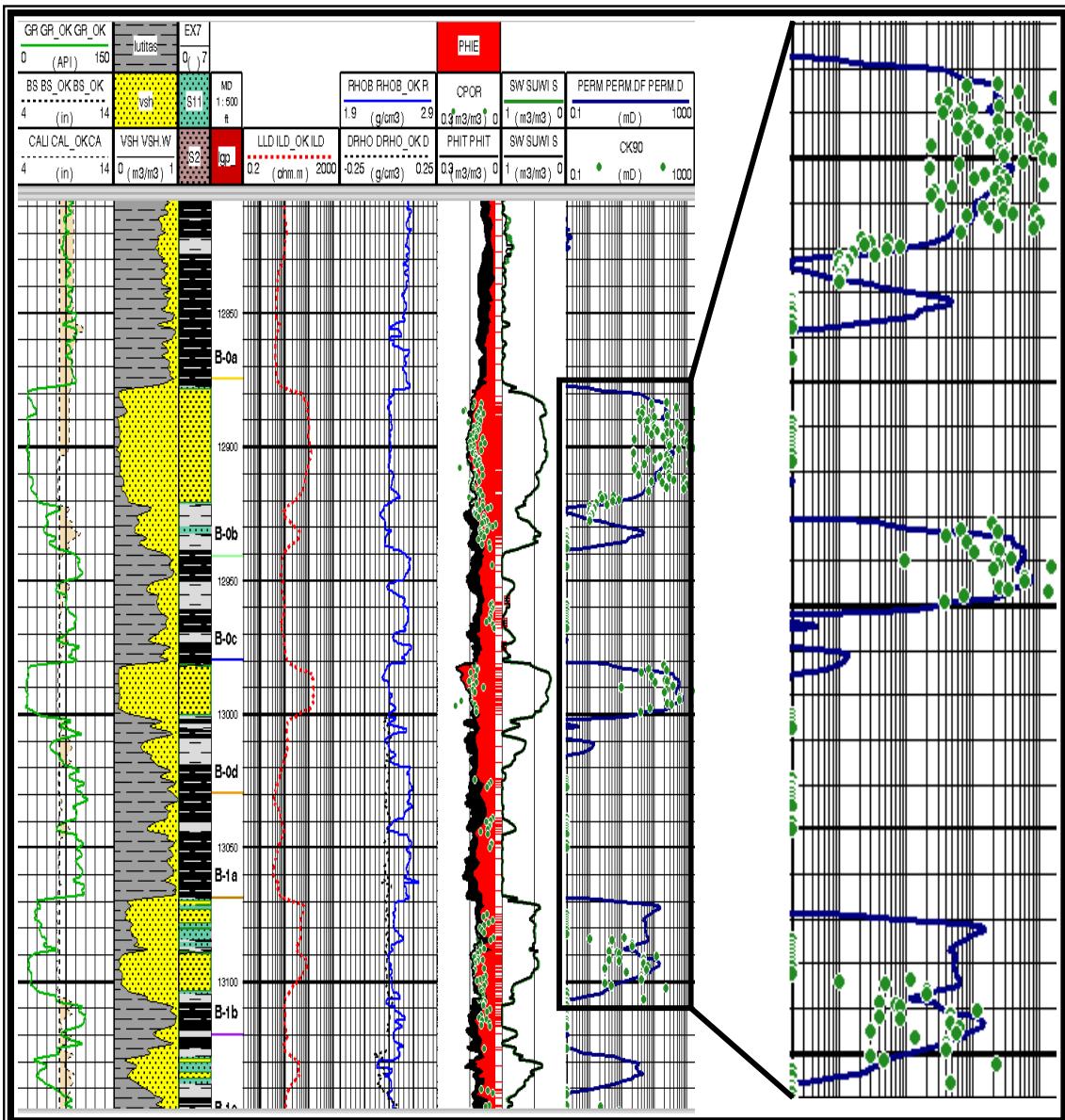


FIGURA 5.15 Template utilizado para la estimación de la Permeabilidad para el pozo MGB-18.

RESULTADOS

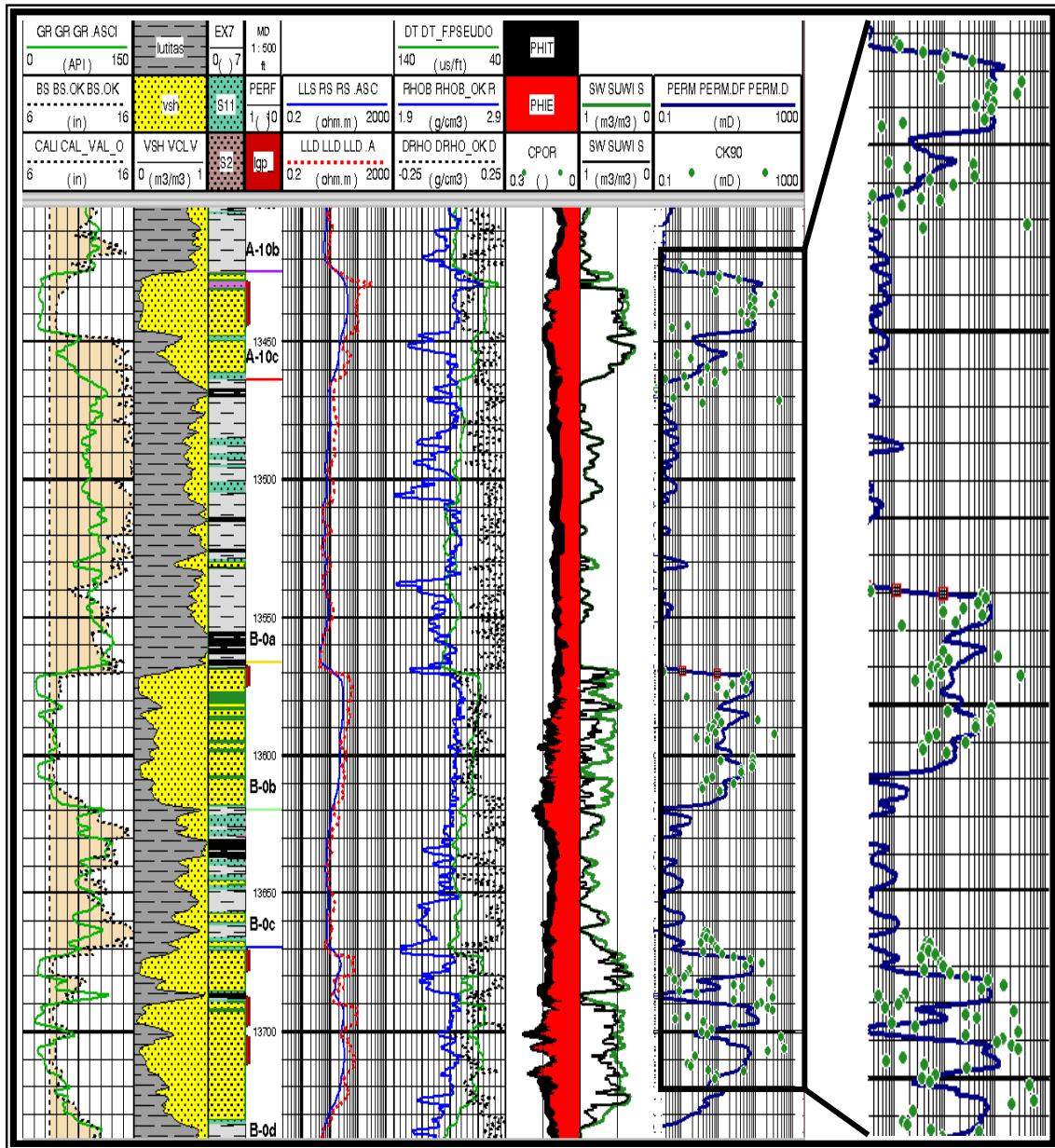


FIGURA 5.16 Template utilizado para la estimación de la Permeabilidad para el pozo MGB-26.

5.8.4 MODELO DE SATURACIÓN.

Al ser utilizadas los diferentes modelos de ecuaciones de Saturación de Agua existentes y al mismo tiempo ser comparadas con las ya definidas en el estudio de Petresim, se obtuvo como resultado que la que mejor corrobora y coteja es la ecuación del **Modelo de Indonesia**, donde la misma fue validada y corroborada con los valores de los análisis de Presiones Capilares y Permeabilidades Relativa.

Este modelo de Saturación fue comparado con las historias de producción de los pozos claves para todas las áreas del Campo Barua, teniendo como resultado la concordancia y similitud de los valores comparados, como son las curvas de saturación de agua y Saturación de Petróleo, tomando en cuenta que con la información suministrada de los registros de PLT, se pudo observar la comparación de los intervalos cañoneados con la producción de Qo (Porcentaje de producción de petróleo) y Qw (Porcentaje de producción de agua) contra la curva de saturación de los pozos evaluados.

En el **ANEXO B**, se puede observar de una forma gráfica el comportamiento de producción de los pozos claves por área contra su respectiva evaluación Petrofísica, determinando así las anomalías en estas curvas y buscar su causa o posible relación con los distintos trabajos mecánicos que se hayan realizado a los pozos.

5.9 DETERMINACIÓN DE CONTACTOS ORIGINALES.

De todos los pozos observados que hayan penetrado el Campo Barua, no se pudo verificar y obtener el contacto Agua-Petroleo, e igualmente ocurrió con el ejercicio realizado a partir de los análisis de presiones capilares, en donde la suma de la profundidad del valor H se encontró muy por debajo de las unidades del Campo, siendo corroborado estos resultados por los realizados anteriormente por el Estudio de Petresim..

RESULTADOS

5.10 COMPARACIÓN ENTRE LOS PARÁMETROS ACTUALES Y LOS PARÁMETROS CALCULADOS.

Esta reinterpretación petrofísica, consistió esencialmente en la validación o generación de los parámetros petrofísicos sustentados todos en análisis convencionales y especiales realizados a los cuatro núcleos mencionados con anterioridad, logrando de esta manera un mejor control y exactitud a la hora de obtener los resultados, donde posteriormente fueron verificados y validados con las historias de producción de cada pozo consultado. A continuación se presenta una comparación de los parámetros determinados en este estudio y los usados anteriormente en el campo. (Ver TABLAS 5.19, 5.20 y 5.21).

PARAMETROS ACTUALES DEL CAMPO BARUA							
FORMACION	MEMBRO	Rw	T	m	n	a	Dens. Matriz
		(dcm/m)	F°				(gr/cc)
PAWI	A-9	0.934	75	1.83	1.8	1	2.66
	A-10	0.934	75	1.83	1.8	1	2.66
MSOA	B-0	1.09	75	1.93	1.86	1	2.66
	B-1	1.655	75	1.93	1.86	1	2.66
	B-2	1.655	75	1.93	1.86	1	2.66
	B-3	1.655	75	1.93	1.86	1	2.66
	B-4	1.655	75	1.93	1.86	1	2.66

TABLA 5.19 Parámetros Actuales del Campo Barúa.

PARAMETROS DEL ESTUDIO DE PETRESIM DEL CAMPO BARUA							
FORMACION	MEMBRO	Rw	T	m	n	a	Dens. Matriz
		(dcm/m)	F°				(gr/cc)
PAWI		0.32	75	2	2	1	2.65
MSOA		0.32	75	2	2	1	2.65

TABLA 5.20 Parámetros determinados por el Estudio de Petresim para el Campo Barúa.

PARAMETROS DETERMINADOS							
FORMACION	AREA	Rw	T	m	n	a	Dens. Matriz
		(dcm/m)	F°				(gr/cc)
PAWI		1.09	75	1.98	1.87	1	2.66
MSOA	MGB-04	1.753	75	2	1.87	1	2.66
	MGB-01	1.48	75	2	1.87	1	2.66
	MGB-12	1.538	75	2	1.87	1	2.66
	MGB-35	1.6	75	2	1.87	1	2.66

TABLA 5.21 Parámetros determinados en la reinterpretación y utilizados en este estudio para el Campo Barúa.

5.11 VALORES LÍMITES O CUT-OFF.

5.11.1 CROSSPLOT RESISTIVIDAD (RT) – VOLUMEN DE ARCILLA (Vsh).

El valor límite del Volumen de Arcilla mínimo para el conteo de arena obtenido de los Gráficos Cross-plot arroja los siguientes resultados. (Ver TABLA 5.22).

AREA	FORMACION	Vsh
MGB-04	PAUJÍ	< 40 %
	MISOA	< 38 %
MGB-12	PAUJÍ	< 39 %
	MISOA	< 38 %
MGB-35	PAUJÍ	< 38 %
	MISOA	< 39 %
MGB-15	MISOA	< 45 %
MGB-01	MISOA	< 43 %

TABLA 5.22 Resultados de los valores Límites del Volumen de Arcilla.

5.11.2 CROSSPLOT SATURACIÓN DE AGUA (Sw) – VOLUMEN DE ARCILLA (Vsh).

El valor límite de la Saturación de Agua (Sw) de corte obtenido de los Gráficos Cross-plot arroja los siguientes resultados. (Ver TABLA 5.23), donde los mismos fueron validados y corroborados por medio de los valores obtenidos de los gráficos de presiones capilares y permeabilidades relativas caracterizados por tipo de roca, por formación y por facies sedimentarias.

AREA	FORMACION	Sw
MGB-04	PAUJÍ	< 52 %
	MISOA	< 50 %
MGB-12	PAUJÍ	< 50 %
	MISOA	< 50 %
MGB-35	PAUJÍ	< 50 %
	MISOA	< 50 %
MGB-15	MISOA	< 52 %
MGB-01	MISOA	< 55 %

TABLA 5.23 Resultados de los valores Límites de la Saturación de agua.

5.11.3 CROSSPLOT VOLUMEN DE ARCILLA (Vsh) – POROSIDAD (Phie).

El valor límite de la Porosidad (Phie) mínimo obtenido de los Gráficos Cross-plot arroja los siguientes resultados. (Ver TABLA 5.24).

AREA	FORMACION	ϕ
MGB-04	PAUJÍ	$\geq 8\%$
	MISOA	$\geq 8\%$
MGB-12	PAUJÍ	$\geq 8\%$
	MISOA	$\geq 8\%$
MGB-35	PAUJÍ	$\geq 8\%$
	MISOA	$\geq 8\%$
MGB-15	MISOA	$\geq 8\%$
MGB-01	MISOA	$\geq 8\%$

TABLA 5.24 Resultados de los valores Límites de la Porosidad.

5.12 MAPAS DE ISOPROPIEDADES.

Una vez obtenido los resultados de la evaluación petrofísica, se procedió a realizar los mapas de Isopropiedades tipos (ANT, ANP, K y ϕ) para las dos Formaciones presentes en el Campo Barúa. En este caso se escogieron las unidades A-10a para las Arenas Basales de la Formación Paují y B-0a para la Formación Misoa, siendo las mismas las más representativas del Campo.

A continuación se presenta una descripción a detalle de cada Mapa obtenido:

5.12.1 MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA SUB-UNIDAD A-10a PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN PAUJÍ.**5.12.1.1 Mapas de Arena Neta Total (ANT) para A-10a.**

Se observa que la tendencia de los mayores espesores de arena se orienta con una dirección Suroeste-noreste, presentando espesores que varían en un rango entre 45 y 70 pies en el área central y sur del mapa. (Ver FIGURA 5.17).

5.12.1.2 Mapas de Arena Neta Petrolífera (ANP) para A-10a.

Para la sub-unidad A-10a el mapa de Espesor de Arena Neta Petrolífera muestra la misma tendencia que el Arena Neta Total en cuanto a la dirección de la sedimentación y distribución de los espesores, estos son ligeramente mas delgados, y el mapa muestra las áreas con mayores contenidos de hidrocarburos, siendo estas el área central y sur del Campo Barúa y los espesores de estas áreas sobrepasan los 40 pies. (Ver FIGURA 5.18).

5.12.1.3 Mapas de Porosidad (ϕ) para A-10a.

Se observa que las zonas mayores valores de porosidad se encuentran en el área sur y central del mapa, presentando en la mayoría de los pozos valores mayores a 12%, mientras se acerca mas hacia el norte los valores disminuyen de forma gradual, llegando a valores entre 7% y 9%. (Ver FIGURA 5.19).

5.12.1.4 Mapas de Permeabilidad (K) para A-10a.

Observando el mapa de permeabilidad, se aprecia que el área con mayores valores se ubican en la zona central, siendo los mejores pozos el MGB-30 y MGB-26 con valores que sobrepasan los 50 md. Del mismo modo se puede apreciar una disminución gradual hacia la zona suroeste, mientras que hacia el noreste este comportamiento disminuye mas bruscamente en menores intervalos. (Ver FIGURA 5.20).

RESULTADOS

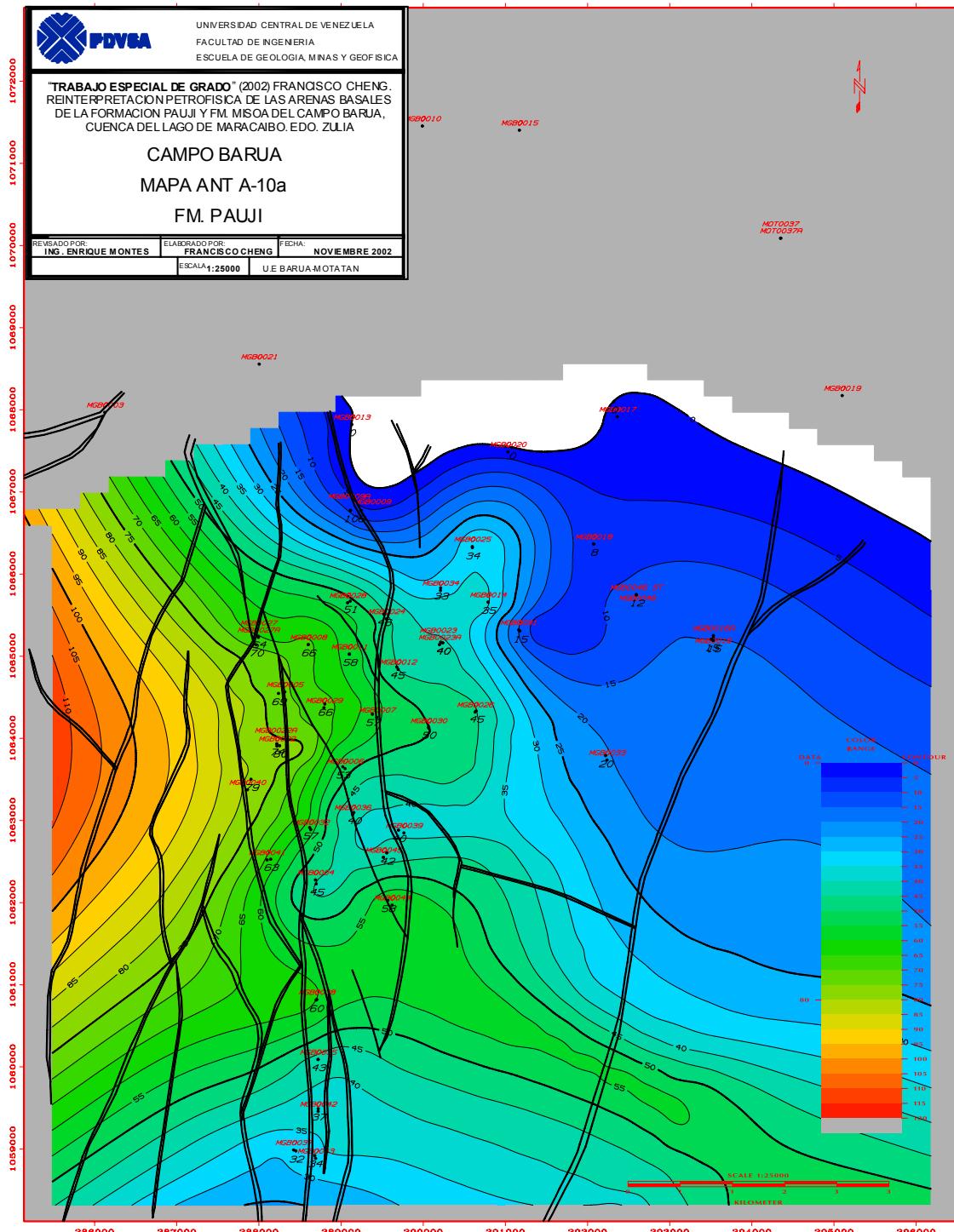


FIGURA 5.17 Mapa de Arena Total (ANT) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.

RESULTADOS

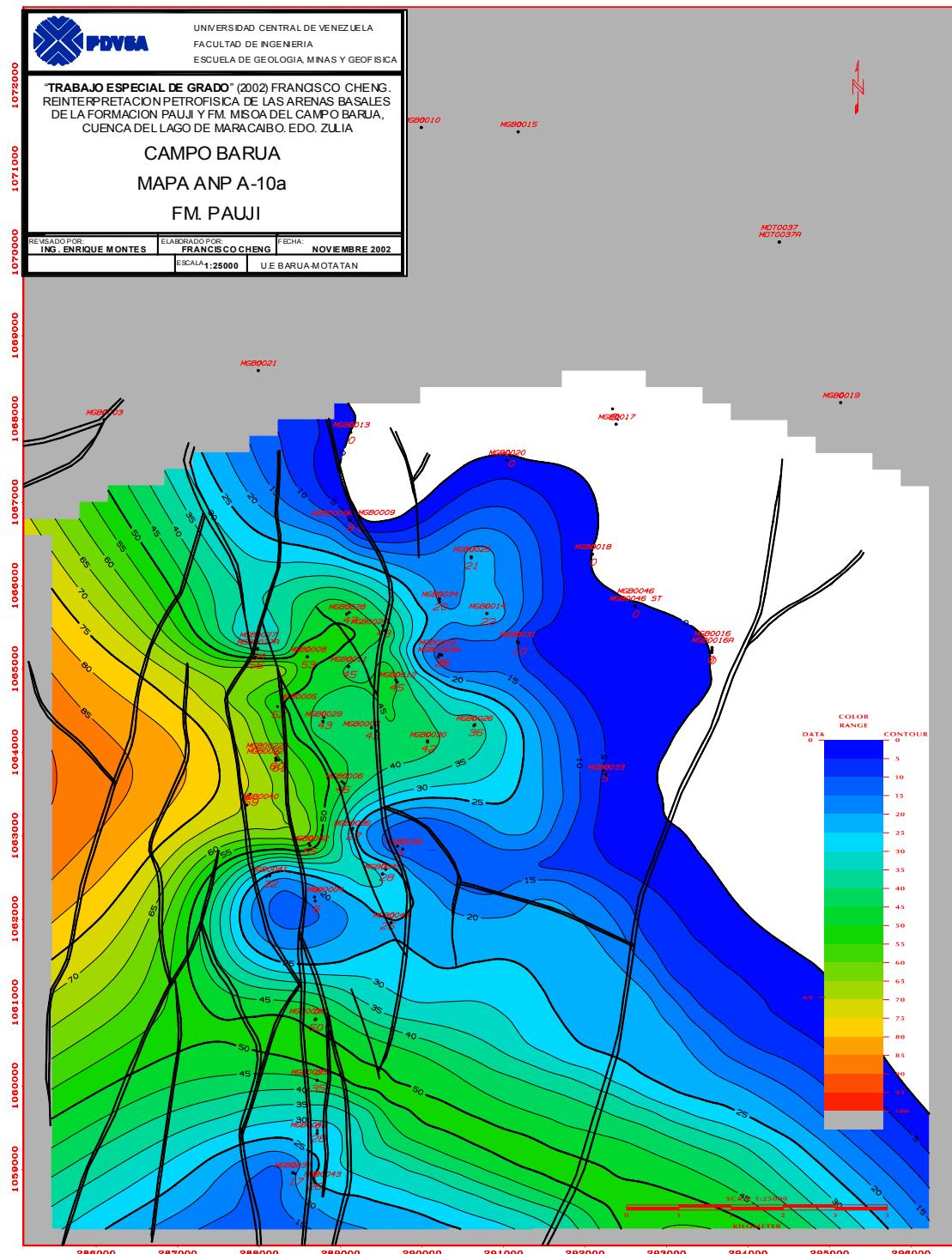


FIGURA 5.18 Mapa de Arena Neta Petrolífera Total (ANP) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.

RESULTADOS

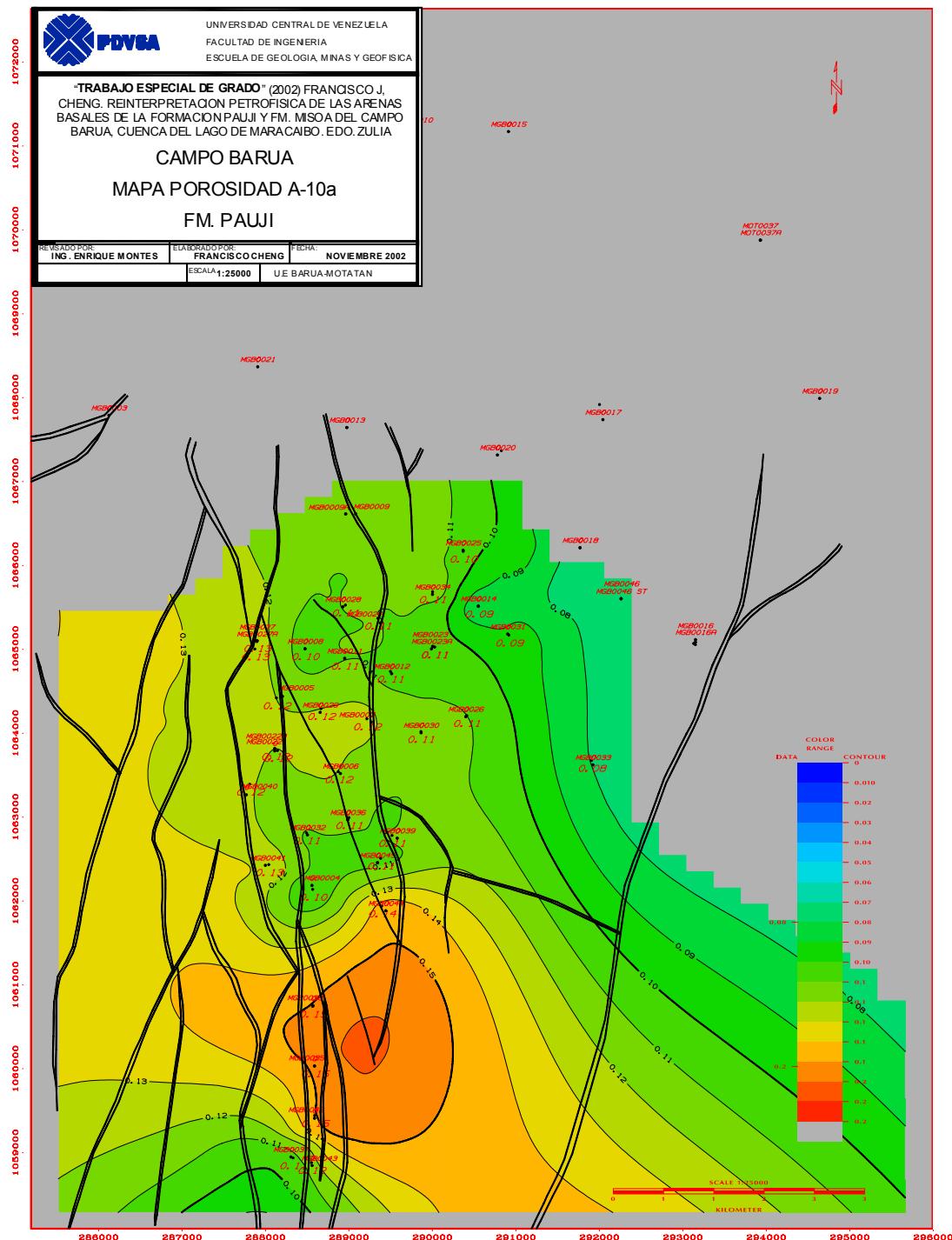


FIGURA 5.19 Mapa de Porosidad (ϕ) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.

RESULTADOS

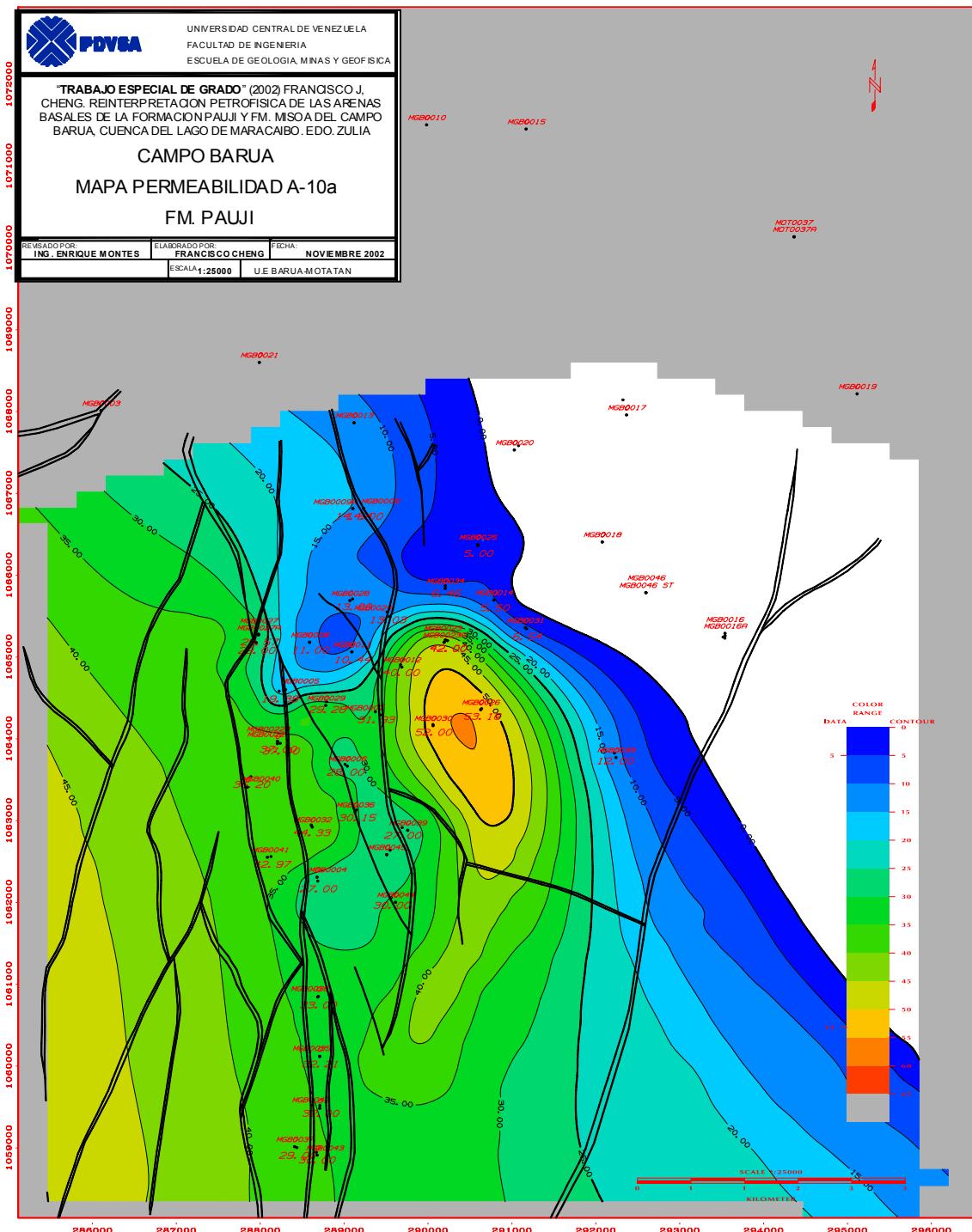


FIGURA 5.20 Mapa de Permeabilidad (K) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.

5.12.2 MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA SUB-UNIDAD B-0a PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN MISOA.**5.12.2.1 Mapas de Arena Neta Total (ANT) para B-0a.**

El espesor promedio para la Sub-unidad es de 45 pies, la distribución de esta se uniforme a lo largo de la región, pero su mayor volumen de arena neta total se encuentra ubicada hacia la zona Sur de la estructura, específicamente en el área del MGB-35, sin embargo presenta tendencia con dirección sureste-noroeste, disminuyendo los espesores hacia el norte con respecto a los demás. (Ver FIGURA 5.21)

5.12.2.2 Mapas de Arena Neta Petrolífera (ANP) para B-0a.

La arena neta petrolífera de esta sub-unidad se distribuye uniformemente a lo largo de la zona central ,con excepción de la zona mas al norte y al sur, en donde las presentan mayores espesores con valore promedios de 30 pies. El espesor promedio de esta sub-unidad es de 25 pies. (Ver FIGURA 5.22).

5.12.2.3 Mapas de Porosidad (ϕ) para B-0a.

La porosidad en esta sub-unidad se presenta uniforme en el area sur y norte del mapa, con un promedio de 13%, mientras que en la zona central los valores de porosidad disminuyen con valores promedios de 8%. (Ver FIGURA 5.23).

5.12.2.4 Mapas de Permeabilidad (K) para B-0a.

Observando el mapa de permeabilidad, se puede apreciar que el area con mayores valores se ubican en la zona sur y norte del mapa, siendo los mejores pozos el MGB-18, MGB-46 y MGB-31, con valores que sobrepasan los 70 md. Del mismo modo se puede apreciar una disminución gradual hacia la zona suroeste, mientras que hacia el noreste este comportamiento disminuye bruscamente en menores intervalos. (Ver FIGURA 5.24).

RESULTADOS

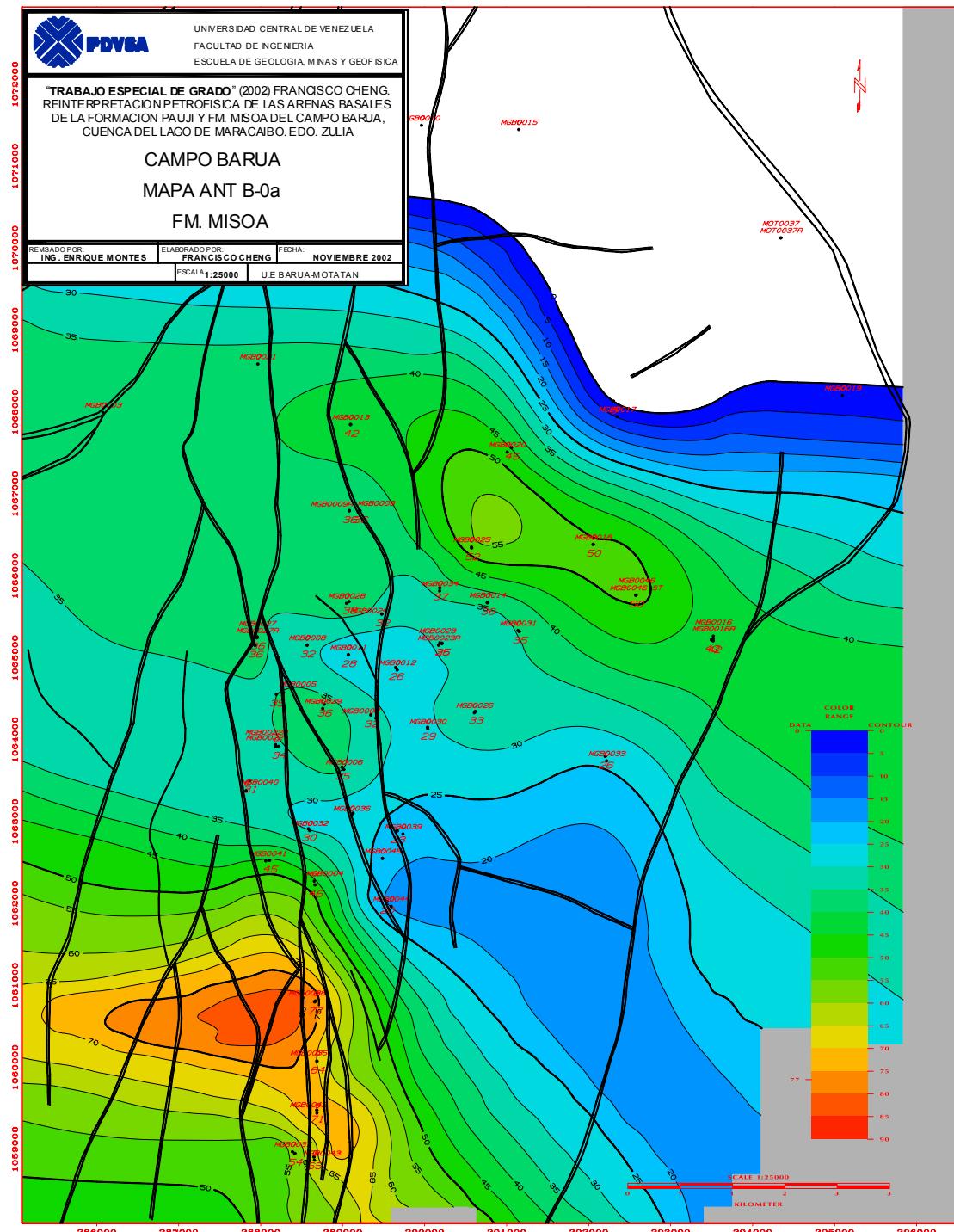


FIGURA 5.21 Mapa de Arena Total (ANT) para la sub-unidad B-0a del Campo Barúa.

RESULTADOS

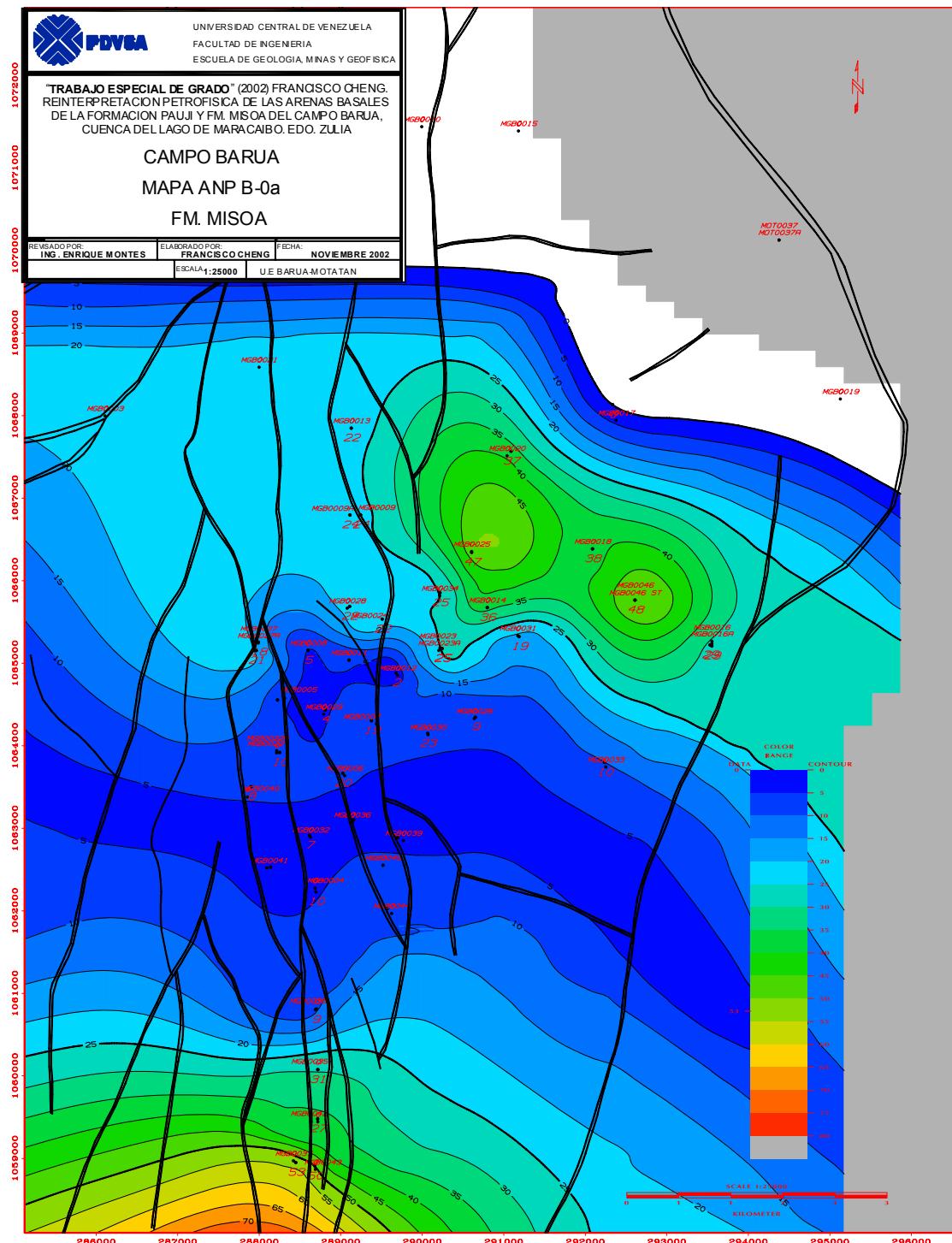


FIGURA 5.22 Mapa de Arena Neta Petrolífera Total (ANP) para la sub-unidad B-0a del Campo Barúa.

RESULTADOS

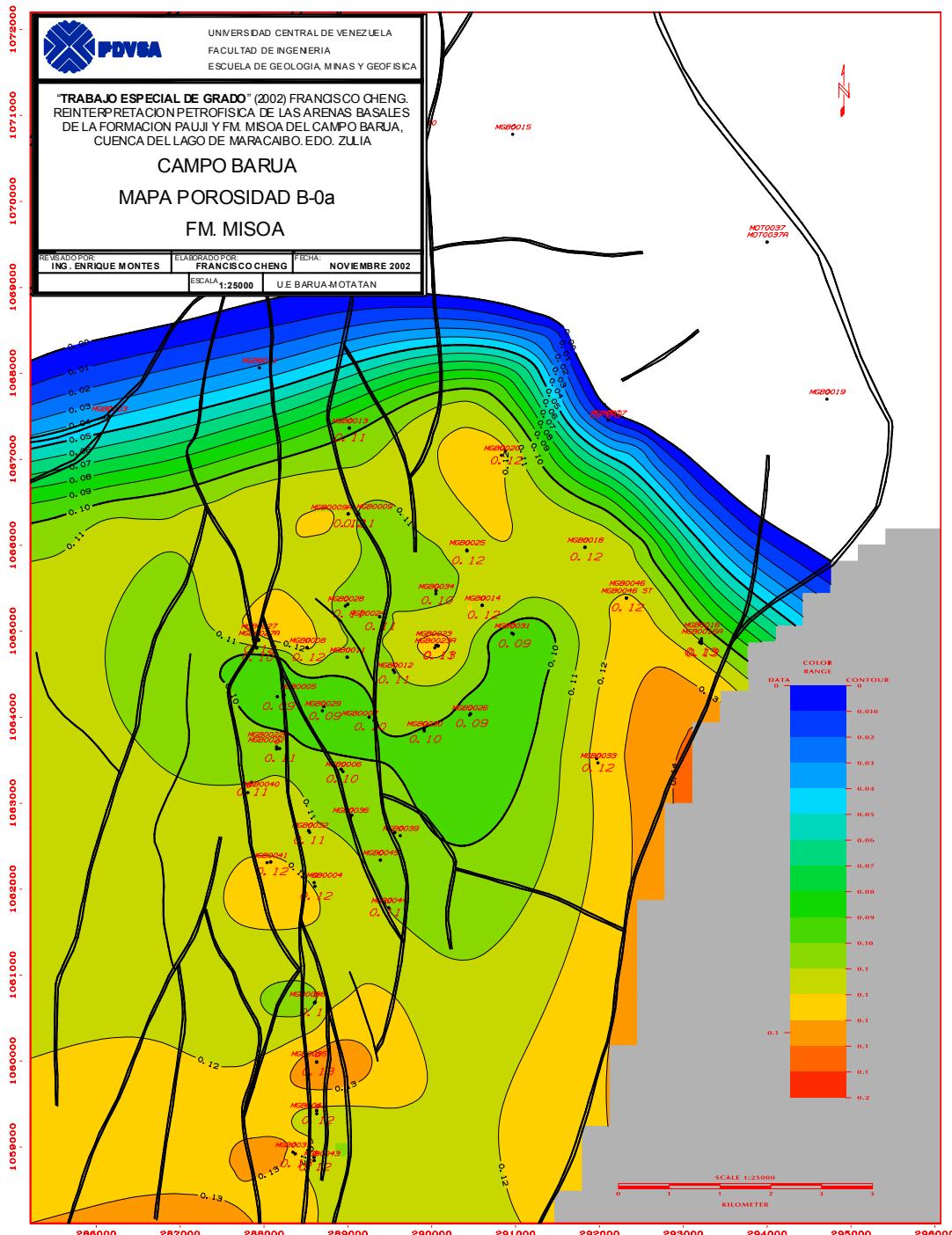


FIGURA 5.23 Mapa de Porosidad (ϕ) para la sub-unidad B-0a del Campo Barúa.

RESULTADOS

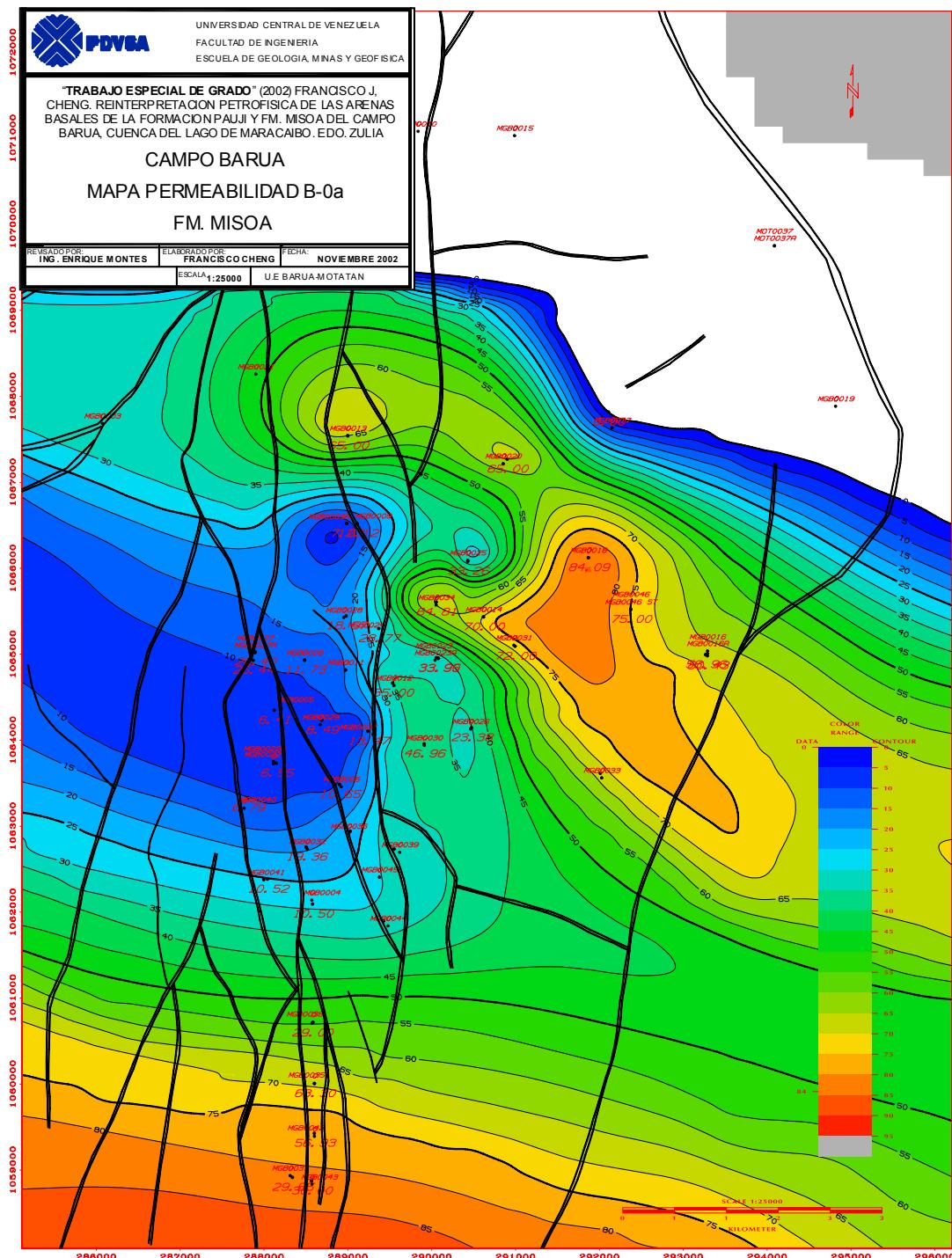


FIGURA 5.24 Mapa de Permeabilidad (K) para la sub-unidad A-10a del Campo Barúa.

CAPITULO VI
MARCO SEDIMENTOLÓGICO

6. MARCO SEDIMENTOLÓGICO.

6.1 CARACTERÍSTICAS SEDIMENTOLÓGICAS DEL ÁREA EN ESTUDIO.

El objetivo de este capítulo, se basó en una revisión sedimentológica de los 4 núcleos presentes en el Campo Barúa MGB-5X, MGB-18, MGB-26 y MOT-37, teniendo una suma total de 1946', comprendiendo el chequeo de la petrografía y análisis mineralógicos de cada una de las muestras tomadas en los núcleos.

En la revisión, se pudo definir la distribución vertical de las litofacies, y al mismo tiempo conocer y diferenciar cada facies en función de los parámetros que influyen en la calidad de roca, tales como escogimiento, tamaño de grano y otros, para la posterior correlación con las petrofacies.

Para la caracterización de la roca se utilizó la petrografía de las secciones finas existentes¹, las cuales permitieron caracterizar la roca a través de la definición de los componentes mineralógicos (granos, matriz y cemento), características texturales (tamaño de grano, redondez y escogimiento), tipo de arenisca, tipos de contacto entre granos, tamaño de poros y tamaño de gargantas de poro dominante.

También se realizó la descripción de fotografías de microscopía electrónica de barrido (SEM), las cuales permitieron identificar el tipo y naturaleza de porosidad visible, así como la morfología de arcillas (matriz), cementos y relaciones diagenéticas. Finalmente, se contó con análisis de Difracción de rayos X (XRD) los cuales permiten la identificación y cuantificación de los minerales que componen la roca, dichos análisis fueron realizados en la prueba roca total.

Para la descripción de los núcleos se observaron los siguientes parámetros:

¹ Modelo Estocástico y Sedimentológico de las Formaciones Eocenas del Campo Barúa (Ghary Escandon y Mery Moreno, 1998).

- **Identificación de la Litología:** Se define la roca en función de la granulometría (textura), lo cual permite identificar desde carbones y arcillas hasta conglomerados.
- **Definición de la Estratificación:** Se debe observar el espesor de las capas, tipo de estratificación y naturaleza de los contactos. El tipo de estratificación se refiere al carácter masivo o no masivo de la capa, lo cual indica que no existe internamente dentro de la capa ninguna estructura sedimentaria que interrumpa la homogeneidad del estrato. Los tipos de estratificación más comunes son: cruzada, lenticular, tabular, ondulada e inclinada. Por su parte, el contacto entre las capas ayuda a la interpretación del proceso sedimentario, pueden distinguirse 3 tipos, transicional, abrupto y erosivo.
- **Identificación de Estructuras Sedimentarias:** Las estructuras sedimentarias son importantes indicadores del ambiente depositacional, ya que son generadas en el sitio y no pueden ser traídas desde afuera como los fósiles. Son más fácilmente observadas en afloramientos, ya que en el trabajo de subsuelo solo las más pequeñas pueden encontrarse en los núcleos. Se identificaron estructuras de origen mecánico (estratificaciones cruzadas y rizaduras), biológico (bioturbaciones, huellas vegetales) y post-sedimentarias (estructuras de deslizamiento, estructuras de erosión y estructuras de deformación).
- **Fósiles y Minerales Accesorios:** Se debe identificar aquellos minerales que revisten importancia para la determinación del ambiente sedimentario, tales como glauconita, fosfato, pirita, siderita o evaporitas. Generalmente estos minerales se presentan bajo la forma de granos o nódulos, visibles en la sección del núcleo. De igual forma se describe los macrofósiles.
- **Identificación de Hidrocarburos:** La presencia de hidrocarburos debe identificarse, incluyendo el grado de impregnación. El hidrocarburo es visible en el núcleo por el color característico marrón a negro, que toma la roca.

MARCO SEDIMENTOLÓGICO

Es importante destacar que mediante la descripción de las secciones finas se realizó un chequeo de las litofacies definidas para el núcleo, debido a que la descripción de las litofacies correlaciona con las características texturales descritas para la sección fina, tales como tamaño de grano, escogimiento, componentes de la roca, etc. Por otra parte se realizó un chequeo de la porosidad reportada para cada tapón en los análisis convencionales con la porosidad estimada visualmente en la sección fina, obteniéndose valores un poco mayores que los reportados en los análisis, pero que cualitativamente representan los diferentes rangos de porosidad.

También es preciso señalar que a través de las secciones finas se determinaron valores promedios para el tamaño de las gargantas de poro y estimaciones cualitativas de permeabilidad que permiten asociar cada litofacies en familias de rocas en función de parámetros de calidad de roca tales como capacidad de flujo y almacenamiento.

A continuación se presenta una descripción Sedimentológica y Petrográfica de los Núcleos presente en el área, tomada del Modelo Estocástico y Sedimentológico de las Formaciones Eocenas del Campo Barúa (Escandon y Moreno, 1998), especificando cada facies:

6.2 DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y PETROGRÁFICA.

6.2.1 FACIES ARENOSAS.

6.2.1.1 FACIES S. CARACTERÍSTICAS MACROSCÓPICAS.

Litología: Arenisca

Tamaño de Grano: Grueso a muy grueso.

Color: Marrón claro

Estructuras Físicas: Laminación paralela definida por la orientación preferencial de los granos. Laminación ondulada, estratificación paralela y cruzada de bajo ángulo.

Estructuras Biológicas: Bioturbación muy pobre, *Ophiomorpha*, *Asterosoma*, y *Thalassinoides*.

Porcentaje Total de las Facies Presentes en Núcleos:

POZO	ESPESOR TOTAL (PIES)	%
MGB-5X	9.02	1.74
MGB-26	62.87	12.60
MOT-37	5.00	0.72
GENERAL	76.89	3.79

Espesor individual (pies) de las Facies en los Núcleos:

POZO	MAX	MIN	PROM
MGB-5X	1.04	0.11	0.56
MGB-26	36.37	0.16	4.19
MOT-37	5.00	5.00	5.00
GENERAL	36.37	0.11	2.40



FIGURA 6.1 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S en el Núcleo MGB-26.
Tomado de Escandon y Moreno 1998.

6.2.1.2 FACIES S11.**CARACTERISTICAS MACROSCÓPICAS.**

Litología: Arenisca.

Tamaño de Grano: Medio a fino.

Color: Marrón oscuro a marrón claro.

Estructuras Físicas: Estratificación paralela, cruzada de bajo ángulo, laminación ondulada. En ocasiones se presenta masiva.

Estructuras Biológicas: Bioturbación de ausente a común: *Ophiomorpha*, *Palaeophycus* y *Thalassinoides*.

Porcentaje Total de las Facies Presentes en Núcleos:

POZO	ESPESOR TOTAL (PIES)	%
MGB-5X	33.70	6.50
MGB-18	8.67	2.70
MGB-26	85.78	17.20
MOT-37	57.91	8.33
GENERAL	186.06	9.17

Espesor individual (pies) de las Facies en los Núcleos:

POZO	MAX	MIN	PROM
MGB-5X	1.19	0.11	0.53
MGB-18	4.42	1.18	2.17
MGB-26	17.73	0.17	2.32
MOT-37	15.94	0.18	2.52
GENERAL	17.73	0.11	1.45

1 pulg.



POZO: MGB-26
PROFUNDIDAD: 13850'6" - 13852'10"

FIGURA 6.2 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S11 en el Núcleo MGB-26. Tomado de Escandon y Moreno 1998.

6.2.1.3 FACIES S2.**CARACTERISTICAS MACROSCÓPICAS.****Litología:** Arenisca**Tamaño de Grano:** Muy fino a limolítico.**Color:** Marrón a gris oscuro**Estructuras Físicas:** Laminación cruzada, laminación paralela, laminación festoneada, rizaduras asimétricas, laminación cruzada de bajo ángulo.**Estructuras Biológicas:** La bioturbación es de ausente a común. Los icnogéneros presentes son: *Thalassinoides*, *Palaeophycus*, *Ophiomorpha*.**Porcentaje de las Facies Presentes en Núcleo:**

POZO	ESPESOR TOTAL (PIES)	%
MGB-5X	32.53	6.27
MGB-18	18.42	5.74
MGB-26	7.70	1.54
MOT-37	119.97	17.26
GENERAL	178.62	8.80

Espesor individual (pies) de las Facies en los Núcleos:

POZO	MAX	MIN	PROM
MGB-5X	2.48	0.13	0.66
MGB-18	5.27	0.19	1.15
MGB-26	3.56	0.19	1.10
MOT-37	33.25	0.08	3.08
GENERAL	33.25	0.08	1.61

1 pulg.



POZO : MOT-37
PROFUNDIDAD: 119532'' 119555''

FIGURA 6.3 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S2 en el Núcleo MOT-37. Tomado de Escandon y Moreno 1998.

6.1.2.4 FACIES S3

CARACTERÍSTICAS MACROSCÓPICAS.

Litología: Arenisca

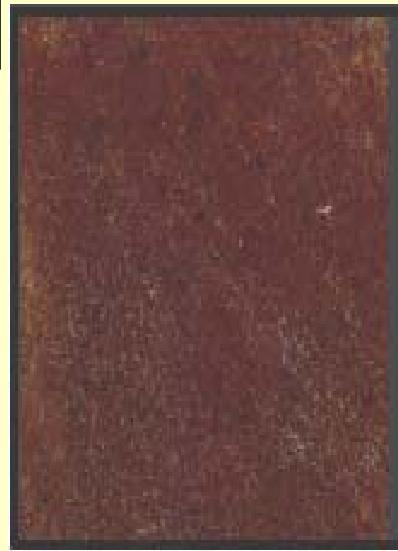
Tamaño de Grano: Medio a grueso

Color: Marrón claro a oscuro

Estructuras Físicas: Estratificación cruzada de bajo ángulo, laminación paralela, laminación ondulada.

En el núcleo MGB-18 la estratificación está definida por láminas de materia orgánica. Pueden presentarse en forma masiva.

Estructuras Biológicas: Bioturbación rara, excepto en el pozo MGB-18 donde son comunes los icnogéneros: *Ophiomorpha*, *Thalassinoides*, *Planolites*.



POZO: MGB-26
PROFUNDIDAD: 13867'7" - 13869'11"

FIGURA 6.4 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S3 en el Núcleo MGB-26. Tomado de Escandon y Moreno 1998.

6.2.2 FACIES LAMINADAS.

6.2.2.1 FACIES S1. CARACTERÍSTICAS MACROSCÓPICAS

Litología: Arenisca

Tamaño de Grano: Medio a fino

Color: Crema claro

Estructuras Físicas: Estratificación ondula y paralela.

Estructuras Biológicas: Ausentes.

Porcentaje Total de las Facies Presentes en Núcleo:

POZO	ESPESOR TOTAL (PIES)	%
MGB-5X	32.44	6.26
MGB-18	4.89	1.53
MGB-26	5.28	1.06
MOT-37	117.36	16.88
GENERAL	159.97	7.88

Espesor individual (pies) de las Facies en los Núcleos:

POZO	MAX	MIN	PROM
MGB-5X	1.13	0.16	0.60
MGB-18	1.53	0.08	0.70
MGB-26	0.83	0.11	0.44
MOT-37	16.92	0.19	5.10
GENERAL	16.92	0.08	16.92

1 pulg.



POZO : MOT-37
PROFUNDIDAD: 11265'9" 11267'5"

FIGURA 6.5 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S1 en el Núcleo MOT-37. Tomado de Escandon y Moreno 1998.

6.2.2.2 FACIES S31. CARACTERÍSTICAS MACROSCÓPICAS.

Litología: Arenisca

Tamaño de Grano: Medio a grueso

Color: Crema claro

Estructuras Físicas: Laminación paralela y ondulada abundante.

Porcentaje Total de las Facies Presentes en Núcleo:

POZO	ESPESOR TOTAL (PIES)	%
MGB-5X	14.17	2.73
MGB-26	8.52	1.71
MOT-37	9.40	1.35
GENERAL	32.09	1.58



POZO : MGB-05
PROFUNDIDAD: 13285'5" 13287'4"

FIGURA 6.6 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S31 en el Núcleo MGB-05. Tomado de Escandon y Moreno 1998.

6.2.2.3 FACIES S21. CARACTERÍSTICAS MACROSCÓPICAS.

Litología: Arenisca

Tamaño de Grano: Fino a limolítico

Color: Gris claro

Estructuras Físicas: Laminación paralela y ondulada abundante.

Porcentaje total de las Facies Presentes en Núcleo:

POZO	ESPESOR TOTAL (PIES)	%
MGB-5X	1.41	0.27
MGB-18	18.11	5.65
MGB-26	1.58	0.32
GENERAL	21.10	1.04



POZO : MGB-18
PROFUNDIDAD: 12990'9" 12991'5"

FIGURA 6.7 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S21 en el Núcleo MGB-05. Tomado de Escandon y Moreno 1998.

6.2.3 FACIES ARENOSAS BIOTURBADAS.

6.2.3.1 FACIES S11B. CARACTERÍSTICA MACROSCÓPICAS

Litología: Arenisca

Tamaño de Grano: Medio a fino

Color: Gris claro a gris oscuro

Estructuras Biológicas: Bioturbación abundante. Presencia de *Thalassinoides*, *Planolites*, *Asterosoma* y *Ophiomorpha*.

Porcentaje Total de las Facies Presentes en Núcleo:

POZO	ESPESOR TOTAL (PIES)	%
MGB-5X	14.38	2.77
MGB-18	13.38	4.17
MGB-26	34.28	6.87
MOT-37	3.97	0.57
GENERAL	66.01	3.25

1 pulg.



POZO : MGB-26
PROFUNDIDAD: 13441'9" 13442'5"

FIGURA 6.8 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S11B en el Núcleo MGB-26. Tomado de Escandón y Moreno 1998.

6.2.3.2 FACIES S2B.**CARACTERÍSTICAS MACROSCÓPICAS.**

Litología: Arenisca

Tamaño de Grano: Muy fino a limolítico

Color: Gris verdoso

Estructuras Biológicas: Intensamente bioturbadas. Icnogéneros: *Planolites*, *Thalassinoides*, *Bergaueria*, *Teichichnus*, *Arenicolites* y *Ophiomorpha*.

Porcentaje Total de las Facies Presentes en Núcleo:

POZO	ESPESOR TOTAL (PIES)	%
MGB-5X	60.17	11.60
MGB-18	23.66	7.38
MGB-26	76.38	15.31
MOT-37	29.03	4.18
GENERAL	189.24	9.33

1 pulg.



POZO : MGB-18
PROFUNDIDAD: 13010'8" 13011'5"

FIGURA 6.9 Características Macroscópicas y Fotografía de una Facies S2B en el Núcleo MGB-18. Tomado de Escandon y Moreno 1998.

6.3 DISTRIBUCIÓN DE LAS LITOFAZIES.

6.3.1 NÚCLEO MGB-05:

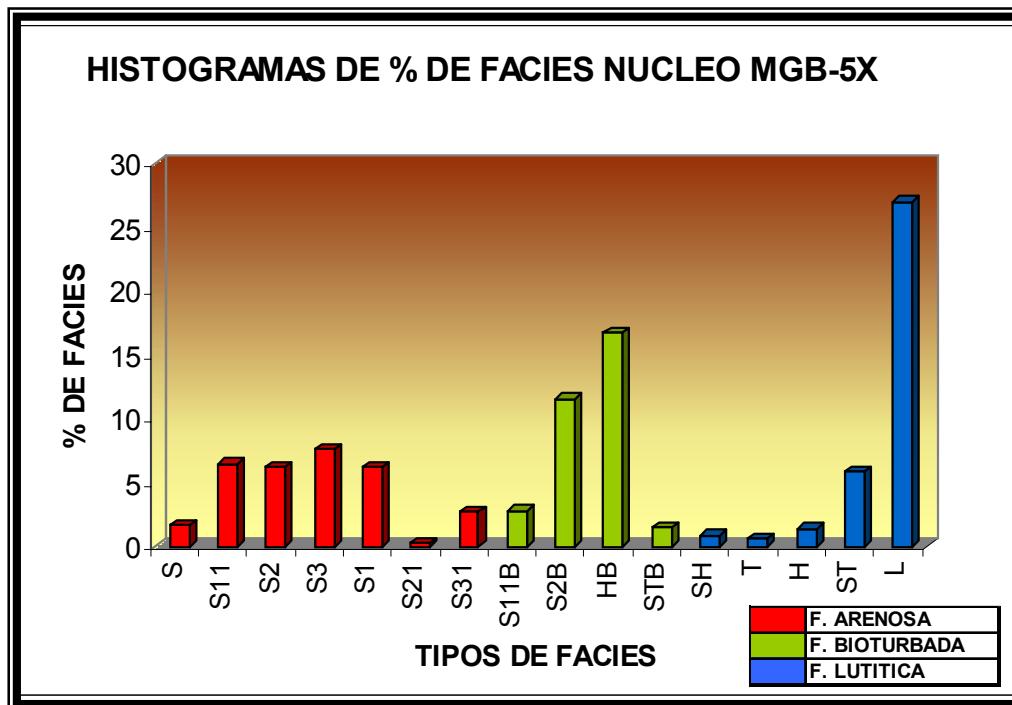


GRÁFICO 6.1 Histogramas de % de facies del Núcleo MGB-05X.

- Se observa una variedad de facies existentes en el Campo Barua.
- La facies arenosa presenta una relativa distribución en porcentajes parecidos. Siendo las S11, S2, S3 y S1 la de mayor presentación.
- En cuanto a las facies bioturbadas, tenemos que las litofacies S2B y HB son las que presentan mayor ocurrencia y representan un porcentaje considerado en el núcleo.
- Las facies lutíticas, tenemos a las L y ST con un porcentaje relativamente alto en consideración a las otras facies.

6.3.2 NÚCLEO MGB-18:

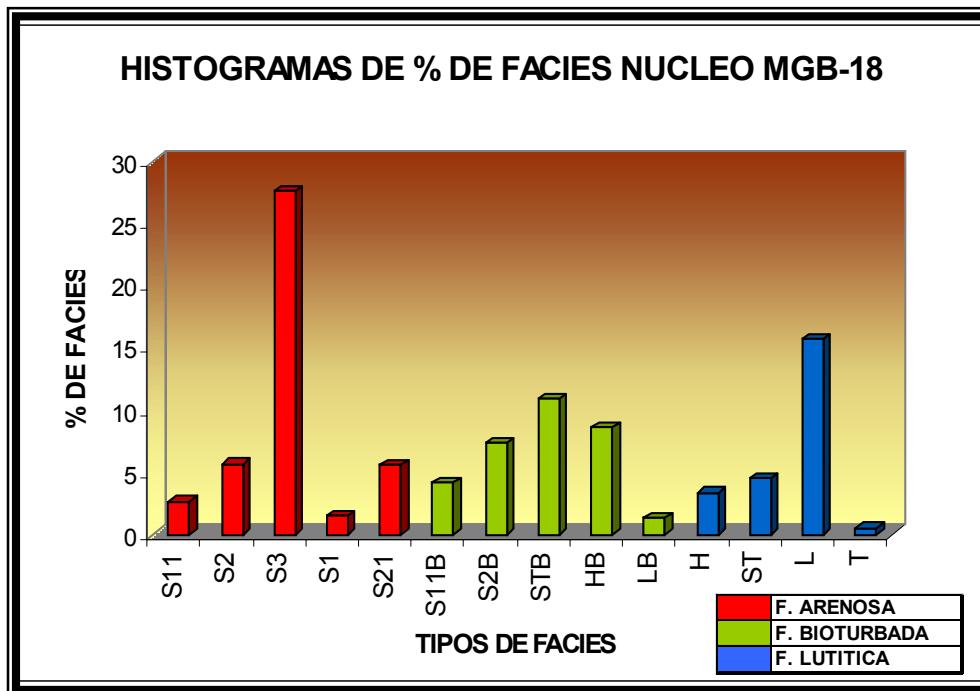


GRÁFICO 6.2 Histogramas de % de facies del Núcleo MGB-18.

- La facies S3 aparece con un porcentaje alto con respecto a las demás facies arenosas, siendo esta caracterizada por ser una de las productoras del campo.
- Se observa una moderada presencia de facies bioturbadas, siendo la de mayor presencia las STB y HB.
- Las facies lutíticas se presentan muy parecidas al núcleo MGB-05, siendo igualmente la facie L la que mayor porcentaje posee.

6.3.3 NÚCLEO MGB-26:

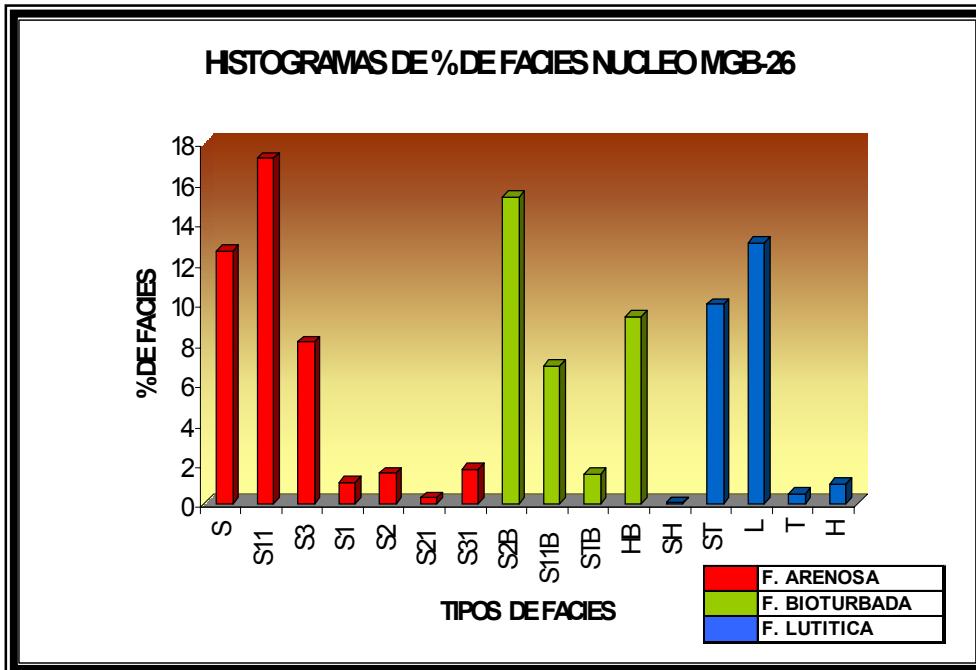


GRÁFICO 6.3 Histogramas de % de facies del Núcleo MGB-26.

- Tenemos en las Facies arenosas, que las litofacies S, S11 y S3 son las que mayor presencia tiene, caracterizándose las mismas por ser productoras en el área.
- Una pequeña presencia de litofacies arenosas laminadas como son S1, S21 y S31, siendo igualmente importantes para el estudio del campo.
- La bioturbación en este núcleo se hace resaltar en una gran distribución de cuatro litofacies, donde S2B y HB presentan el mayor porcentaje.
- En cuanto a las facies lutíticas, se le une otra litofacies ST a la L, en cuanto al mayor porcentaje de su grupo.

6.3.4 NÚCLEO MOT-37:

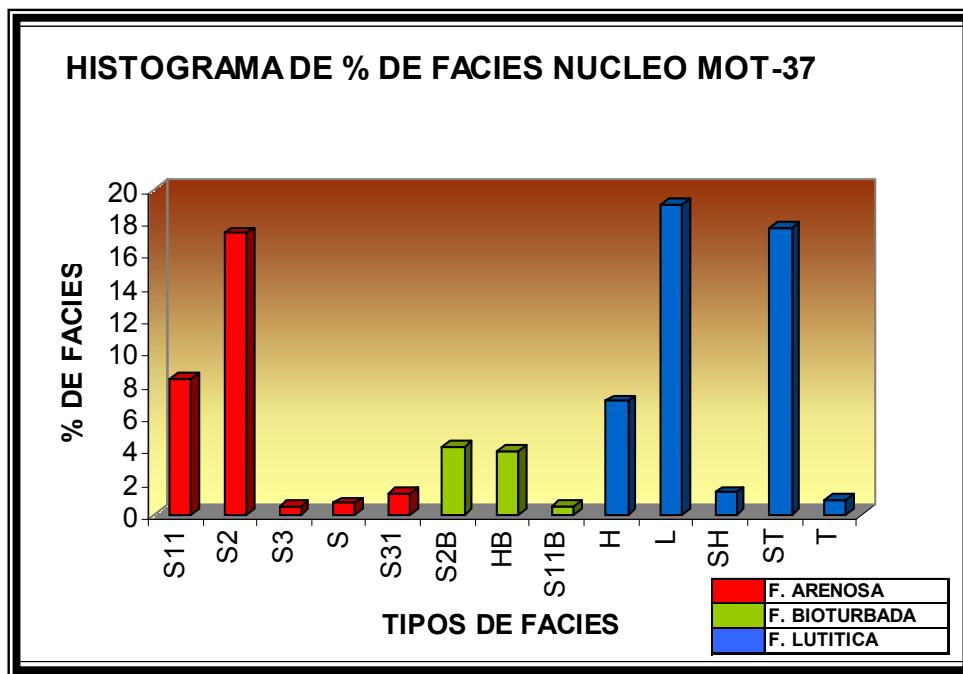


GRÁFICO 6.4 Histogramas de % de facies del Núcleo MOT-37.

- Se observa que en las facies arenosa las litofacies de mayor presencia son S11 y S2.
- Poca variedad de facies bioturbadas, estando S2B y HB con un relativo porcentaje.
- Se caracteriza por ser una facie muy lutíticas, estando en gran variedad y porcentaje, especialmente las litofacies L, ST y H respectivamente.

6.3.5 OBSERVACIONES GENERALES DE LA DISTRIBUCIÓN DE LAS LITOFACIES EN LOS NÚCLEOS DEL CAMPO BARÚA.

- Las facies predominantes que se observaron en los núcleos MGB-5X, MGB-18 y MGB-26, son: para la Formación Misoa S3, S2b y S11 y para la Formación Paují S2b, S3, y en menor proporción para ambas formaciones S11, S2, S, H y L.
- En las facies arenosas S, S3 y S11 se presentan las mayores acumulaciones de hidrocarburos en el área de estudio. De estas facies, las S y S3 presentan las mejores características como roca yacimiento debido a que sus porosidades y las permeabilidades que poseen.
- La presencia de una alta bioturbación en las facies S2b y S3b disminuye al máximo la posibilidad de acumulación de hidrocarburos, puesto que las mismas presentan una combinación de litologías arenó-arcillosas, con un mayor porcentaje de material fino, debido a la acción de retrabajo causada por la actividad orgánica, lo que se traduce en una reducción de la relación porosidad-permeabilidad, en donde exista tal bioturbación.
- Es de observar que no se puede estudiar el Núcleo MOT-37 con los demás núcleos, debido a que el mismo presenta diferencias en petrofacies en unidades sedimentarias.
- Existe muy baja correlación en las facies laminadas y en la bioturbadas.

6.4 COMPARACIÓN LITOFACIES VS PETROFACIES.

Utilizando la descripción sedimentológica de los núcleos fue posible realizar una comparación entre las litofacies y las petrofacies, para ello se utilizó el gráfico de porosidad – permeabilidad de R35 de Winland encontrado en el modelo desarrollado, el cual permitió clasificar el tipo de roca de acuerdo al tamaño del radio de garganta de poros. (**Ver GRÁFICOS 6.5, 6.7, 6.9 y 6.11**).

Los resultados de la comparación de litofacies y petrofacies en el Campo Barua, ubican a la litofacies S3 y S al tipo de roca Mega, y la litofacies S11 esta agrupada dentro de un rango mayor en cuanto al tipo de roca, mostrándose, de Mega a Meso, atribuyéndose a procesos diagenéticos que hayan afectado la calidad de los sedimentos depositados. (**Ver GRÁFICOS 6.6, 6.8, 6.10 y 6.12**).

En la distribución detallada de las litofacies para los núcleos MGB-05, MGB-26, MGB-18 y MOT-37, se observa las mejores correspondencias para las petrofacies Mega y Macro y las petrofacies de menor calidad Meso y Micro, caracterizándose las mismas de litofacies de menor calidad (S2B, H, HB, etc), lo que es indicativo del poco efecto de procesos diagenéticos que afectaron este tipo de roca.

También se puede observar que dentro de las familias de las mejores tipo de roca (Mega y Macro), existen litofacies de menor calidad (S2, S11B y S1); caso contrario también se presenta en este muestreo, puesto que existen litofacies de buena calidad (S3, S y S11), que llegan a deteriorarse hasta disminuir su calidad, ubicándose en rocas tipo Meso Micro, debido a fuertes sobrecrecimientos de cuarzo, cemento y/o arcillocidad que afecta la condición original de la roca. Todo esto nos lleva a corroborar la heterogeneidad y la baja correlación que presenta las Petrofacies contra las litofacies en el estudio del Campo Barúa,

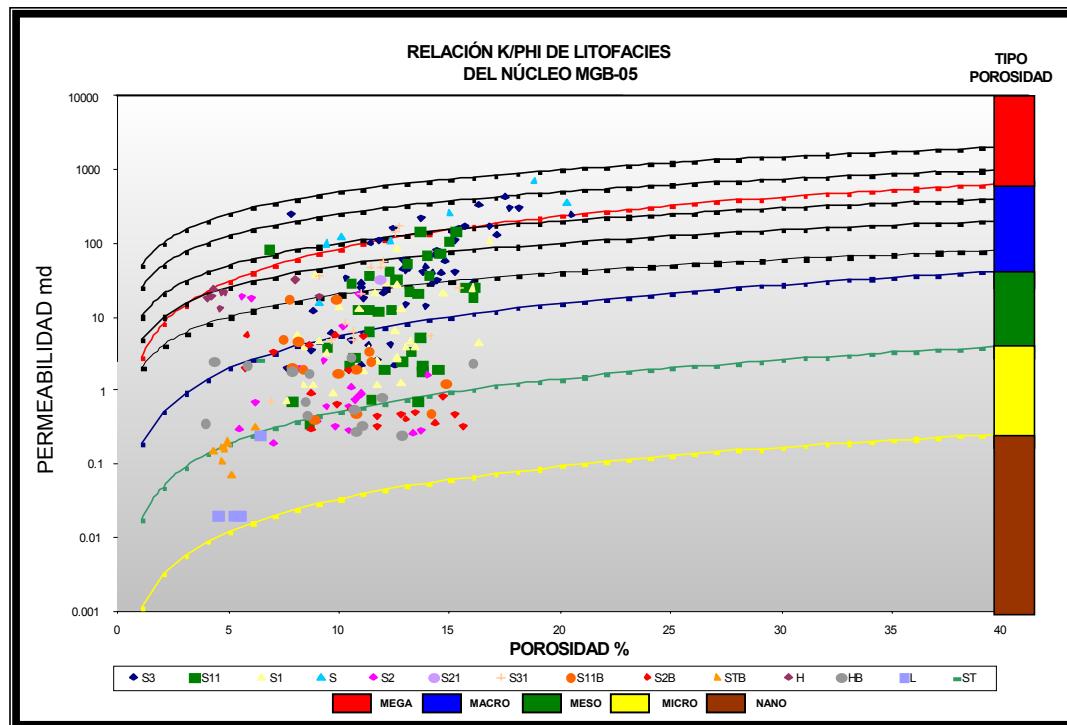


GRÁFICO 6.5 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes y litofacies del Núcleo MGB-05X.

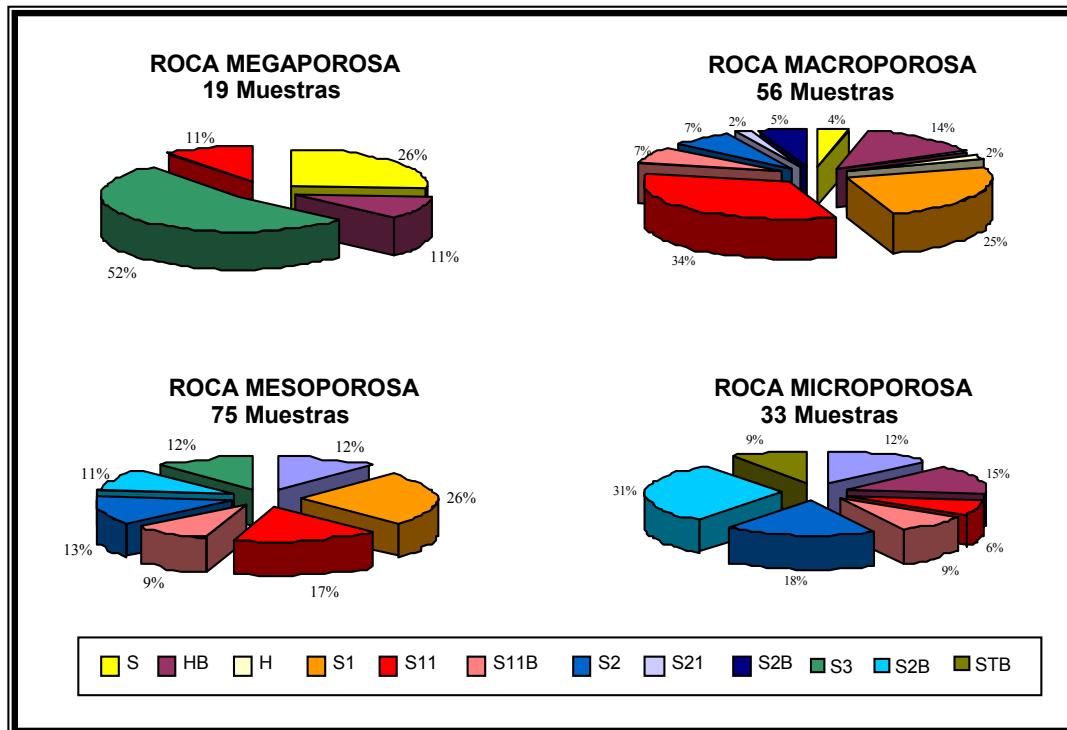


GRÁFICO 6.6 Distribución de las Petrofacies/Litofacies del Núcleo MGB-05X

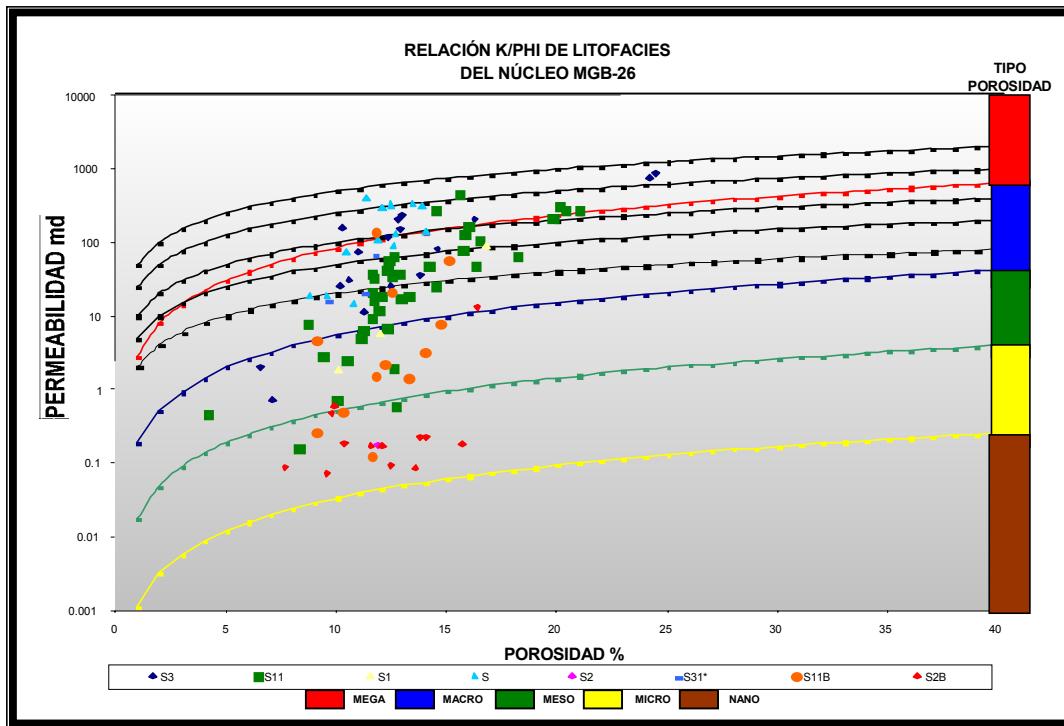


GRÁFICO 6.7 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes y litofacies del Núcleo MGB-26

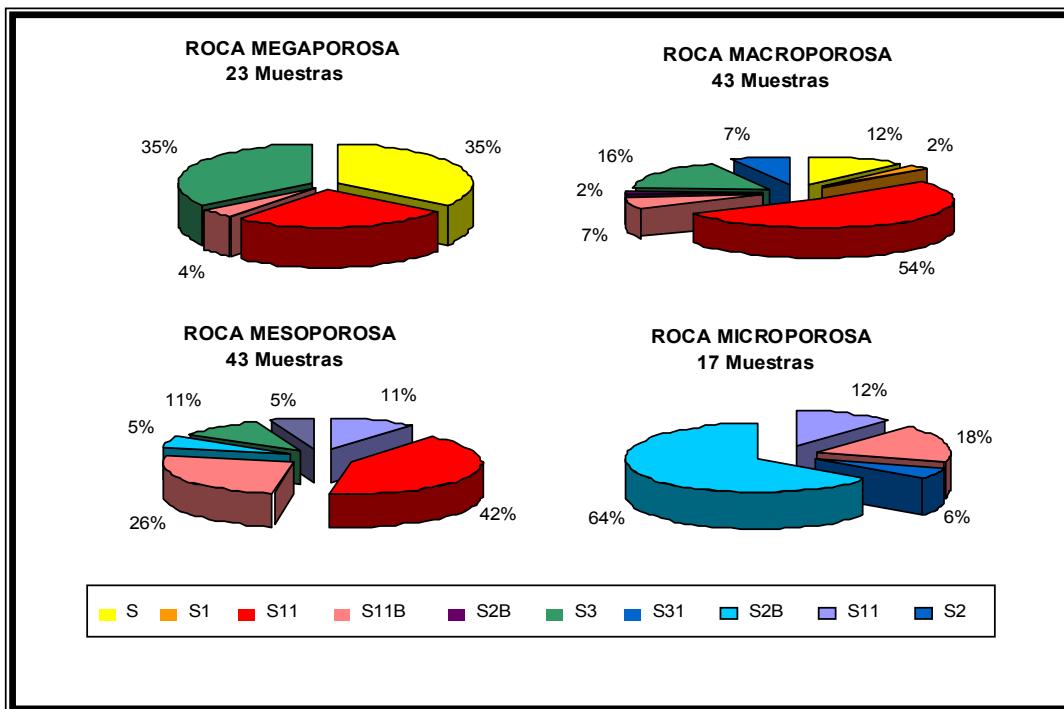


GRÁFICO 6.8 Distribución de las Petrofacies/Litofacies del Núcleo MGB-26

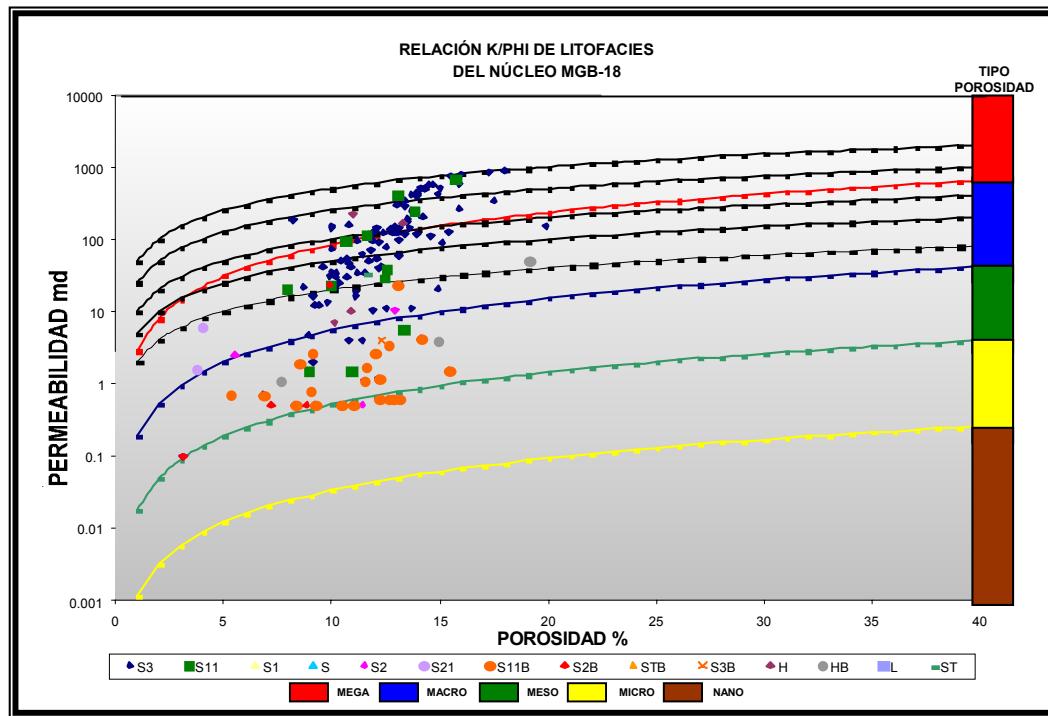


GRÁFICO 6.9 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes y litofacies del Núcleo MGB-18.

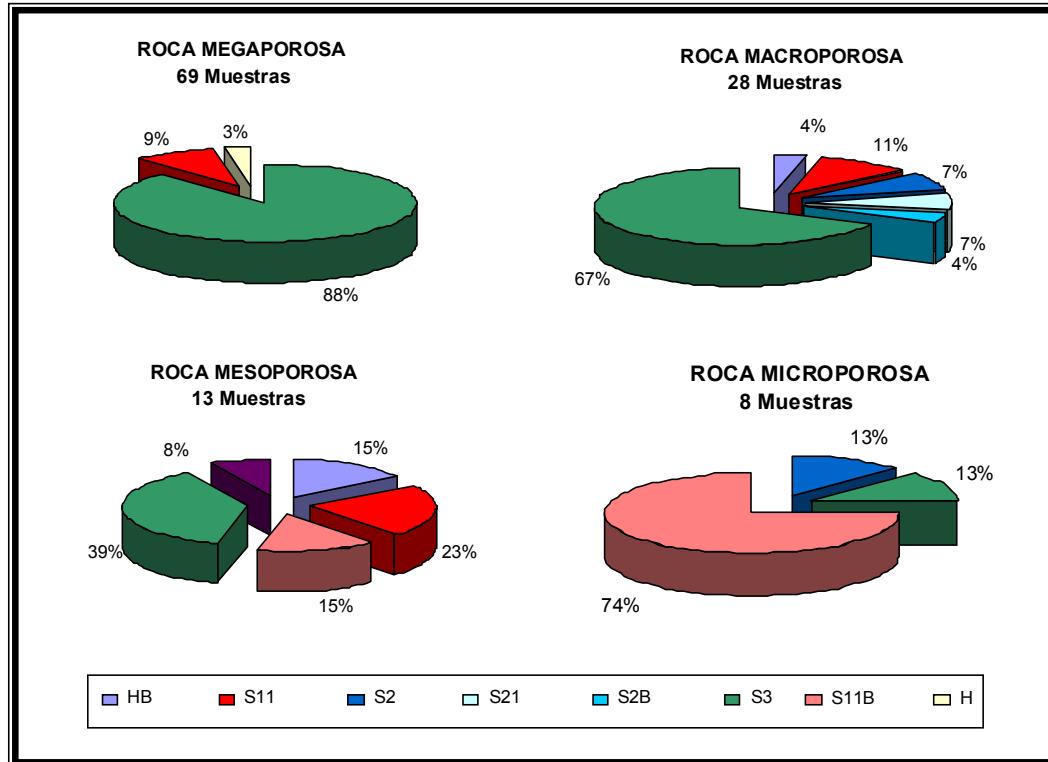


GRÁFICO 6.10 Distribución de las Petrofacies/Litofacies del Núcleo MGB-18

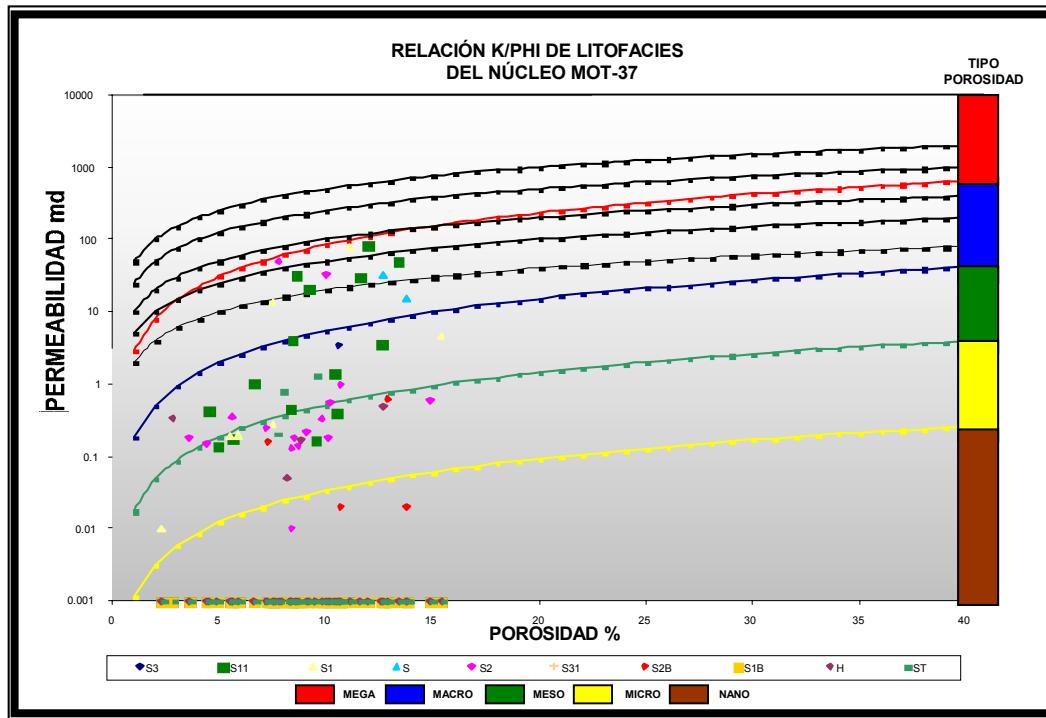


GRÁFICO 6.11 Gráfico K vs. Φ , con líneas de R35 de Winland constantes y litofacies del Núcleo MOT-37.

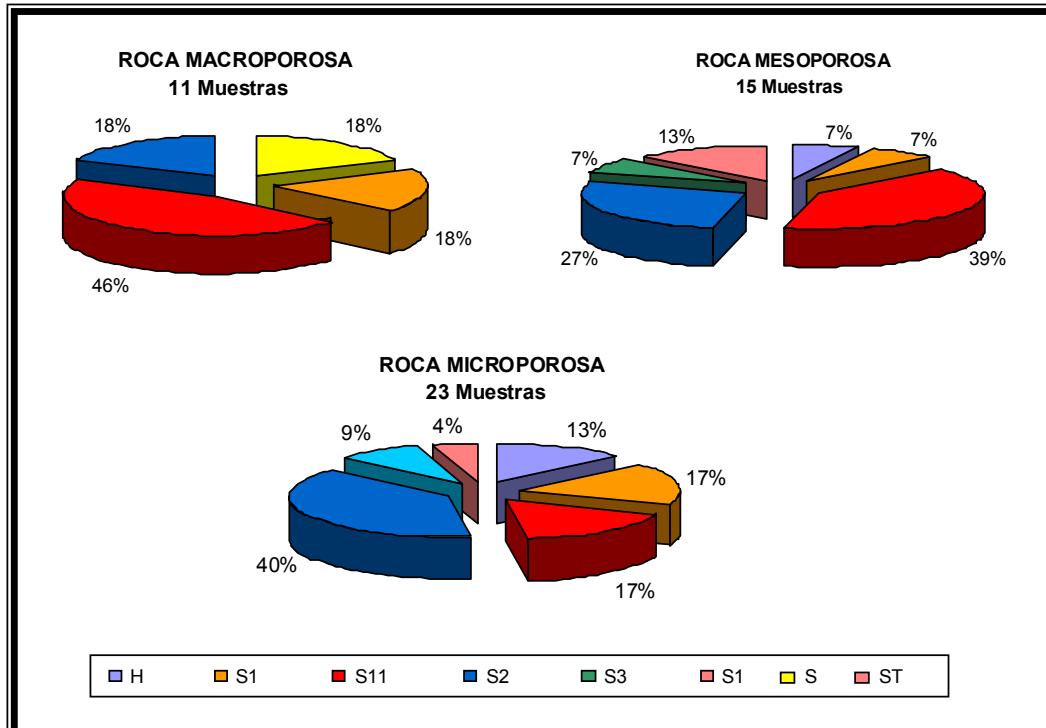


GRÁFICO 6.12 Distribución de las Petrofacies/Litofacies del Núcleo MOT-37

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

- El desarrollo de este estudio conllevó a la evaluación petrofísica de los 53 pozos de las cinco áreas del Campo Barúa.
- Los Parámetros Petrofísicos obtenidos y calibrados son los siguientes:

Parámetros	PAUJI	MISOA
Rw	1.09 @ 75	1.48; 1.53 y 1.75 @ 75
m	1.9	2
n	1.8	1.8
ρ_{ma}	2.6	2.6

- La ecuación empírica que mejor se ajusta en el Cálculo de Radio de Garganta Poral de los yacimientos del Campo Barúa es el R35 de Winland.
- El Modelo de Porosidad obtenido a partir del registro de Densidad, se ajusta a los valores de Porosidad calculados a través de los núcleos.
- El Modelo de Arcillosidad determinado a partir de los Perfiles de Rayos Gamma, posee un alto valor de correlación con el Volumen de Arcilla del perfil ECS (Elemental Capture Spectroscopy).
- Los valores de R_w utilizados en la reinterpretación petrofísica permitieron un mejor ajuste en la saturación de fluidos calculada y el comportamiento de producción de las diferentes unidades de flujo.
- El Modelo de Saturación de Agua que mejor se ajusta para los yacimientos del Campo Barúa es el de Indonesia.

CONCLUSIONES

- Los yacimientos del campo Barúa posee diferentes valores de Cut-off dependiendo de su ubicación areal y vertical.
- En el Campo se reportaron cuatro Petrofacies, de las cuales las que presentan mejor potencialidad prospectiva son las Mega y las Macro.
- La Heterogeneidad entre las Litofacies y las Petrofacies del Campo Barúa trae como consecuencia la no correlación entre las mismas.
- El uso de Redes Neuronales en la generación de curvas de Seudoporosidad y Seudopermeabilidad, mejora la identificación de las petrofacies.
- Los mapas de Isopropiedades permiten observar que las áreas de mejores propiedades petrofísicas se localizan hacia el Sur del Campo.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

- Normalizar los registros de acuerdo al patrón litológico observado en cada una de las áreas a estudiar.
- Tomar núcleos en el área sur del Campo Barua y realizar el análisis sedimentológico, mineralógico y petrofísico de estos.
- Realizar una simulación de petrofacies con métodos Geostadisticos y Redes Neuronales con el fin de extrapolar los potenciales resultados a las áreas que no dispongan de Núcleos.
- Realizar la toma de análisis y perfiles mineralógicos para la determinación y caracterización de la mineralogía presente.
- Utilizar el R_w calculado en el trabajo de la caracterización de las aguas de Formación en el Campo Barúa para la evaluación de los pozos futuros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACOSTA, Tito (2002). **Determinación de Unidades de Flujo en Base a Índice de Calidad de Roca en el yacimiento B-6/9, SVS-0040. Segregación Lagomedio, Bloque IX, Lago de Maracaibo.** Trabajo Especial de Grado, Universidad del Zulia. 196 p.

BRACHO, Thais, (1999). **Caracterización Petrofísica de los Yacimientos Pertenecientes a las áreas LL-370 y LL-453 de la Unidad de Explotación de Tía Juana Lago para el Diseño de Fluidos de Rehabilitación y Estimulación de Pozos.** Trabajo Especial de Grado, Universidad del Zulia. 135 p.

CIED, (1998). **Interpretación de Perfiles de Pozos (Avanzado).** Manual 76 p.

COMISION VENEZOLANA DE ESTRATIGRAFIA Y TERMOMINOLIGIA (CVET). **Léxico Estratigráfico de Venezuela.** Geol. Public. Esp. 4, 756 p.

DRESSER, ATLAS: (1974). **Introducción al Perfilaje.** Dresser Industries, Inc, U.S.A p.p. 1-18.

ESCANDON, Ghary y MORENO, Mery.(1998). **Modelo Estocástico y Sedimentológico de las Formaciones Eocenas del Campo Barúa.** U.C.V. Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Geólogo. 177 p

FLORES, Decio M. y DELLAN, José E. (1996), **Taller de Petrofísica,** Gerencia General de Geología – Departamento de Subsuelo y Reservas – Sección de Petrofísica, Corpoven, S.A., Puerto La Cruz, Venezuela, 234 p.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- GERENCIA DE ESTUDIOS INTEGRADOS BARUA-MOTATAN. (Agosto,2002),:
Procedimiento operativo, Evaluación Modelo Petrofísico, Fase II.
PDVSA, E Y P. Venezuela. 75 p.
- GONZALEZ DE JUANA, C. ITURRALDE, J.M. y PICARD, X (1980). **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas.** Ediciones FONINVES, Caracas, 1031 p.
- HERNANDEZ, Gabriel y URDANETA, Juan. (2002). **Modelo Petrofísico del Yacimiento Eoceno B-Superior VLG-3729, Arena B-4x.** Trabajo Especial de Grado, Universidad del Zulia. 222 p.
- HUNG, Enrique. (1997), **Registros a Hoyo Desnudo y Entubado,** PDVSA-CIED, Caracas, Venezuela, 145 p.
- Laboratorios Petrofísicos de Venezuela, S.A. (1980). **Análisis de Núcleos Convencionales pozo MGB-18.** Maraven. 45 p.
- Laboratorios Petrofísicos de Venezuela. S.A. (1980) **Pozo mgb-18. Barúa - Motatán. Capacidad de Intercambio de Cationes.** Maraven. 34 p.
- LUGO J. y MANN, P. (1992) **Colisión Oblicua y Formación de una Cuenca Foreland durante El Paleoceno Tardío al Eoceno Medio Cuenca de Maracaibo.** Actas de las 4 secciones Científicas. VII Congreso Latinoamericano de Geología. Tomo 4 Salamanca. 64 p.
- LUGO, Jairo y MANN, Paúl (1995). **Jurassic – Eocene Tectonic Evolution of Maracaibo Basin, Venezuela,** in A.J. Tankard, R. Suarez S., and H.J. Welsink, Petroleum basins of South America; AAPG Memoir 62, 725 p.

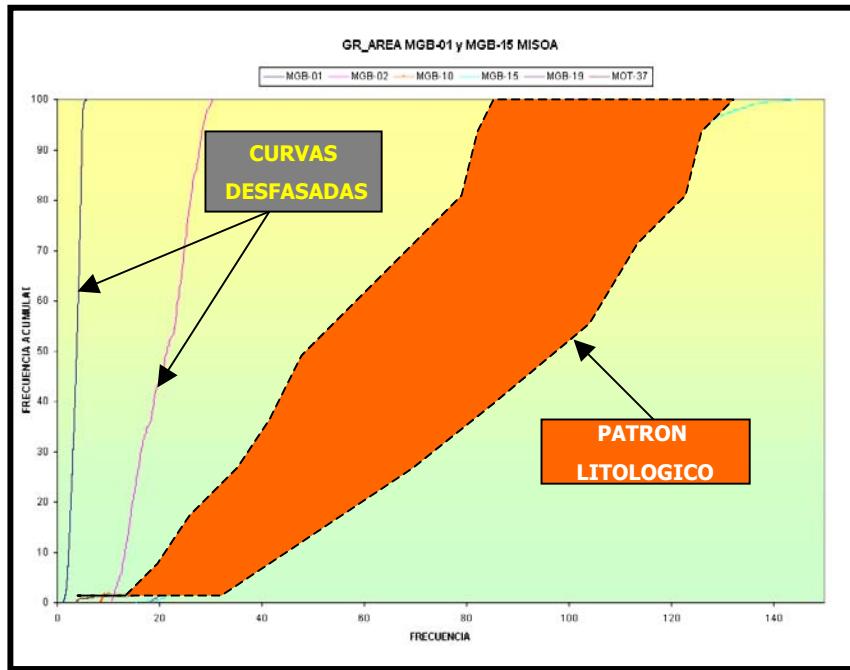
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- MONTES, Enrique, (1998) **Revisión Petrofísica del Campo Motatán, Áreas Mot-18 y Mot-35.** Trabajo Especial de Grado, Universidad del Zulia. 48 p.
- MONTOYA, José y PARRA, María (2002). **Caracterización de Aguas de Formación y Mineralogía de las Arcillas del Campo Barúa.** Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia. 214 p.
- PANESSO, Rafael D. (1997), **Saturación de Fluidos: conceptos y métodos de calculo utilizando los registros eléctricos,** Universidad de Oriente – Trabajo de Grado, Ciudad Bolívar, Venezuela, 202 p.
- PITTMAN, Edward D. (1992), **Relationship of Porosity and Permeability to various parameters derived from mercury injection – capillary pressure curves for sandstone,** The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, U.S.A., 198 p..
- PETRESIM. (1997). **Integrated Technologies Inc. Integrate Reservoir Studiy, Phase 2. Barua Field.** Informe preparado para Maraven S.A. Houston. TOMO I, II, III, IV.
- SCHLUMBERGER, (1975). **Interpretación de Perfiles.** Volumen I, Fundamentos Schlumberger limited, New York, 156 p.
- SCHLUMBERGER, (1980). **Evaluación de Formaciones en Venezuela.** Coordinado por B, Felder, 125 p.
- SCHLUMBERGER, (1997). **Well Evaluation Conference – Venezuela.** Caracas. 114p.

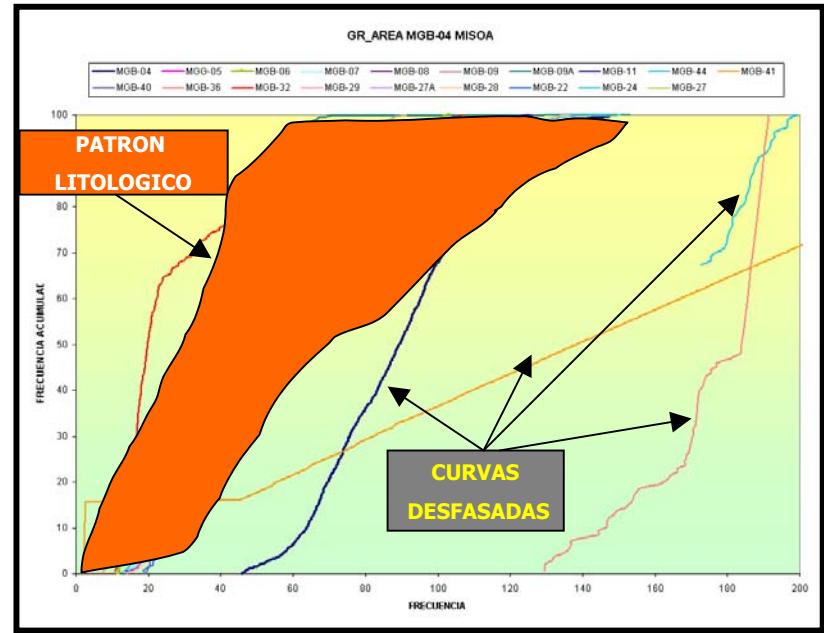
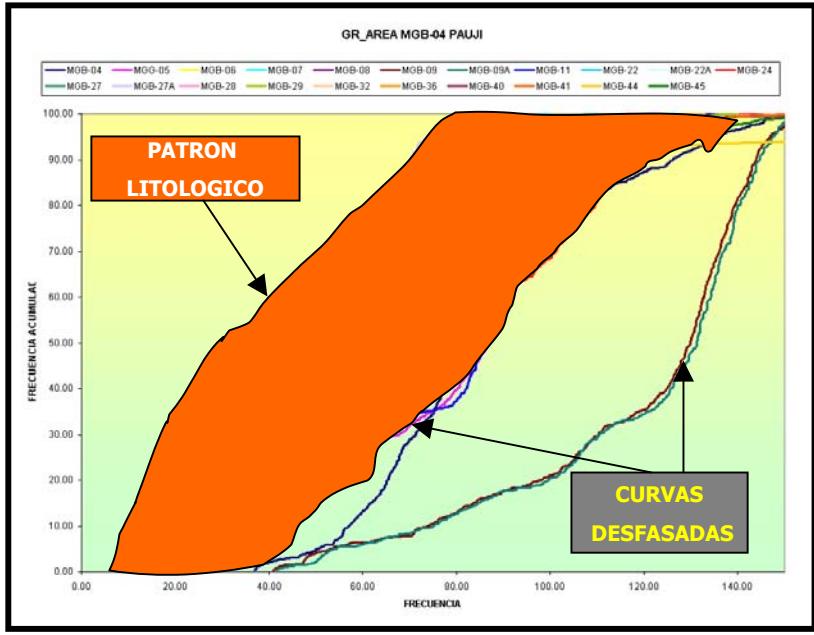
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- SOTO, C. (1982 a). **Barúa – Motatán Central. Estudio Geológico del Núcleo MGB-18.** Maraven S.A. Caracas. Informe Técnico. EPC-7131.
- SOTO, C. (1982 b) **Barúa – Motatán Central. Estudio Geológico del Núcleo MOT-37X.** Maraven S.A. Caracas. Informe Técnico. EPC-7130.
- VAN ANDEL (1958). *En González de Juana, C., Iturrealde de Arozena, J. M., Picard C., X (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas.* Tomos I y II. Caracas. Foninves. 1031 p.
- VAN RAADSSHOOBEN (1951). *En González de Juana, C., Iturrealde de Arozena, J. M., Picard C., X (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas.* Tomos I y II. Caracas. Foninves. 1031 p.

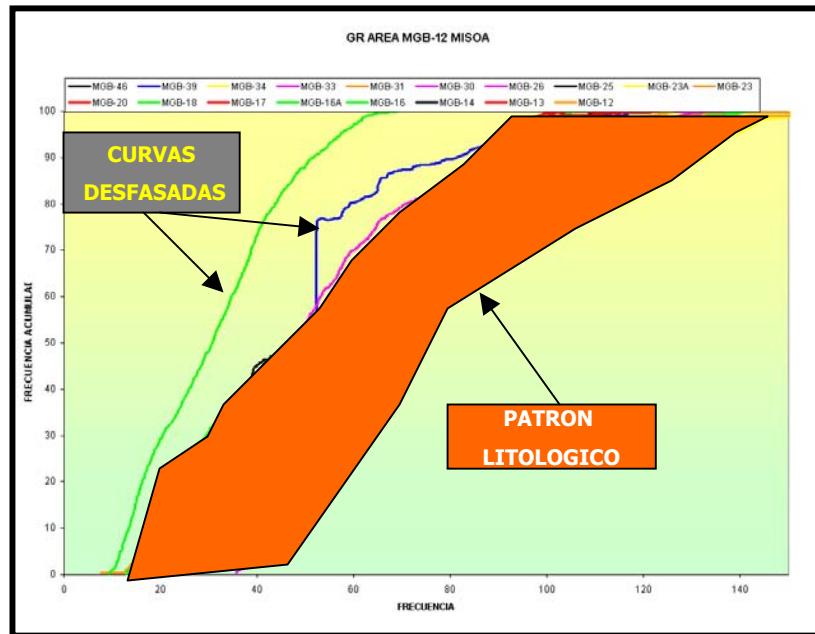
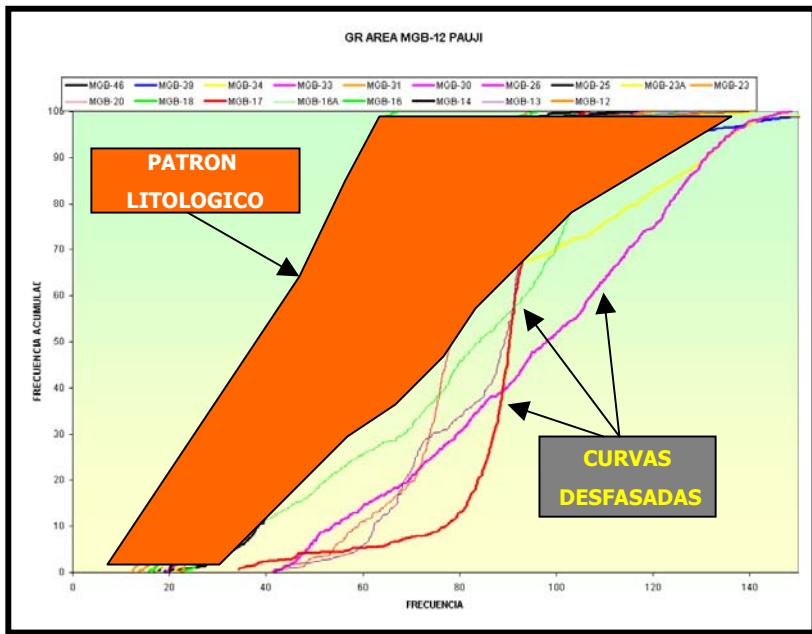
ANEXOS A



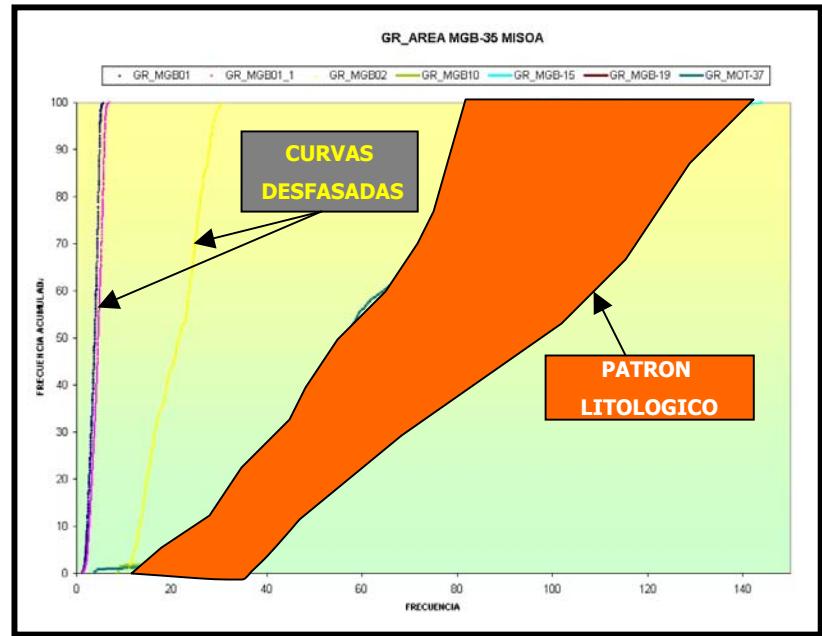
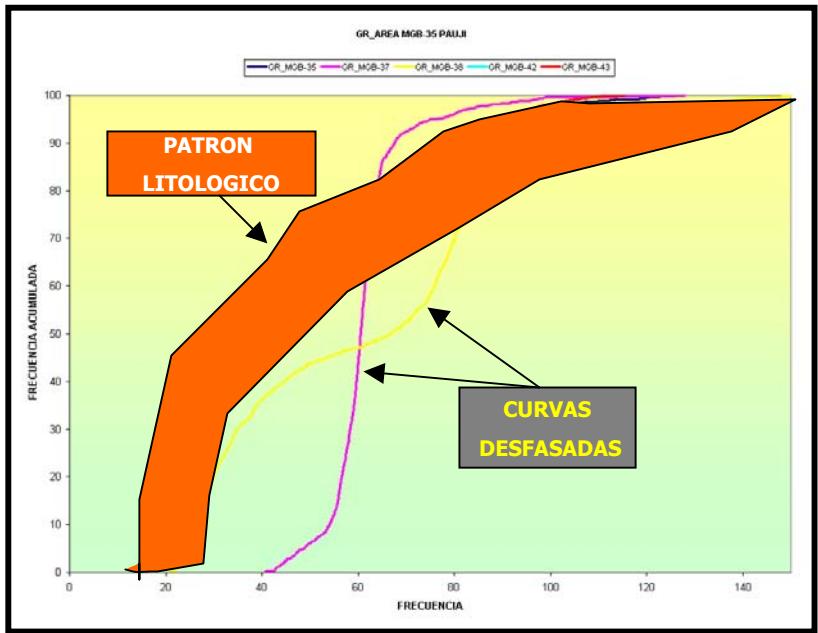
ANEXO A.1. Frecuencias Acumulativas para las curvas de Rayos Gamma en la Formación Misoa de las Areas MGB-01 y MGB-15



ANEXO A.2. Frecuencias Acumulativas para las curvas de Rayos Gamma en la Formación Paují y Misoa de la Area MGB-04

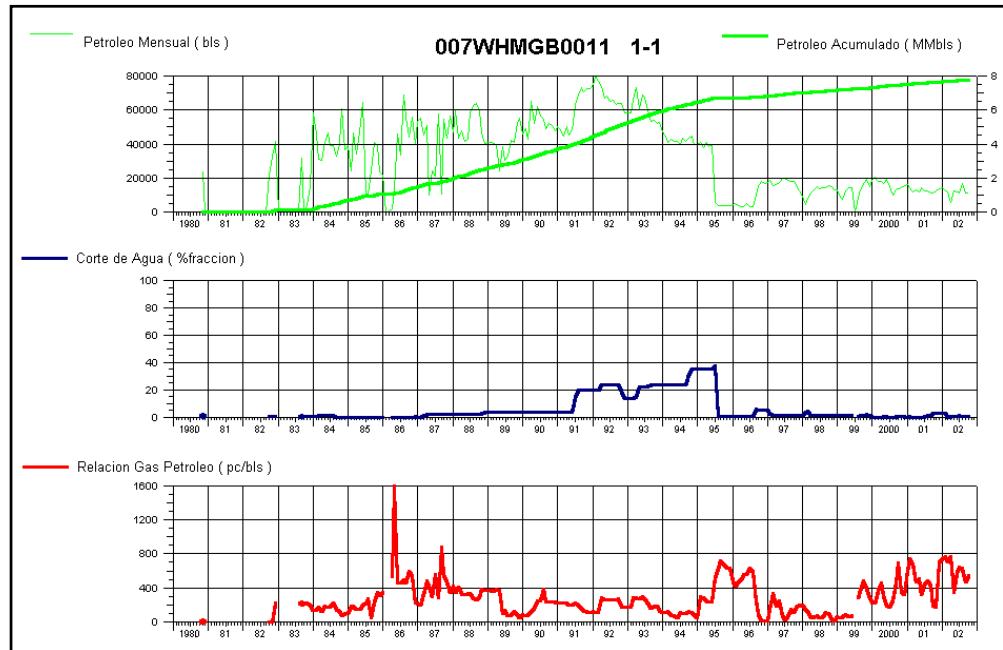
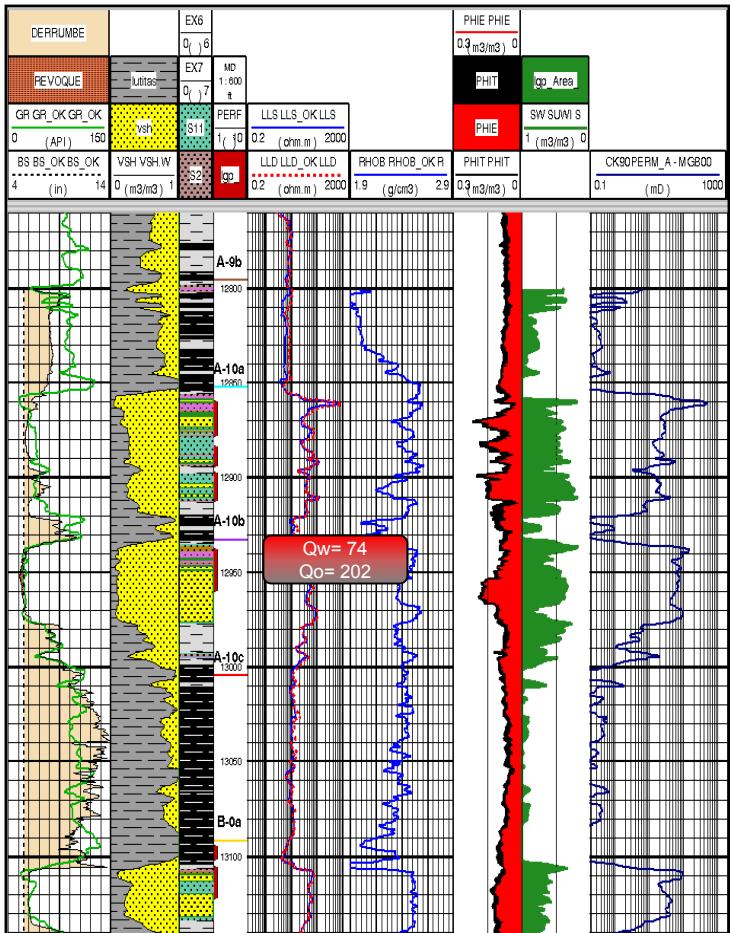


ANEXO A.3. Frecuencias Acumulativas para las curvas de Rayos Gamma en la Formación Paují y Misoa de la Area MGB-12

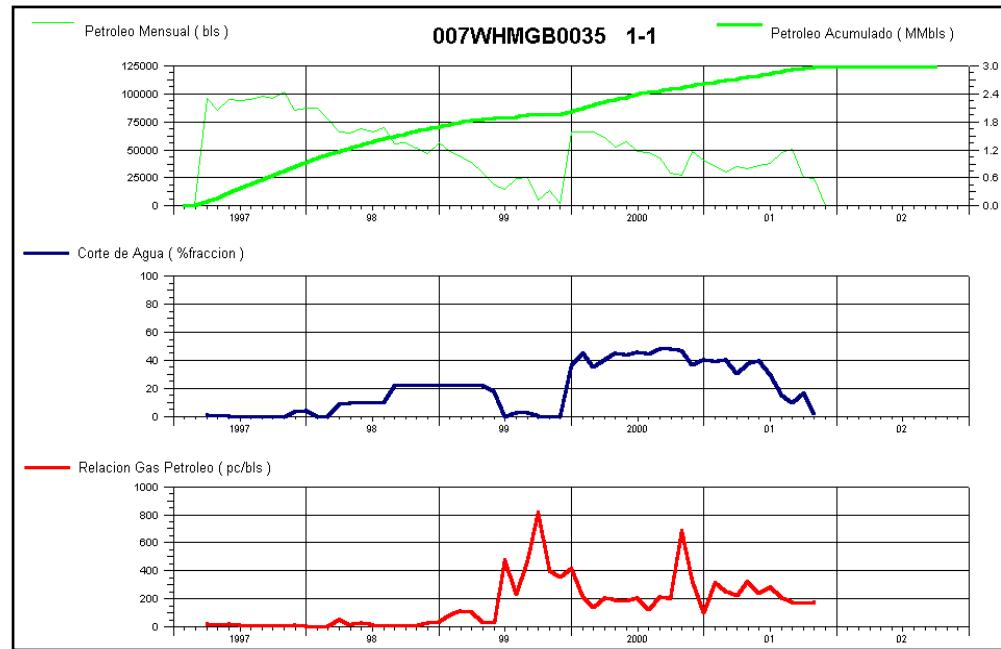
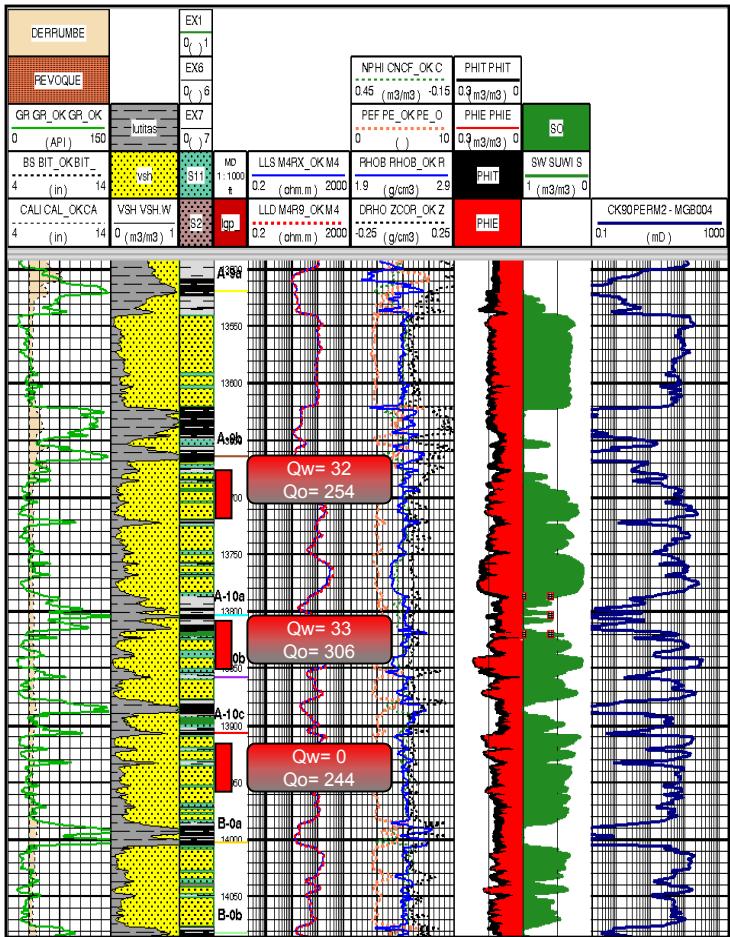


ANEXO A.4. Frecuencias Acumulativas para las curvas de Rayos Gamma en la Formación Paují y Misoa de la Area MGB-35

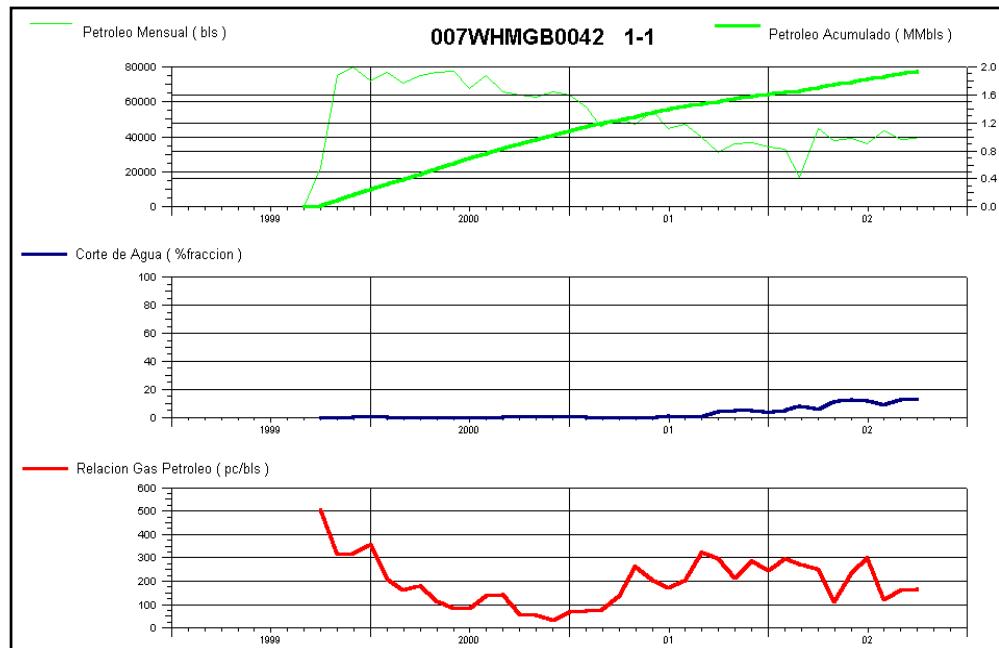
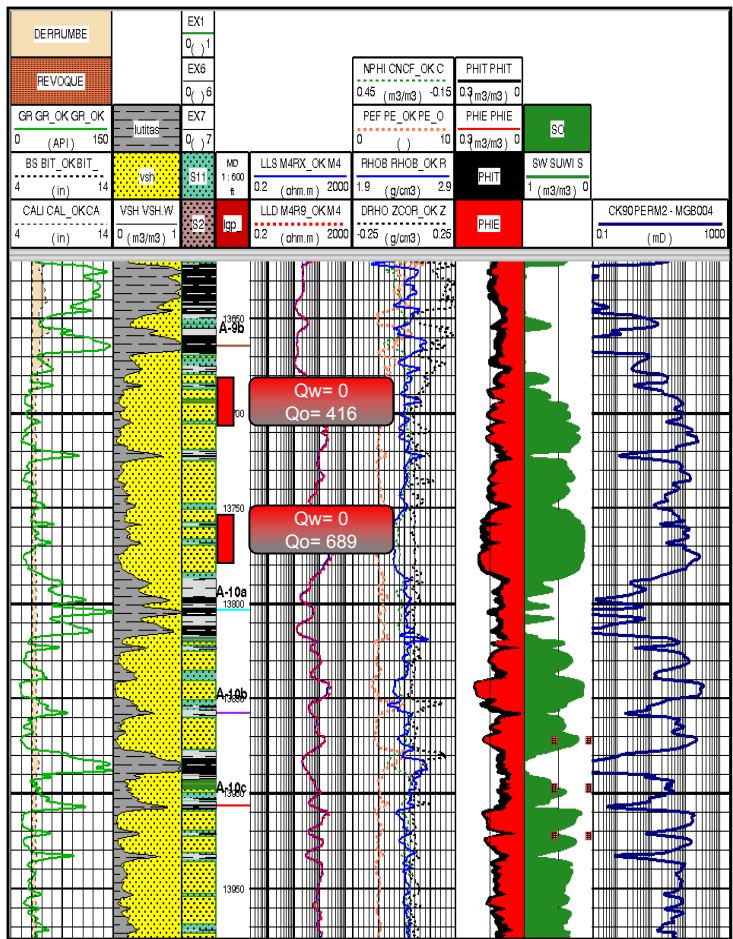
ANEXOS B



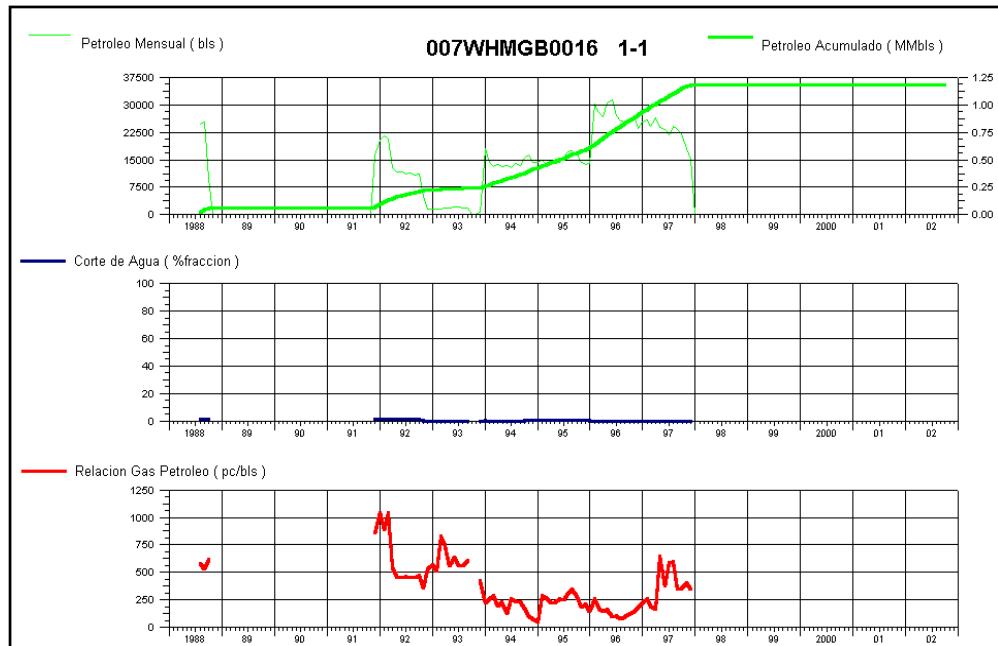
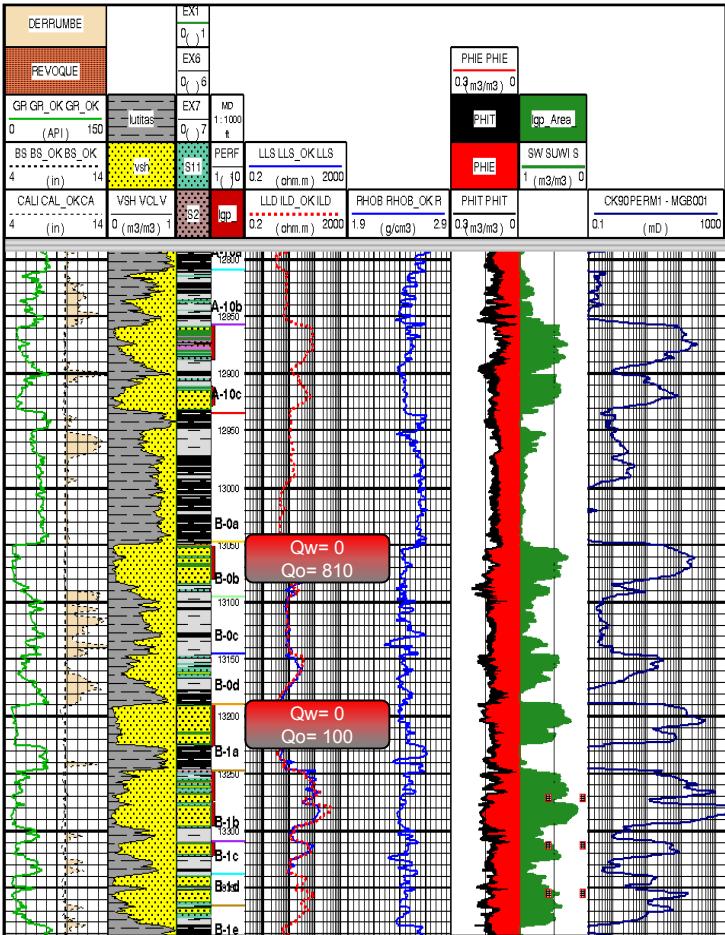
ANEXO B.1 Comparación de la evaluación del Pozo MGB-11 contra los gráficos de comportamiento de producción y la información del Registro de PLT para el Área MGB-04 del Campo Barúa.



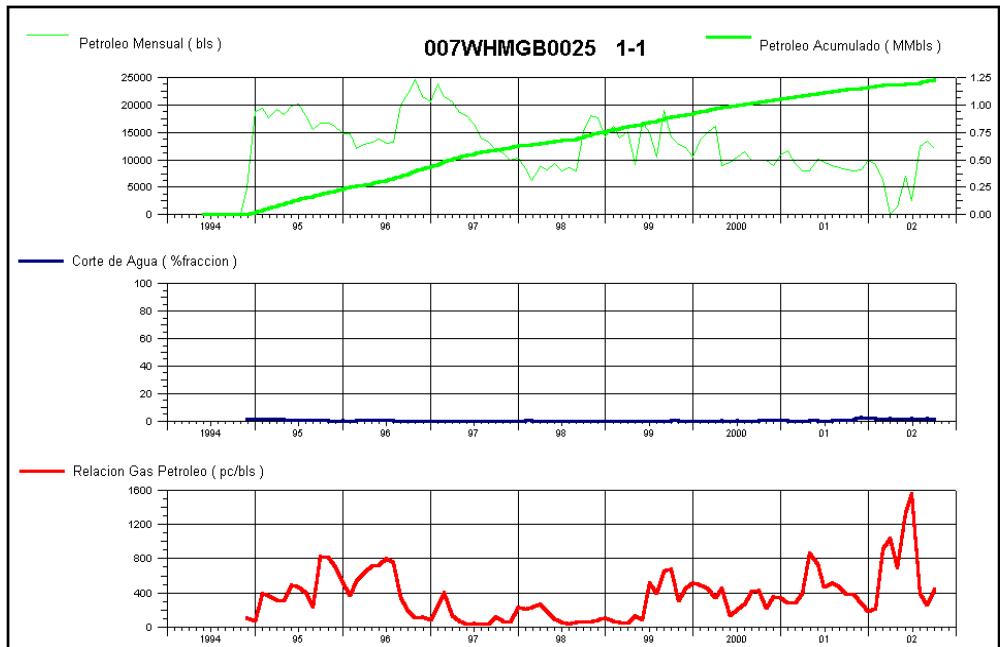
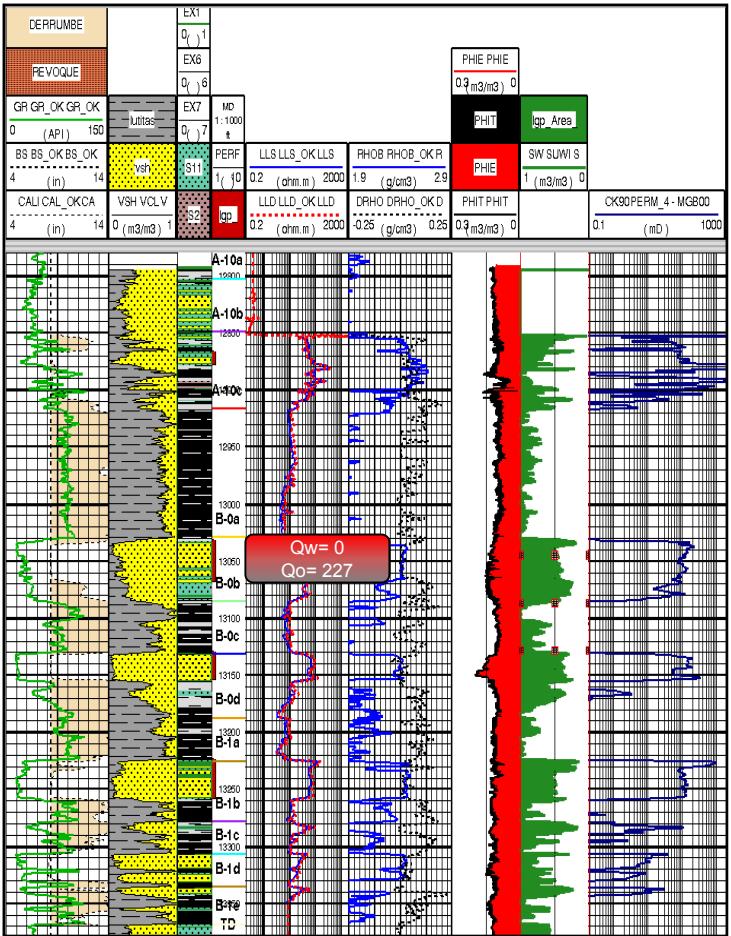
ANEXO B.2 Comparación de la evaluación del Pozo MGB-35 contra los gráficos de comportamiento de producción y la información del Registro de PLT para el Área MGB-35 del Campo Barúa.



ANEXO B.3 Comparación de la evaluación del Pozo MGB-42 contra los gráficos de comportamiento de producción y la información del Registro de PLT para el Área MGB-35 del Campo Barúa.

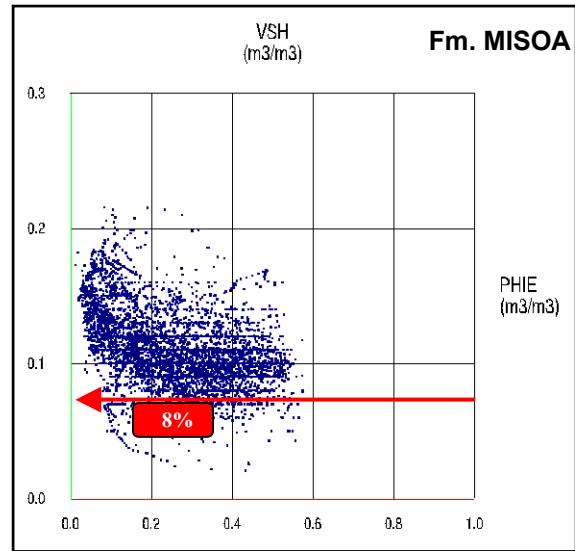
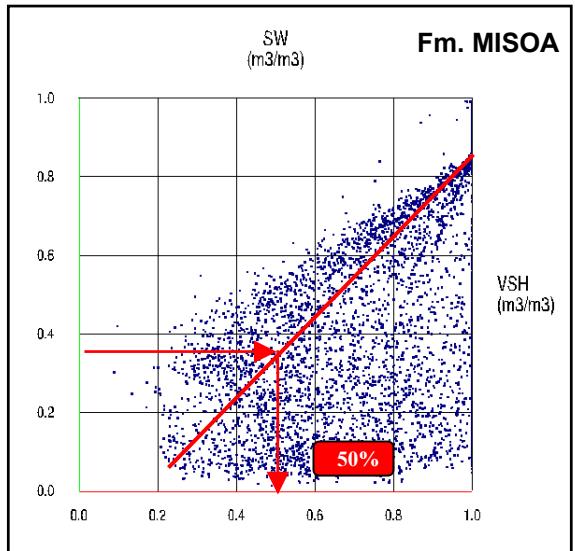
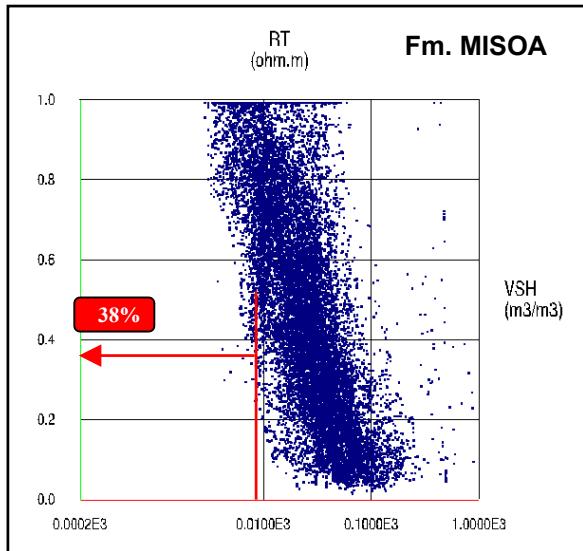
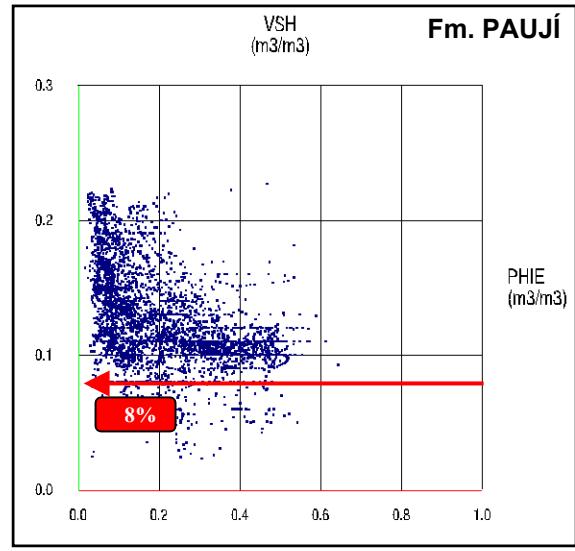
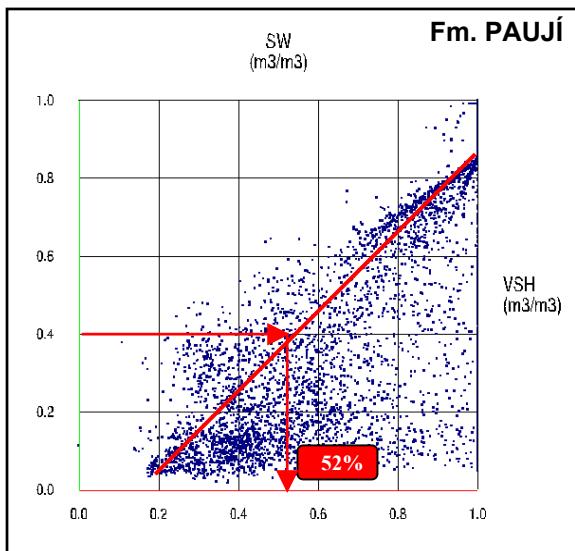
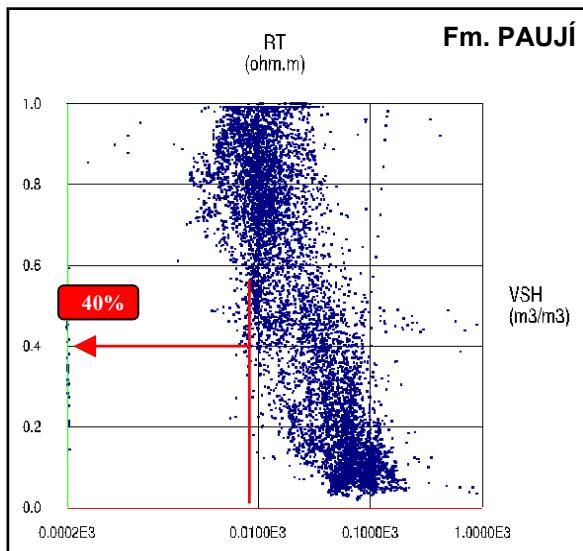


ANEXO B.4 Comparación de la evaluación del Pozo MGB-16 contra los gráficos de comportamiento de producción y la información del Registro de PLT para el Área MGB-12 del Campo Barúa.

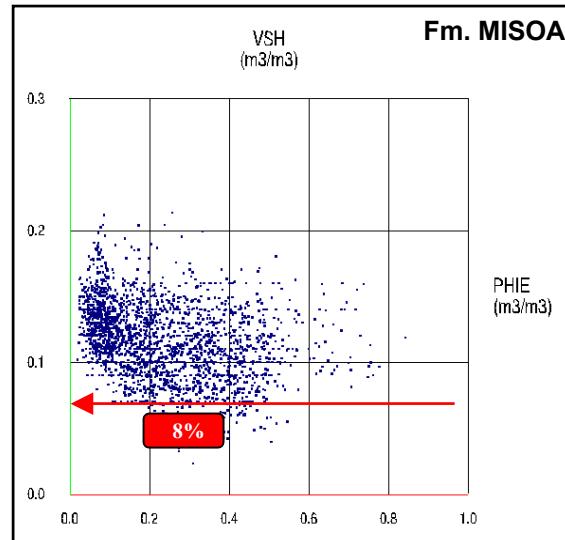
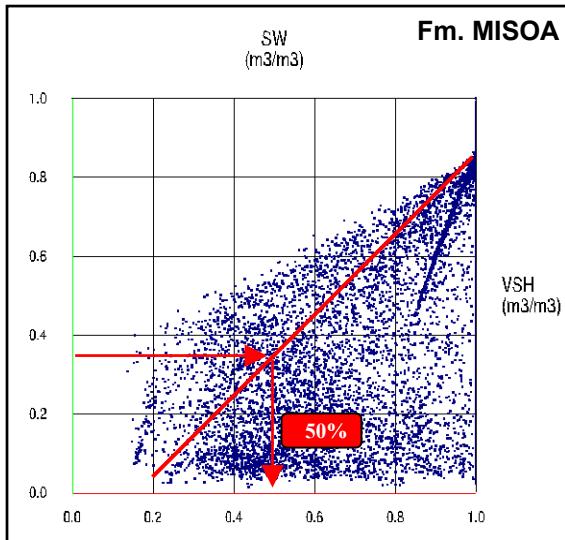
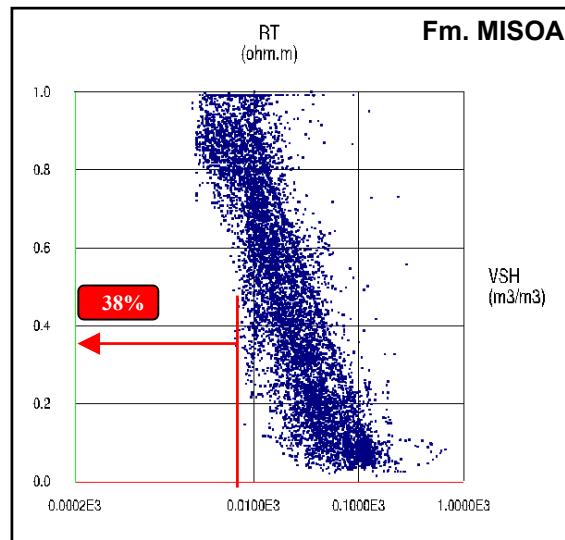
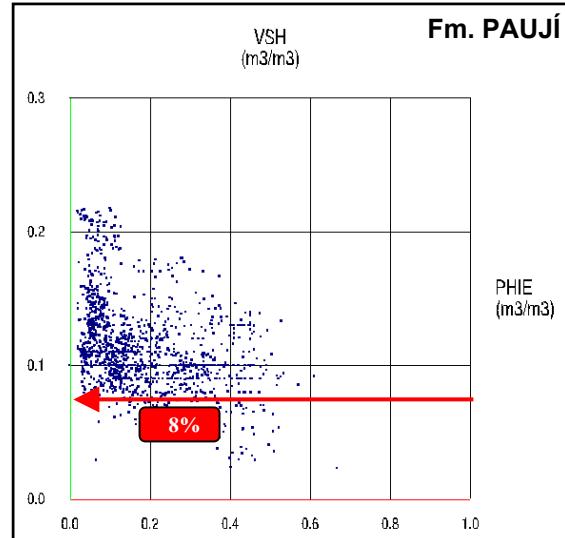
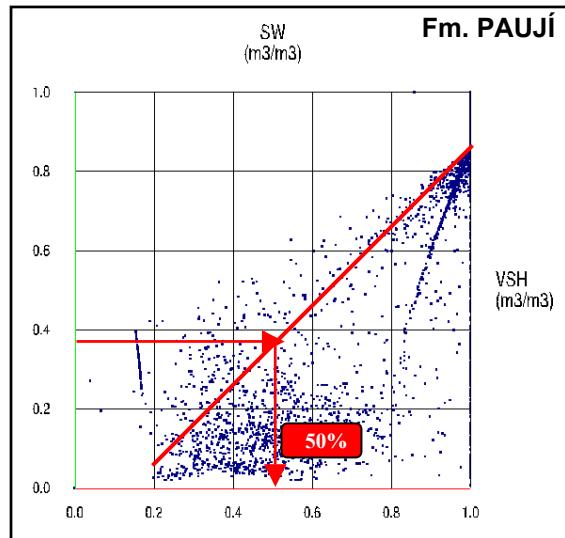
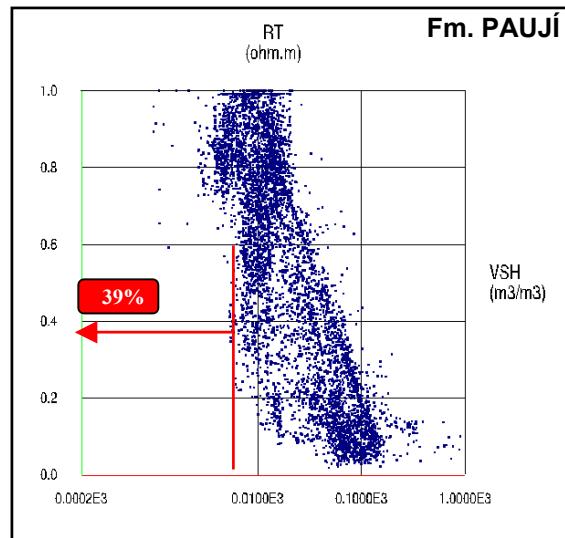


ANEXO B.5 Comparación de la evaluación del Pozo MGB-25 contra los gráficos de comportamiento de producción y la información del Registro de PLT para el Área MGB-12 del Campo Barúa.

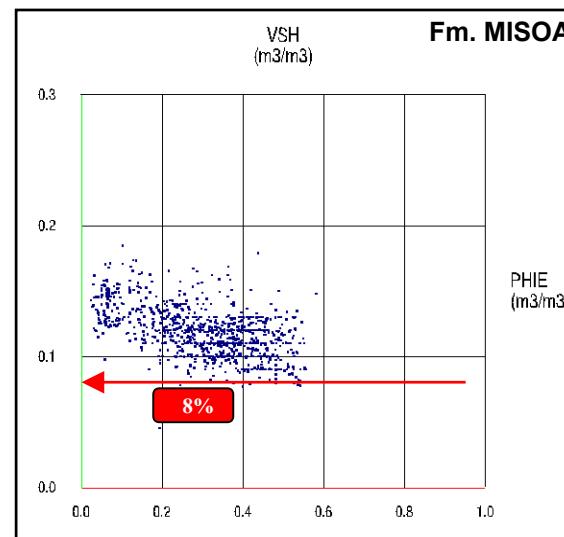
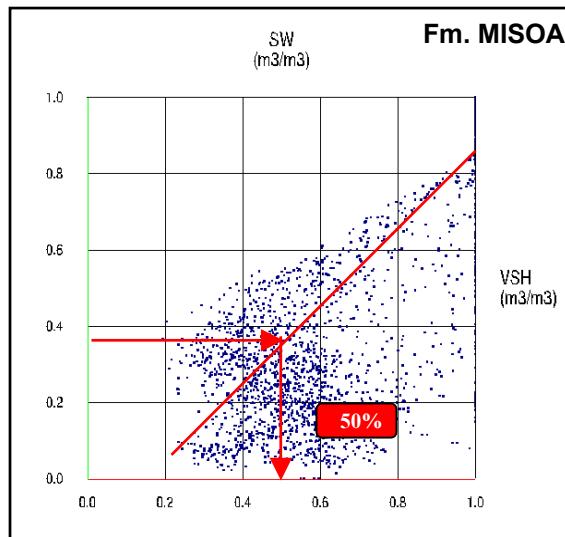
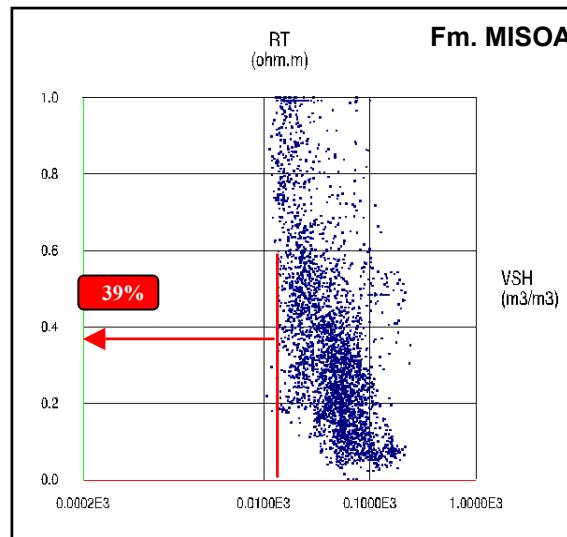
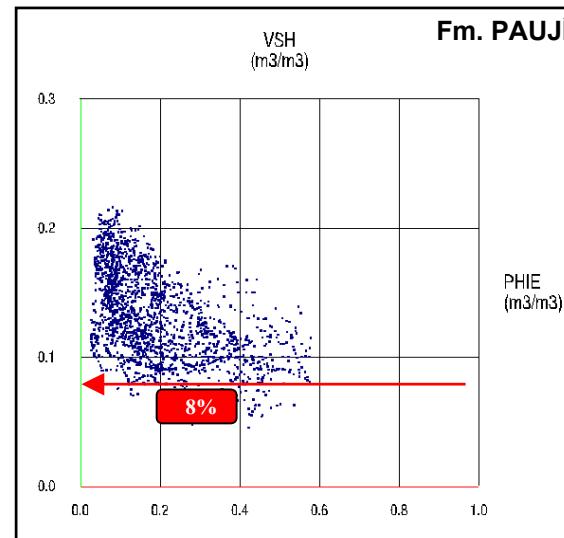
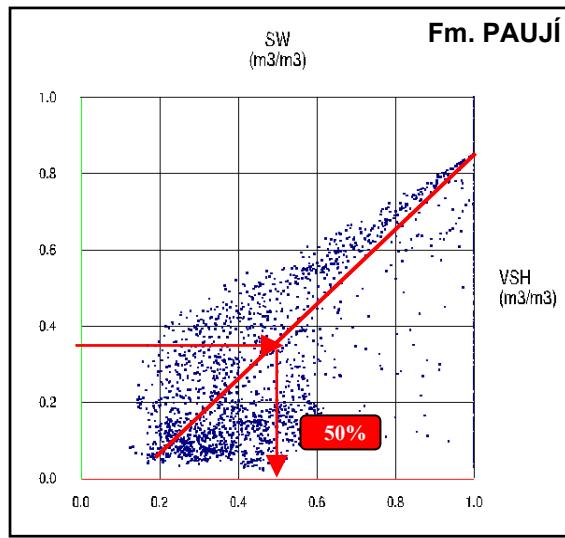
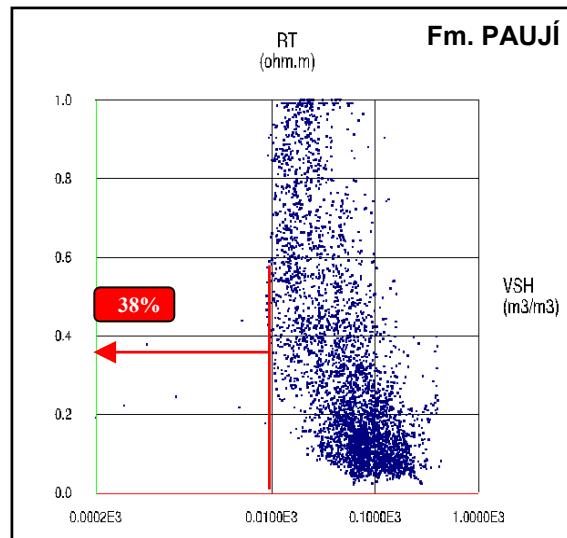
ANEXOS C



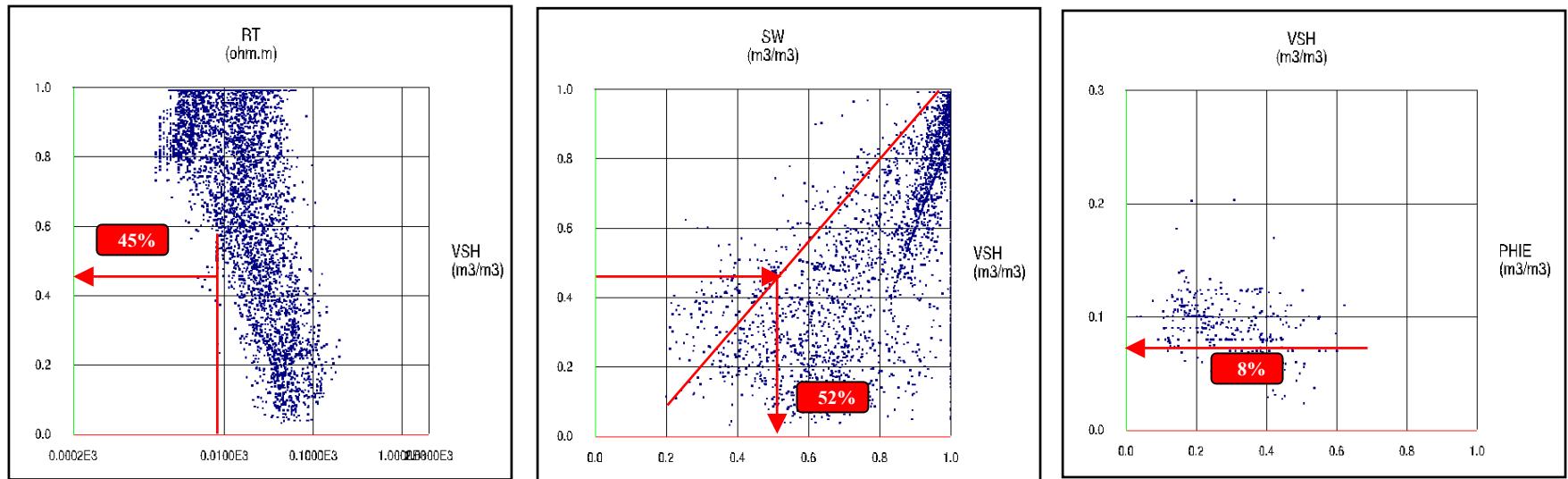
ANEXO C.1 Gráficos utilizados para la determinación de los valores límites en el Área MGB-04 del Campo Barúa.



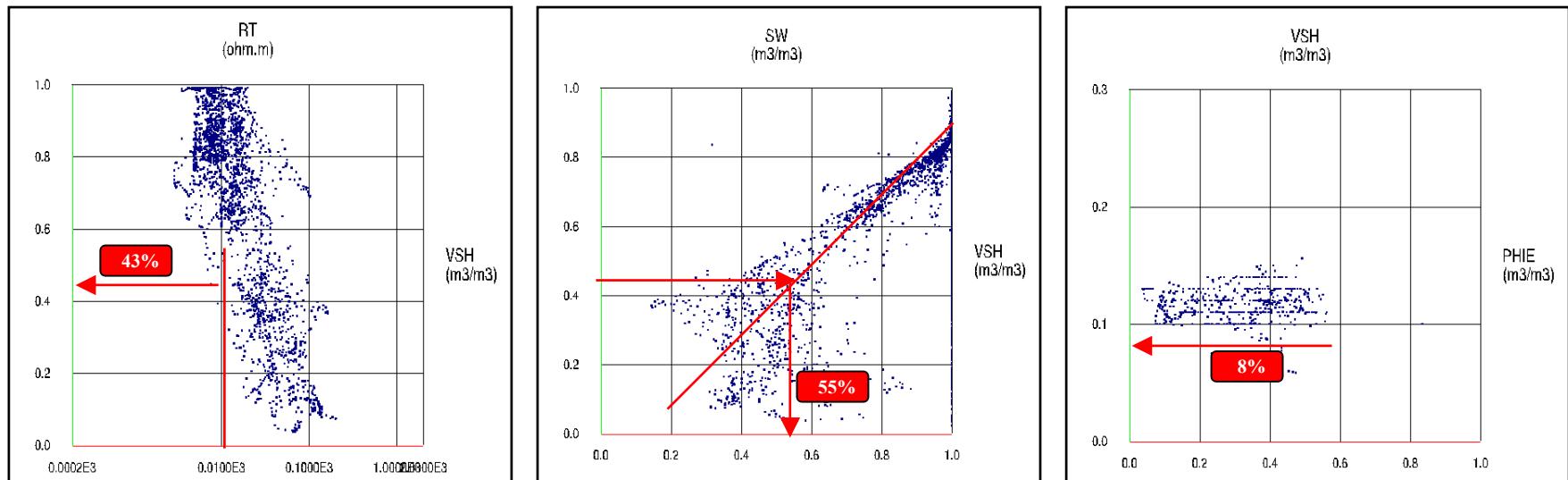
ANEXO C.2 Gráficos utilizados para la determinación de los valores límites en el Área MGB-12 del Campo Barúa.



ANEXO C.3 Gráficos utilizados para la determinación de los valores límites en el Área MGB-35 del Campo Barúa.



ANEXO C.4 Gráficos utilizados para la determinación de los valores límites en el Área MGB-15 del Campo Barúa.



ANEXO C.5 Gráficos utilizados para la determinación de los valores límites en el Área MGB-01 del Campo Barúa.

ANEXOS D

POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0001	B-1a_barua_1	10280	10330,2	50,1592	3	1	0,112	0,378	0,517	
MGB0001	B-1b_barua_1	10330,2	10369	38,8408	0	0				
MGB0001	B-1c_barua_1	10369	10399,8	30,8252	0	0				
MGB0001	B-1d_barua_1	10399,8	10452	52,1348	3	0				
MGB0001	B-1e_barua_1	10452	10504,7	52,7051	0	0				
MGB0001	B-1f_barua_1	10504,7	10582,1	77,4004	0	0				
MGB0001	B-1g_barua_1	10582,1	10648	65,9346	0	0				
MGB0001	B-2a_barua_1	10648	10679	31	0	0				
MGB0001	B-2b_barua_1	10679	10721,8	42,7988	5,5	1	0,090	0,368	0,496	
MGB0001	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	10721,8	10789	67,2012	18	0				
MGB0001	B-2.1a_barua_1	10789	10846	56,9678	0	0				
MGB0001	B-2.1b_B-2.1c_1	10846	10907,3	61,3623	0	0				
MGB0001	B-2.1c_B-2.1d_1	10907,3	11005	97,6699	0	0				
MGB0001	B-2.1d_B-3_1	11005	11062	57	0	0				
MGB0001	B-3_B-4_1	11062	11301	238,983	29	0				
MGB0001	B-4_TD_1	11301	11997,9	696,927	44	0				
MGB0002	B-1a_barua_1	11546	11571	25	0	0				
MGB0002	B-1b_barua_1	11571	11607	36	0	0				
MGB0002	B-1c_barua_1	11607	11666	59	14,5	0				
MGB0002	B-1d_barua_1	11666	11704	38	9,5	0				
MGB0002	B-1e_barua_1	11704	11790	86	2,5	0				
MGB0002	B-1f_barua_1	11790	11857	67	13,75	0				
MGB0002	B-1g_barua_1	11857	11936	79	7,75	0				
MGB0002	B-2a_barua_1	11936	11962	26	0	0				
MGB0002	B-2b_barua_1	11962	12020	58	0	0				
MGB0002	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	12020	12093,9	73,9023	4	0				
MGB0004	A-9a_barua_1	13805,1	13948	142,957	79	51	0,111	0,209	0,436	2,7926
MGB0004	A-9b_barua_1	13948	14050	101,994	50	43	0,111	0,240	0,387	4,6589
MGB0004	A-10a_barua_1	14050	14120	69,96	31,5	8,5	0,105	0,284	0,479	9,7564
MGB0004	A-10b_barua_1	14120	14164,7	44,6543	15	0				
MGB0004	A-10c_barua_1	14164,7	14259,6	94,9121	56,5	6,5	0,106	0,337	0,441	7,8729
MGB0004	B-0a_barua_1	14259,6	14349	89,4336	46,5	9	0,120	0,195	0,500	10,504
MGB0004	B-0b_barua_1	14349	14386,7	37,7373	15,5	13,5	0,120	0,288	0,457	6,686
MGB0004	B-0c_barua_1	14386,7	14435,2	48,4678	25,5	9,5	0,121	0,349	0,503	4,0795
MGB0004	B-0d_barua_1	14435,2	14494,9	59,6992	12,5	0				
MGB0004	B-1a_barua_1	14494,9	14537,5	42,6025	24,5	10	0,146	0,300	0,459	6,1195
MGB0004	B-1b_barua_1	14537,5	14569,9	32,415	19	1	0,140	0,363	0,495	3,7933
MGB0004	B-1c_barua_1	14569,9	14613,5	43,5283	23	3,5	0,128	0,314	0,481	5,3617
MGB0004	B-1d_barua_1	14613,5	14654	40,5186	22,5	0				
MGB0004	B-1e_barua_1	14654	14708	53,9824	7	0				
MGB0004	B-1f_barua_1	14708	14739,3	31,373	0	0				
MGB0004	B-1g_barua_1	14739,3	14891	151,676	15	0				
MGB0004	B-2a_barua_1	14891	14958,5	67,4717	2,5	0				
MGB0004	B-2b_barua_1	14958,5	14994,4	35,9307	2,5	0				
MGB0004	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	14994,4	15038	43,5977	7,5	0				
MGB0004	B-2.1a_barua_1	15038	15095	57	10,5	8,5	0,130	0,326	0,440	5,4159
MGB0004	B-2.1b_B-2.1c_1	15095	15147,3	52,2754	17,5	4	0,138	0,313	0,458	5,6438
MGB0004	B-2.1c_B-2.1d_1	15147,3	15216,1	68,7822	0	0				
MGB0004	B-2.1d_B-3_1	15216,1	15280	63,9434	8,5	0				
MGB0004	B-3_B-4_1	15280	15514,6	234,576	13	0				
MGB0004	B-4_TD_1	15514,6	15548,9	34,3496	0					
MGB0005	A-9a_barua_1	13156	13239	83	4,5	0				
MGB0005	A-9b_barua_1	13239	13308	69	4,5	0				
MGB0005	A-10a_barua_1	13308	13425	117	66,5	53,5	0,130	0,202	0,323	19,381
MGB0005	A-10b_barua_1	13425	13464	39	24	18,5	0,111	0,136	0,368	30,222
MGB0005	A-10c_barua_1	13464	13566,5	102,47	0	0				
MGB0005	B-0a_barua_1	13566,5	13620	53,5303	47,5	1	0,089	0,296	0,506	6,4097
MGB0005	B-0b_barua_1	13620	13669,8	49,8164	0	0				
MGB0005	B-0c_barua_1	13669,8	13744,6	74,7412	39	32,5	0,122	0,195	0,431	11,662
MGB0005	B-0d_barua_1	13744,6	13787	42,4463	1,5	1,5	0,089	0,361	0,360	1,1031
MGB0005	B-1a_barua_1	13787	13812,8	25,8369	20	19,5	0,116	0,138	0,317	37,733
MGB0005	B-1b_barua_1	13812,8	13864	51,1592	36,5	22	0,131	0,122	0,408	23,606
MGB0005	B-1c_barua_1	13864	13880,5	16,5059	11,5	5	0,107	0,336	0,456	3,4604
MGB0006	A-9a_barua_1	13204	13286,4	82,3604	37	23,5	0,112	0,236	0,431	11,065
MGB0006	A-9b_barua_1	13286,4	13387,3	100,898	43	33,5	0,106	0,325	0,396	7,6491
MGB0006	A-10a_barua_1	13387,3	13463,4	76,126	53,5	46,5	0,140	0,159	0,379	17,559
MGB0006	A-10b_barua_1	13463,4	13518	54,6162	19	6,5	0,115	0,137	0,467	23,198
MGB0006	A-10c_barua_1	13518	13618	100	50,5	13	0,118	0,106	0,481	24,486
MGB0006	B-0a_barua_1	13618	13682	63,9746	35,5	20,5	0,103	0,253	0,441	10,646
MGB0006	B-0b_barua_1	13682	13712	30,0244	12	7	0,124	0,248	0,427	11,096
MGB0006	B-0c_barua_1	13712	13780	68	58	43	0,118	0,173	0,386	21,077
MGB0006	B-0d_barua_1	13780	13839	59,001	26	22,5	0,142	0,091	0,318	56,059
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0006	B-1a_barua_1	13839	13855	16,0215	0	0				
MGB0006	B-1b_barua_1	13855	13880	24,9551	0	0				

MGB0007	A-9a_barua_1	13020,1	13083,3	63,208	35	25	0,110	0,250	0,389	2,4314
MGB0007	A-9b_barua_1	13083,3	13170,5	87,2715	30	19,5	0,107	0,143	0,426	9,6577
MGB0007	A-10a_barua_1	13170,5	13247	76,4668	57,5	48	0,122	0,111	0,440	31,926
MGB0007	A-10b_barua_1	13247	13315,9	68,8633	35,5	31,5	0,112	0,102	0,452	32,792
MGB0007	A-10c_barua_1	13315,9	13412,1	96,2529	2,5	2	0,100	0,350	0,481	2,3312
MGB0007	B-0a_barua_1	13412,1	13459,3	47,2334	32	19	0,099	0,254	0,437	13,472
MGB0007	B-0b_barua_1	13459,3	13509	49,6494	18,5	15,5	0,111	0,268	0,399	14,917
MGB0007	B-0c_barua_1	13509	13592,7	83,6855	59,5	51	0,122	0,178	0,415	25,41
MGB0007	B-0d_barua_1	13592,7	13662,4	69,667	29,5	4	0,138	0,103	0,476	40,194
MGB0007	B-1a_barua_1	13662,4	13703,9	41,5225	35	24,5	0,115	0,186	0,424	26,949
MGB0007	B-1b_barua_1	13703,9	13770	66,127	36,5	6	0,120	0,293	0,454	9,2917
MGB0007	B-1c_barua_1	13770	13800	30,0127	0					
MGB0008	A-9a_barua_1	12645	12715	70	0					
MGB0008	A-9b_barua_1	12715	12790	75	19,5	0				
MGB0008	A-10a_barua_1	12790	12882	92	65,5	53	0,104	0,212	0,449	4,9724
MGB0008	A-10b_barua_1	12882	12942,6	60,6338	42,5	11,5	0,083	0,248	0,427	16,835
MGB0008	A-10c_barua_1	12942,6	13020,5	77,8408	0	0				
MGB0008	B-0a_barua_1	13020,5	13070	49,5254	31,5	4,5	0,120	0,290	0,483	11,729
MGB0008	B-0b_barua_1	13070	13110,6	40,5713	1,5	0				
MGB0008	B-0c_barua_1	13110,6	13191,3	80,7402	39	10,5	0,114	0,217	0,426	14,13
MGB0008	B-0d_barua_1	13191,3	13238	46,6885	0	0				
MGB0008	B-1a_barua_1	13238	13279	40,9707	38,5	13	0,103	0,210	0,324	48,264
MGB0008	B-1b_barua_1	13279	13338,9	59,9785	44	7,5	0,104	0,247	0,415	20,416
MGB0008	B-1c_barua_1	13338,9	13367,6	28,6045	18,5	4,5	0,108	0,195	0,428	30,161
MGB0008	B-1d_barua_1	13367,6	13415	47,4463	32	16	0,111	0,158	0,262	105,48
MGB0008	B-1e_barua_1	13415	13470	54,9766	25	4,5	0,110	0,228	0,491	17,15
MGB0008	B-1f_barua_1	13470	13500,9	30,9121	9,5	1,5	0,116	0,265	0,500	10,163
MGB0008	B-1g_barua_1	13500,9	13586,7	85,8145	32,5	2,5	0,126	0,293	0,445	7,4123
MGB0008	B-2a_barua_1	13586,7	13600	13,2959	9,74902	3	0,107	0,270	0,447	15,925
MGB0008	B-2b_barua_1	13600	13648	48	35	1,5	0,096	0,329	0,460	8,6639
MGB0008	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	13648	13712	64,001	36	8	0,096	0,262	0,484	16,698
MGB0008	B-2.1a_barua_1	13712	13758	46	6	0				
MGB0008	B-2.1b_B-2.1c_1	13758	13794	36	9	0				
MGB0008	B-2.1c_B-2.1d_1	13794	13846	52	7,5	1	0,100	0,315	0,476	7,037
MGB0008	B-2.1d_B-3_1	13846	13886	39,999	12	1	0,090	0,362	0,467	9,4737
MGB0008	B-3_B-4_1	13886	13920	33,957	20	0				
MGB0009	A-9a_barua_1	12100	12147	47	0	0				
MGB0009	A-9b_barua_1	12147	12188	41	0	0				
MGB0009	A-10a_barua_1	12188	12260	72	6,5	0				
MGB0009	A-10b_barua_1	12260	12292	32	0	0				
MGB0009	A-10c_barua_1	12292	12375	83	0	0				
MGB0009	B-0a_barua_1	12375	12434	59	30,5	12,5	0,108	0,223	0,456	12,123
MGB0009	B-0b_barua_1	12434	12482	48	0	0				
MGB0009	B-0c_barua_1	12482	12540	58	28,25	2,75	0,106	0,168	0,200	37,804
MGB0009	B-0d_barua_1	12540	12575	35	0	0				
MGB0009	B-1a_barua_1	12575	12622	47	33	4	0,098	0,259	0,163	117,97
MGB0009	B-1b_barua_1	12622	12699	77	21,5	4,5	0,086	0,142	0,325	105,42
MGB0009	B-1c_barua_1	12699	12736	37	0	0				
MGB0009	B-1d_barua_1	12736	12780	44	24	9	0,100	0,283	0,366	20,256
MGB0009	B-1e_barua_1	12780	12838	58	8,25	8,25	0,095	0,344	0,390	8,3703
MGB0009	B-1f_barua_1	12838	12896	58	11,75	6,75	0,087	0,312	0,217	14,777
MGB0009	B-1g_barua_1	12896	12938	42	8	0				
MGB0009	B-2a_barua_1	12938	12966	28	22,25	1	0,080	0,352	0,509	11,056
MGB0009	B-2b_barua_1	12966	13006	40	24,75	14	0,103	0,251	0,418	26,75
MGB0009	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	13006	13081	75	34	21	0,102	0,268	0,377	24,768
MGB0009	B-2.1a_barua_1	13081	13141	60	6,5	3,5	0,115	0,251	0,408	22,501
MGB0009	B-2.1b_B-2.1c_1	13141	13176	35	1,5	0				
MGB0009	B-2.1c_B-2.1d_1	13176	13232	56	11,5	0				
MGB0009	B-2.1d_B-3_1	13232	13297	65	20,5	3,5	0,091	0,233	0,428	15,97
MGB0009	B-3_B-4_1	13297	13546	249	64	11,5	0,095	0,286	0,393	16,648
MGB0009	B-4_TD_1	13546	13866,8	320,779	130	36,5	0,112	0,261	0,392	18,549
MGB0009A	A-9a_barua_1	12100	12147	47	0	0				
MGB0009A	A-9b_barua_1	12147	12188	41	0	0				
MGB0009A	A-10a_barua_1	12188	12260	72	9,5	7,5	0,130	0,300	0,365	14,636
MGB0009A	A-10b_barua_1	12260	12292	32	11	6	0,105	0,271	0,297	28,655
MGB0009A	A-10c_barua_1	12292	12375	83	0	0				
MGB0009A	B-0a_barua_1	12375	12434	59	36,5	23,5	0,118	0,245	0,459	7,0274
MGB0009A	B-0b_barua_1	12434	12482	48	0	0				
MGB0009A	B-0c_barua_1	12482	12540	58	28,75	4	0,121	0,294	0,408	6,1112
MGB0009A	B-0d_barua_1	12540	12575	35	0	0				
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0009A	B-1a_barua_1	12575	12622	47	39,75	0				
MGB0009A	B-1b_barua_1	12622	12699	77	22,75	12,5	0,085	0,232	0,341	17,15
MGB0009A	B-1c_barua_1	12699	12736	37	3,25	1	0,090	0,371	0,395	3,5848
MGB0009A	B-1d_barua_1	12736	12780	44	37,25	16,5	0,095	0,238	0,324	12,562
MGB0009A	B-1e_barua_1	12780	12838	58	0	0				

POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0009A	B-1f_barua_1	12838	12896	58	12	1	0,080	0,373	0,490	2,574
MGB0009A	B-1g_barua_1	12896	12938	42	7,75	0				
MGB0009A	B-2a_barua_1	12938	12966	28	28	0				
MGB0009A	B-2b_barua_1	12966	13006	40	40	0				
MGB0009A	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	13006	13081	75	73	17,75	0,087	0,168	0,379	7,4808
MGB0009A	B-2.1a_barua_1	13081	13141	60	57	16,25	0,096	0,206	0,424	5,3286
MGB0009A	B-2.1b_B-2.1c_1	13141	13176	35	19,5	0				
MGB0009A	B-2.1c_B-2.1d_1	13176	13232	56	29	1	0,120	0,148	0,487	4,0385
MGB0009A	B-2.1d_B-3_1	13232	13297	65	65	10,5	0,089	0,274	0,404	2,9375
MGB0009A	B-3_B-4_1	13297	13546	249	242	31	0,105	0,215	0,422	4,7424
MGB0009A	B-4_TD_1	13546	14009,3	463,312	250	69	0,093	0,231	0,396	10,431
MGB0010	B-1a_barua_1	11200,5	11234	33,4951	0	0				
MGB0010	B-1b_barua_1	11234	11263	29	1	0				
MGB0010	B-1c_barua_1	11263	11290	27	16,2549	12	0,119	0,139	0,443	32,834
MGB0010	B-1d_barua_1	11290	11308	18	15	9	0,106	0,278	0,466	9,2755
MGB0010	B-1e_barua_1	11308	11386,9	78,8916	61,7549	42,5	0,127	0,246	0,470	14,943
MGB0010	B-1f_barua_1	11386,9	11450	63,1084	23	20,5	0,118	0,286	0,397	14,158
MGB0010	B-1g_barua_1	11450	11508	58	28	19,5	0,106	0,313	0,406	11,126
MGB0010	B-2a_barua_1	11508	11569	61	26	25	0,113	0,138	0,389	43,194
MGB0010	B-2b_barua_1	11569	11610	41	14,7451	8	0,107	0,368	0,503	5,0132
MGB0010	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	11610	11666	56	20,2549	18	0,119	0,289	0,423	12,519
MGB0010	B-2.1a_barua_1	11666	11721	55	0	0				
MGB0010	B-2.1b_B-2.1c_1	11721	11780	59	2	1	0,131	0,384	0,519	4,0274
MGB0010	B-2.1c_B-2.1d_1	11780	11839	59	0	0				
MGB0010	B-2.1d_B-3_1	11839	11891	52	0	0				
MGB0010	B-3_B-4_1	11891	12102	211,018	41	34,5	0,117	0,350	0,334	7,3154
MGB0010	B-4_TD_1	12102	12128,3	26,2979	0	0				
MGB0011	A-9a_barua_1	12697	12796,2	99,1729	0					
MGB0011	A-9b_barua_1	12796,2	12852,6	56,4043	0	0				
MGB0011	A-10a_barua_1	12852,6	12933,2	80,6514	58	27,5	0,124	0,249	0,373	10,443
MGB0011	A-10b_barua_1	12933,2	13004,7	71,5117	49,5	21,5	0,131	0,130	0,386	26,549
MGB0011	A-10c_barua_1	13004,7	13092,1	87,3828	0	0				
MGB0011	B-0a_barua_1	13092,1	13157,5	65,3301	27,5	0				
MGB0011	B-0b_barua_1	13157,5	13209,6	52,1348	9	1	0,100	0,290	0,459	14,973
MGB0011	B-0c_barua_1	13209,6	13261,3	51,6729	18,5	4	0,098	0,296	0,488	11,65
MGB0011	B-0d_barua_1	13261,3	13300,9	39,6777	0	0				
MGB0011	B-1a_barua_1	13300,9	13340	39,0615	31,5	24,5	0,119	0,184	0,354	37,24
MGB0011	B-1b_barua_1	13340	13397,8	57,8262	36	23	0,113	0,175	0,440	31,456
MGB0011	B-1c_barua_1	13397,8	13422,7	24,9141	19,5	17	0,126	0,192	0,314	31,512
MGB0011	B-1d_barua_1	13422,7	13467,2	44,4238	20	16	0,110	0,156	0,367	49,402
MGB0011	B-1e_barua_1	13467,2	13508,8	41,6748	7,5	1,5	0,094	0,349	0,461	8,739
MGB0011	B-1f_barua_1	13508,8	13550	41,1807	11	2	0,085	0,333	0,466	10,393
MGB0011	B-1g_barua_1	13550	13634,9	84,8945	19	7,5	0,122	0,318	0,375	9,8827
MGB0011	B-2a_barua_1	13634,9	13665	30,085	25,5	17,5	0,087	0,311	0,322	9,3745
MGB0011	B-2b_barua_1	13665	13697	32,001	26,5	5	0,089	0,217	0,463	23,705
MGB0011	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	13697	13751,4	54,3926	18	4	0,080	0,297	0,389	10,004
MGB0012	A-9a_barua_1	13214	13290	76	0					
MGB0012	A-9b_barua_1	13290	13348	58	22,5	3	0,108	0,183	0,399	0,348
MGB0012	A-10a_barua_1	13348	13412	64	27	9	0,106	0,197	0,299	159,63
MGB0012	A-10b_barua_1	13412	13472,5	60,5283	53,5	28,5	0,109	0,040	0,293	450
MGB0012	A-10c_barua_1	13472,5	13578	105,471	0	0				
MGB0012	B-0a_barua_1	13578	13608	30,001	26	2	0,109	0,190	0,308	317,38
MGB0012	B-0b_barua_1	13608	13666	58,001	12,5	4,5	0,097	0,194	0,474	59,444
MGB0012	B-0c_barua_1	13666	13714	47,999	9	5,5	0,104	0,283	0,411	33,219
MGB0012	B-0d_barua_1	13714	13754	40	0	0				
MGB0012	B-1a_barua_1	13754	13787	33,001	27,5	1	0,083	0,203	0,489	52,243
MGB0012	B-1b_barua_1	13787	13840	52,999	33,5	16,5	0,105	0,242	0,413	9,8226
MGB0012	B-1c_barua_1	13840	13871	31	23	8,5	0,111	0,161	0,485	12,177
MGB0012	B-1d_barua_1	13871	13912	40,999	22	4	0,100	0,120	0,473	6,2528
MGB0012	B-1e_barua_1	13912	13943,8	31,7568	11	3,5	0,100	0,349	0,436	16,312
MGB0012	B-1f_barua_1	13943,8	14023,9	80,1162	3	3	0,112	0,332	0,380	11,747
MGB0013	A-9a_barua_1	11906	11932	26	0					
MGB0013	A-9b_barua_1	11932	11964	32	0					
MGB0013	A-10a_barua_1	11964	12015,4	51,4268	0	0				
MGB0013	A-10b_barua_1	12015,4	12039	23,5947	6	4	0,080	0,185	0,280	40,334
MGB0013	A-10c_barua_1	12039	12100,7	61,6514	0	0				
MGB0013	B-0a_barua_1	12100,7	12151	50,3271	42,5	22,5	0,108	0,054	0,460	62,925
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0013	B-0b_barua_1	12151	12200	49	0	0				
MGB0013	B-0c_barua_1	12200	12272	72	0	0				
MGB0013	B-0d_barua_1	12272	12304	32	0	0				
MGB0013	B-1a_barua_1	12304	12355,9	51,9053	17,5	8	0,111	0,134	0,335	87,628
MGB0013	B-1b_barua_1	12355,9	12406	50,0947	9	6	0,091	0,290	0,379	76,861
MGB0013	B-1c_barua_1	12406	12440	34	0	0				
MGB0013	B-1d_barua_1	12440	12464	24	12,75	6	0,090	0,180	0,316	437,38
MGB0013	B-1e_barua_1	12464	12542	78	34,25	9,5	0,112	0,255	0,459	46,324

MGB0013	B-1f_barua_1	12542	12602	60	15	8	0,111	0,278	0,324	98,653
MGB0013	B-1g_barua_1	12602	12640	38	1	1	0,092	0,354	0,300	11,817
MGB0013	B-2a_barua_1	12640	12674	34	18,25	13,75	0,132	0,205	0,304	115,45
MGB0013	B-2b_barua_1	12674	12718	44	27,75	12	0,103	0,112	0,445	306,25
MGB0013	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	12718	12766	48	14,25	1,5	0,096	0,147	0,472	209,5
MGB0013	B-2.1a_barua_1	12766	12848	82	22	1,5	0,094	0,360	0,269	80,657
MGB0013	B-2.1b_B-2.1c_1	12848	12896	48	0	0				
MGB0013	B-2.1c_B-2.1d_1	12896	12954	58	3	1	0,102	0,349	0,456	22,24
MGB0013	B-2.1d_B-3_1	12954	13018	64	0	0				
MGB0013	B-3_B-4_1	13018	13296	278	91,5	26	0,113	0,294	0,394	58,343
MGB0013	B-4_TD_1	13296	13420	124	76	3	0,098	0,287	0,439	51,903
MGB0014	A-9a_barua_1	12874	12923	49	0					
MGB0014	A-9b_barua_1	12923	12948	25	0	0				
MGB0014	A-10a_barua_1	12948	13012,2	64,2266	24	10	0,086	0,277	0,473	1
MGB0014	A-10b_barua_1	13012,2	13082,3	70,0723	66	62	0,112	0,097	0,361	135,66
MGB0014	A-10c_barua_1	13082,3	13196	113,701	0	0				
MGB0014	B-0a_barua_1	13196	13236	40	36,5	36	0,119	0,140	0,380	137,01
MGB0014	B-0b_barua_1	13236	13291	55	0	0				
MGB0014	B-0c_barua_1	13291	13341	50	21,25	20,25	0,091	0,304	0,377	7,7652
MGB0014	B-0d_barua_1	13341	13380	39	0	0				
MGB0014	B-1a_barua_1	13380	13436	56	43,25	38,5	0,133	0,117	0,333	216,62
MGB0014	B-1b_barua_1	13436	13466	30,001	10,75	7	0,132	0,250	0,366	32,41
MGB0014	B-1c_barua_1	13466	13492	26	18	4	0,114	0,164	0,477	32,511
MGB0014	B-1d_barua_1	13492	13530	37,998	15,249	10	0,139	0,212	0,310	70,452
MGB0014	B-1e_barua_1	13530	13596	66,002	39,5	34,5	0,129	0,257	0,340	20,919
MGB0014	B-1f_barua_1	13596	13666	70	18,749	7,74902	0,125	0,276	0,342	27,807
MGB0014	B-1g_barua_1	13666	13713	46,998	18,749	12,249	0,132	0,269	0,416	13,251
MGB0014	B-2a_barua_1	13713	13765	52	39,749	26,249	0,144	0,242	0,334	18,14
MGB0014	B-2b_barua_1	13765	13790,1	25,1494	25,1494	17,251	0,130	0,205	0,363	21,599
MGB0015	B-1c_barua_1	12004	12028	24	24					
MGB0015	B-1d_barua_1	12028	12040	12	12					
MGB0015	B-1e_barua_1	12040	12105,6	65,5752	65,5752	0				
MGB0015	B-1f_barua_1	12105,6	12175,5	69,8975	27,1748	23,5	0,088	0,280	0,366	7,849
MGB0015	B-1g_barua_1	12175,5	12229	53,5273	19,25	3,25	0,104	0,152	0,454	3,7239
MGB0015	B-2a_barua_1	12229	12289	60	25,75	8,75	0,106	0,186	0,471	102,66
MGB0015	B-2b_barua_1	12289	12319,1	30,1152	0	0				
MGB0015	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	12319,1	12380	60,8848	12,5	3,5	0,111	0,221	0,405	285,64
MGB0015	B-2.1a_barua_1	12380	12436	56	0	0				
MGB0015	B-2.1b_B-2.1c_1	12436	12495	59	1	0				
MGB0015	B-2.1c_B-2.1d_1	12495	12549	54	0	0				
MGB0015	B-2.1d_B-3_1	12549	12611	62	2,5	2,5	0,099	0,403	0,325	7,4226
MGB0015	B-3_B-4_1	12611	12843	232	19,75	6,75	0,092	0,305	0,356	238,4
MGB0015	B-4_TD_1	12843	13636	793	177,25	27,25	0,103	0,295	0,406	47,236
MGB0016	A-9a_barua_1	12722	12760	38	0	0				
MGB0016	A-9b_barua_1	12760	12810	50	0	0				
MGB0016	A-10a_barua_1	12810	12858	47,9893	4,5	0				
MGB0016	A-10b_barua_1	12858	12935,1	77,1377	46,5	15,5	0,093	0,212	0,449	29,433
MGB0016	A-10c_barua_1	12935,1	13048	112,873	0	0				
MGB0016	B-0a_barua_1	13048	13096	48	33	18	0,125	0,174	0,431	58,964
MGB0016	B-0b_barua_1	13096	13146	50	0	0				
MGB0016	B-0c_barua_1	13146	13190	44	2	0				
MGB0016	B-0d_barua_1	13190	13248	58	34,5	19	0,134	0,172	0,377	89,652
MGB0016	B-1a_barua_1	13248	13310	62	34	22,5	0,141	0,181	0,285	332,34
MGB0016	B-1b_barua_1	13310	13339	29	10,5	1,5	0,115	0,237	0,461	42,225
MGB0016	B-1c_barua_1	13339	13366	27	19	1,5	0,119	0,160	0,440	71,213
MGB0016	B-1d_barua_1	13366	13404	38	5	0				
MGB0016	B-1e_barua_1	13404	13476	72	23,5	6	0,125	0,268	0,458	14,161
MGB0016	B-1f_barua_1	13476	13544	68,0137	2,5	0				
MGB0016	B-1g_barua_1	13544	13602	58,0039	15	1,5	0,102	0,350	0,482	20,973
MGB0016	B-2a_barua_1	13602	13616,9	14,9287	0	0				
MGB0016A	A-9a_barua_1	12737	12775,3	38,332	0	0				
MGB0016A	A-9b_barua_1	12775,3	12821,7	46,3438	0	0				
MGB0016A	A-10a_barua_1	12821,7	12870,9	49,2363	0	0				
MGB0016A	A-10b_barua_1	12870,9	12950	79,0879	46,5	30	0,113	0,155	0,425	51,382
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0016A	A-10c_barua_1	12950	13060	110	0	0				
MGB0016A	B-0a_barua_1	13060	13111	51	42,5	28,5	0,128	0,090	0,443	80,429
MGB0016A	B-0b_barua_1	13111	13158	47	4,5	0				
MGB0016A	B-0c_barua_1	13158	13202	44	12,75	1	0,093	0,349	0,488	38,714
MGB0016A	B-0d_barua_1	13202	13258	56	36,25	31	0,126	0,057	0,362	230,3
MGB0016A	B-1a_barua_1	13258	13321	63	47,5	29,5	0,134	0,095	0,353	190,55
MGB0016A	B-1b_barua_1	13321	13348	27	14	9	0,114	0,227	0,255	10,981
MGB0016A	B-1c_barua_1	13348	13380	32	24,75	9,75	0,123	0,072	0,385	206,16
MGB0016A	B-1d_barua_1	13380	13416	35,9697	9,75	7,75	0,164	0,241	0,428	10,124
MGB0016A	B-1e_barua_1	13416	13489	73,0146	45,7344	16,5	0,093	0,197	0,405	25,17
MGB0016A	B-1f_barua_1	13489	13554	65,0156	30,5156	5,5	0,087	0,266	0,423	2,1733

MGB0016A	B-1g_barua_1	13554	13616,8	62,7939	37,2939	17,5	0,105	0,182	0,373	15,635
MGB0017	A-9a_barua_1	12308	12340	32	2	0				
MGB0017	A-9b_barua_1	12340	12379	39	0	0				
MGB0017	A-10a_barua_1	12379	12438	59	0	0				
MGB0017	A-10b_barua_1	12438	12447	9	8,5	0				
MGB0017	A-10c_barua_1	12447	12530	83	0	0				
MGB0017	B-0a_barua_1	12530	12566	36	0	0				
MGB0017	B-0b_barua_1	12566	12596	30	0	0				
MGB0017	B-0c_barua_1	12596	12637	41	0	0				
MGB0017	B-0d_barua_1	12637	12683	46	0	0				
MGB0017	B-1a_barua_1	12683	12720	37	7	0				
MGB0017	B-1b_barua_1	12720	12770	50	20	9,5	0,117	0,266	0,443	10,607
MGB0017	B-1c_barua_1	12770	12802	32	2,75	1,75	0,114	0,328	0,451	2,5022
MGB0017	B-1d_barua_1	12802	12821	19	9,75	1,25	0,087	0,339	0,489	10,673
MGB0017	B-1e_barua_1	12821	12902	81	59,25	23	0,090	0,251	0,384	22,171
MGB0017	B-1f_barua_1	12902	12956	54	27,25	15	0,086	0,269	0,350	12,275
MGB0017	B-1g_barua_1	12956	13010	54	32	11	0,087	0,245	0,342	41,547
MGB0017	B-2a_barua_1	13010	13070	60	39,5	5	0,094	0,279	0,468	8,4178
MGB0017	B-2b_barua_1	13070	13093	23	18	2	0,114	0,255	0,459	5,91
MGB0017	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	13093	13167	74	32,5	17,5	0,103	0,304	0,359	3,79
MGB0017	B-2.1a_barua_1	13167	13213	46	5,5	2	0,100	0,284	0,480	8,4361
MGB0017	B-2.1b_B-2.1c_1	13213	13252	39	7,5	3	0,112	0,340	0,378	24,596
MGB0017	B-2.1c_B-2.1d_1	13252	13316	64	11,5	10	0,097	0,336	0,405	9,2723
MGB0017	B-2.1d_B-3_1	13316	13380	64	12,5	1	0,082	0,328	0,410	12,582
MGB0017	B-3_B-4_1	13380	13628	248	84,75	28,5	0,099	0,261	0,425	13,53
MGB0017	B-4_TD_1	13628	13728,5	100,488	82,9883	29,5	0,096	0,193	0,412	9,2255
MGB0018	A-9a_barua_1	12580	12617	37	0	0				
MGB0018	A-9b_barua_1	12617	12648	31	7,5	0				
MGB0018	A-10a_barua_1	12648	12696	48	7,75	0				
MGB0018	A-10b_barua_1	12696	12790	94	90,75	75,5	0,108	0,150	0,326	269,1
MGB0018	A-10c_barua_1	12790	12875	85	0	0				
MGB0018	B-0a_barua_1	12875	12941	66	50,5	37,5	0,133	0,121	0,378	84,093
MGB0018	B-0b_barua_1	12941	12980	39	0	0				
MGB0018	B-0c_barua_1	12980	13030	50	19	17,5	0,158	0,085	0,315	160,91
MGB0018	B-0d_barua_1	13030	13069	39	0	0				
MGB0018	B-1a_barua_1	13069	13120	51	33,5	13,5	0,105	0,177	0,466	41,926
MGB0018	B-1b_barua_1	13120	13156	36	10,5	3,5	0,117	0,294	0,440	15,919
MGB0018	B-1c_barua_1	13156	13201,3	45,3262	44,5762	0				
MGB0018	B-1d_barua_1	13201,3	13215	13,6738	0	0				
MGB0018	B-1e_barua_1	13215	13287	72	50,25	34,25	0,125	0,256	0,406	22,042
MGB0018	B-1f_barua_1	13287	13356	69	29	3,25	0,126	0,188	0,479	17,11
MGB0018	B-1g_barua_1	13356	13408	52	30,5	3	0,099	0,251	0,427	35,108
MGB0018	B-2a_barua_1	13408	13453	45,001	29,001	13,5	0,104	0,272	0,426	8,8325
MGB0018	B-2b_barua_1	13453	13486	32,999	19,749	8	0,098	0,137	0,426	118,73
MGB0018	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	13486	13500,7	14,7422	0	0				
MGB0019	B-1a_barua_1	11474	11504	29,9678	0	0				
MGB0019	B-1b_barua_1	11504	11560	56,0322	12	0				
MGB0019	B-1c_barua_1	11560	11587,5	27,5186	0	0				
MGB0019	B-1d_barua_1	11587,5	11612	24,4814	7,25	0				
MGB0019	B-1e_barua_1	11612	11691,6	79,5771	72,25	9,5	0,106	0,150	0,498	53,334
MGB0019	B-1f_barua_1	11691,6	11752	60,4229	22	7	0,098	0,227	0,409	30,861
MGB0019	B-1g_barua_1	11752	11796	44	22,5	1	0,130	0,399	0,519	0,8869
MGB0019	B-2a_barua_1	11796	11880	84	65	6,5	0,124	0,195	0,458	30,342
MGB0019	B-2b_barua_1	11880	11896	16	1,75	0				
MGB0019	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	11896	11980	84	23,25	0				
MGB0019	B-2.1a_barua_1	11980	12026	46	1,25	0				
MGB0019	B-2.1b_B-2.1c_1	12026	12070	44	10,75	0				
MGB0020	A-9a_barua_1	12490	12514,8	24,8096	0	0				
MGB0020	A-9b_barua_1	12514,8	12545	30,1904	0	0				
MGB0020	A-10a_barua_1	12545	12608,7	63,7002	0	0				
MGB0020	A-10b_barua_1	12608,7	12621,8	13,1357	8,5	0				
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0020	A-10c_barua_1	12621,8	12706	84,1641	2,75	0				
MGB0020	B-0a_barua_1	12706	12751,3	45,3037	44,75	37	0,174	0,098	0,332	60,813
MGB0020	B-0b_barua_1	12751,3	12790	38,6963	0	0				
MGB0020	B-0c_barua_1	12790	12854	64	0	0				
MGB0020	B-0d_barua_1	12854	12890	36	2,25	0				
MGB0020	B-1a_barua_1	12890	12940	50	5,75	3	0,106	0,252	0,400	27,798
MGB0020	B-1b_barua_1	12940	12990	50	19	13,5	0,128	0,269	0,307	54,437
MGB0020	B-1c_barua_1	12990	13020	30	4,75	1	0,105	0,325	0,474	4,9098
MGB0020	B-1d_barua_1	13020	13044	24	15,5	9,75	0,121	0,152	0,395	36,808
MGB0020	B-1e_barua_1	13044	13112	68	29	14,25	0,158	0,174	0,383	18,254
MGB0020	B-1f_barua_1	13112	13170	58	8,5	0				
MGB0020	B-1g_barua_1	13170	13212	42	18,5	3	0,109	0,126	0,460	48,456
MGB0020	B-2a_barua_1	13212	13266	54	39,5	14,75	0,123	0,194	0,415	25,143
MGB0020	B-2b_barua_1	13266	13295	29	18	10	0,110	0,139	0,376	122,28

MGB0020	B-2c B-2.1a_BARUA_1	13295	13356	61	20,5	14,25	0,102	0,174	0,438	41,758
MGB0020	B-2.1a_barua_1	13356	13402	46	1	0				
MGB0020	B-2.1b_B-2.1c_1	13402	13439	36,999	3,99902	1	0,082	0,372	0,452	6,3589
MGB0020	B-2.1c_B-2.1d_1	13439	13470,7	31,6602	7,25098	3	0,118	0,278	0,462	6,3661
MGB0022	A-9a_barua_1	13386	13468,4	82,3604	0	0				
MGB0022	A-9b_barua_1	13468,4	13552,6	84,2715	81,3818	36	0,199	0,162	0,368	15,093
MGB0022	A-10a_barua_1	13552,6	13670	117,369	80,1182	61,5	0,143	0,126	0,278	46,585
MGB0022	A-10b_barua_1	13670	13710	39,999	17	8	0,125	0,317	0,361	9,501
MGB0022	A-10c_barua_1	13710	13805,4	95,4023	0	0				
MGB0022	B-0a_barua_1	13805,4	13854,4	48,9648	34,5	15	0,107	0,307	0,334	6,5473
MGB0022	B-0b_barua_1	13854,4	13877,7	23,3467	0	0				
MGB0022	B-0c_barua_1	13877,7	13949,8	72,1064	58,5703	33,5	0,178	0,136	0,402	23,974
MGB0022A	A-9a_barua_1	13353	13436,4	83,4443	32	0				
MGB0022A	A-9b_barua_1	13436,4	13524	87,5557	48,5	12,5	0,102	0,090	0,420	1,9761
MGB0022A	A-10a_barua_1	13524	13636,7	112,665	73,5	60	0,139	0,069	0,290	98,575
MGB0022A	A-10b_barua_1	13636,7	13677,7	41,0615	17	12	0,106	0,246	0,349	19,724
MGB0022A	A-10c_barua_1	13677,7	13730	52,2725	0	0				
MGB0023	A-9a_barua_1	12999	13126	127	0	0				
MGB0023	A-9b_barua_1	13126	13170	44	3	0				
MGB0023	A-10a_barua_1	13170	13224	53,9883	31,5	26	0,106	0,237	0,464	13,281
MGB0023	A-10b_barua_1	13224	13297	73,0117	70,75	67,25	0,174	0,095	0,360	33,886
MGB0023	A-10c_barua_1	13297	13402,7	105,72	4,25	4,25	0,121	0,330	0,328	0,0918
MGB0023	B-0a_barua_1	13402,7	13442	39,2803	35,25	35,25	0,135	0,159	0,308	15,647
MGB0023	B-0b_barua_1	13442	13496	53,999	17,75	5,75	0,096	0,310	0,314	0,1702
MGB0023	B-0c_barua_1	13496	13546	50,001	18	10,5	0,137	0,261	0,390	8,7783
MGB0023	B-0d_barua_1	13546	13586	40	0	0				
MGB0023	B-1a_barua_1	13586	13609,9	23,8613	9	0				
MGB0023	B-1b_barua_1	13609,9	13630,4	20,5498	0	0				
MGB0023A	A-9a_barua_1	13035	13075	40	0	0				
MGB0023A	A-9b_barua_1	13075	13128	53	8,25	0				
MGB0023A	A-10a_barua_1	13128	13203	75	35,75	0				
MGB0023A	A-10b_barua_1	13203	13270	67	58,5	41,5	0,128	0,070	0,461	32,434
MGB0023A	A-10c_barua_1	13270	13378	108	0	0				
MGB0023A	B-0a_barua_1	13378	13415	37	26,5	15,5	0,108	0,217	0,436	33,948
MGB0023A	B-0b_barua_1	13415	13474	58,999	2,5	0				
MGB0023A	B-0c_barua_1	13474	13519	45,001	15,5	2,5	0,088	0,319	0,475	5,1394
MGB0023A	B-0d_barua_1	13519	13566	47,001	0	0				
MGB0023A	B-1a_barua_1	13566	13607	40,999	31,5	3,5	0,101	0,201	0,485	4,0238
MGB0023A	B-1b_barua_1	13607	13700,8	93,7734	36	1	0,081	0,254	0,476	49,85
MGB0024	A-10a_barua_1	12568	12625	57	46,75	43,75	0,124	0,250	0,353	13,027
MGB0024	A-10b_barua_1	12625	12710	85	66,5	54	0,145	0,141	0,285	37,28
MGB0024	A-10c_barua_1	12710	12802	92	0	0				
MGB0024	B-0a_barua_1	12802	12837	35	32,75	23	0,108	0,172	0,454	28,773
MGB0024	B-0b_barua_1	12837	12888	51	0	0				
MGB0024	B-0c_barua_1	12888	12936	48	21	9,5	0,104	0,245	0,478	9,5427
MGB0024	B-0d_barua_1	12936	12974	38	3	1	0,085	0,303	0,513	5,0763
MGB0024	B-1a_barua_1	12974	13010	36	34	26,5	0,133	0,106	0,429	47,399
MGB0024	B-1b_barua_1	13010	13056	46	25	2,5	0,106	0,225	0,433	18,139
MGB0024	B-1c_barua_1	13056	13079	23	15,5	14	0,156	0,063	0,365	75,113
MGB0024	B-1d_barua_1	13079	13122	43	27	25,5	0,147	0,145	0,255	59,058
MGB0024	B-1e_barua_1	13122	13175	53	19	5	0,105	0,204	0,469	21,143
MGB0024	B-1f_barua_1	13175	13227	52	23	11	0,098	0,197	0,480	21,617
MGB0024	B-1g_barua_1	13227	13298	71	24,5	6,5	0,130	0,119	0,482	36,103
MGB0024	B-2a_barua_1	13298	13330	32	12	2	0,096	0,217	0,485	18,237
MGB0024	B-2b_barua_1	13330	13361	31	17,25	5,5	0,116	0,304	0,269	14,999
MGB0024	B-2c B-2.1a_BARUA_1	13361	13438	77	77	24,25	0,111	0,107	0,461	40,286
MGB0024	B-2.1a_barua_1	13438	13498	60	49,25	33,25	0,124	0,118	0,438	36,273
MGB0024	B-2.1b_B-2.1c_1	13498	13550,2	52,1592	42,9092	0				
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0025	A-10a_barua_1	12803	12850	47	46	39,5	0,105	0,219	0,462	#####
MGB0025	A-10b_barua_1	12850	12917	67	28,75	7,5	0,092	0,235	0,330	87,303
MGB0025	A-10c_barua_1	12917	13029,8	112,805	0	0				
MGB0025	B-0a_barua_1	13029,8	13086	56,1953	52,5	47	0,117	0,191	0,387	33,265
MGB0025	B-0b_barua_1	13086	13132	46	1,25	1,25	0,100	0,239	0,311	1,7007
MGB0025	B-0c_barua_1	13132	13188	56	28,75	28,25	0,136	0,115	0,392	23,404
MGB0025	B-0d_barua_1	13188	13226	38	1	1	0,103	0,297	0,209	18,695
MGB0025	B-1a_barua_1	13226	13279	53	32,75	12,75	0,106	0,150	0,368	69,179
MGB0025	B-1b_barua_1	13279	13307	28	5,75	5,75	0,113	0,293	0,242	6,305
MGB0025	B-1c_barua_1	13307	13336	29	22,25	1,75	0,104	0,170	0,425	1,8823
MGB0025	B-1d_barua_1	13336	13369	33	9	6	0,095	0,185	0,344	4,7926
MGB0025	B-1e_barua_1	13369	13385	16	15,75	0				
MGB0026	A-9a_barua_1	13278	13366,7	88,7246	63,25	37	0,110	0,263	0,290	18,558
MGB0026	A-9b_barua_1	13366,7	13434	67,2754	27	9	0,108	0,193	0,449	0,5506
MGB0026	A-10a_barua_1	13434	13496,4	62,4062	45,5	36,5	0,141	0,281	0,262	53,162
MGB0026	A-10b_barua_1	13496,4	13566	69,5947	58,5	46,5	0,099	0,187	0,374	20,404
MGB0026	A-10c_barua_1	13566	13670	104	0	0				

MGB0026	B-0a_barua_1	13670	13711	40,999	33,5	9	0,095	0,275	0,329	23,378
MGB0026	B-0b_barua_1	13711	13741	30	3	1	0,109	0,374	0,480	0,045
MGB0026	B-0c_barua_1	13741	13801	60	22,25	6,25	0,097	0,283	0,358	24,865
MGB0026	B-0d_barua_1	13801	13852	51,001	14,25	11,25	0,114	0,142	0,317	44,406
MGB0026	B-1a_barua_1	13852	13888	35,999	28,749	1,5	0,086	0,332	0,334	75,175
MGB0026	B-1b_barua_1	13888	13938	49,999	25,5	12,5	0,130	0,238	0,365	3,5316
MGB0026	B-1c_barua_1	13938	13970	32,002	26,751	3,25098	0,137	0,240	0,404	26,51
MGB0026	B-1d_barua_1	13970	14002,6	32,5977	25,5	1,5	0,108	0,370	0,473	2,5165
MGB0027	A-9a_barua_1	12981	13050	69	0	0				
MGB0027	A-9b_barua_1	13050	13111	61	0	0				
MGB0027	A-10a_barua_1	13111	13220	109	64,25	34,25	0,127	0,137	0,455	29,574
MGB0027	A-10b_barua_1	13220	13247	27	19,75	11,75	0,112	0,216	0,416	13,959
MGB0027	A-10c_barua_1	13247	13332	85	0	0				
MGB0027	B-0a_barua_1	13332	13393,1	61,1172	41,5	17,5	0,120	0,220	0,381	9,9302
MGB0027	B-0b_barua_1	13393,1	13435	41,8828	0	0				
MGB0027	B-0c_barua_1	13435	13500	64,999	38,5	27,5	0,127	0,242	0,386	11,426
MGB0027	B-0d_barua_1	13500	13534	34,001	0	0				
MGB0027	B-1a_barua_1	13534	13575	41,001	29	9,5	0,126	0,176	0,427	27,831
MGB0027	B-1b_barua_1	13575	13601	26	7,5	7,5	0,106	0,300	0,411	6,2706
MGB0027	B-1c_barua_1	13601	13645	43,999	16,249	16,249	0,101	0,298	0,406	6,5916
MGB0027	B-1d_barua_1	13645	13690	45	31,5	16	0,105	0,247	0,453	10,014
MGB0027	B-1e_barua_1	13690	13765	74,999	24,5	18	0,094	0,275	0,376	7,5145
MGB0027	B-1f_barua_1	13765	13808	43	16	10,5	0,102	0,298	0,379	7,522
MGB0027	B-1g_barua_1	13808	13880	72,001	12,5	9,5	0,107	0,278	0,348	10,111
MGB0027	B-2a_barua_1	13880	13895	14,999	5	5	0,104	0,264	0,299	9,7157
MGB0027	B-2b_barua_1	13895	13936	41,001	38,5	10,5	0,100	0,289	0,395	9,1468
MGB0027	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	13936	14069,2	133,159	45	25,5	0,102	0,282	0,393	10,948
MGB0027A	A-9a_barua_1	13040	13090	50	0	0				
MGB0027A	A-9b_barua_1	13090	13177	87	2,5	0				
MGB0027A	A-10a_barua_1	13177	13289	112	70,5	56,5	0,132	0,133	0,342	57,904
MGB0027A	A-10b_barua_1	13289	13321	32	19	14	0,100	0,198	0,352	45,699
MGB0027A	A-10c_barua_1	13321	13403	82	0	0				
MGB0027A	B-0a_barua_1	13403	13460,7	57,7061	44,5	21	0,101	0,180	0,468	26,443
MGB0027A	B-0b_barua_1	13460,7	13509	48,293	0	0				
MGB0027A	B-0c_barua_1	13509	13562,7	53,6836	32,751	17,5	0,128	0,169	0,421	49,631
MGB0027A	B-0d_barua_1	13562,7	13605,4	42,6963	0	0				
MGB0027A	B-1a_barua_1	13605,4	13649,8	44,4307	40,5596	17	0,102	0,144	0,411	73,17
MGB0028	A-9a_barua_1	12344	12404	60	0					
MGB0028	A-9b_barua_1	12404	12470	66	0	0				
MGB0028	A-10a_barua_1	12470	12536	66	51	47	0,111	0,295	0,347	11,14
MGB0028	A-10b_barua_1	12536	12618	82	71,5	71,5	0,148	0,123	0,316	41,194
MGB0028	A-10c_barua_1	12618	12705	87	0	0				
MGB0028	B-0a_barua_1	12705	12750,5	45,5293	38	20	0,107	0,183	0,464	18,571
MGB0028	B-0b_barua_1	12750,5	12799	48,4707	0	0				
MGB0028	B-0c_barua_1	12799	12850	51	23,5	10	0,129	0,196	0,456	11,093
MGB0028	B-0d_barua_1	12850	12893	43	5	5	0,081	0,265	0,418	6,128
MGB0028	B-1a_barua_1	12893	12934	41	38,5	18	0,113	0,119	0,428	44,046
MGB0028	B-1b_barua_1	12934	12980	46	28	22	0,093	0,235	0,373	4,7359
MGB0028	B-1c_barua_1	12980	13004	24	18	16	0,137	0,112	0,407	27,99
MGB0028	B-1d_barua_1	13004	13050	46	34	28,5	0,143	0,148	0,293	36,427
MGB0028	B-1e_barua_1	13050	13097	47	29	24,5	0,100	0,265	0,389	7,895
MGB0028	B-1f_barua_1	13097	13156	59	12	8	0,090	0,310	0,312	5,3965
MGB0028	B-1g_barua_1	13156	13228	72	28	11,5	0,103	0,274	0,441	7,6452
MGB0028	B-2a_barua_1	13228	13257	29	27	15,5	0,116	0,214	0,411	8,7655
MGB0028	B-2b_barua_1	13257	13298	41	38,25	21,25	0,098	0,196	0,371	10,127
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0028	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	13298	13357	59	27,75	21,25	0,091	0,277	0,364	8,3695
MGB0028	B-2.1a_barua_1	13357	13400	43	9,5	9,5	0,102	0,286	0,383	6,7384
MGB0028	B-2.1b_B-2.1c_1	13400	13436	36	11	11	0,095	0,306	0,302	4,819
MGB0028	B-2.1c_B-2.1d_1	13436	13483	46,999	4,5	3,5	0,148	0,308	0,406	5,2469
MGB0028	B-2.1d_B-3_1	13483	13527	44,002	17	13,5	0,139	0,254	0,422	8,224
MGB0028	B-3_B-4_1	13527	13573,4	46,3516	32	9	0,096	0,182	0,391	9,9816
MGB0029	A-9a_barua_1	12910	12985,3	75,3408	0	0				
MGB0029	A-9b_barua_1	12985,3	13085,1	99,7607	78	39,5	0,107	0,214	0,467	23,821
MGB0029	A-10a_barua_1	13085,1	13171,9	86,7754	67	28	0,096	0,123	0,404	29,279
MGB0029	A-10b_barua_1	13171,9	13221,4	49,5117	33	27	0,106	0,098	0,455	26,991
MGB0029	A-10c_barua_1	13221,4	13325	103,611	12	0				
MGB0029	B-0a_barua_1	13325	13372,5	47,5449	36,5	4	0,091	0,282	0,480	8,4905
MGB0029	B-0b_barua_1	13372,5	13394,9	22,3672	0	0				
MGB0029	B-0c_barua_1	13394,9	13471,6	76,6807	53,5	27,5	0,124	0,215	0,436	14,154
MGB0029	B-0d_barua_1	13471,6	13525,9	54,2988	27	4	0,104	0,220	0,430	19,811
MGB0029	B-1a_barua_1	13525,9	13558,7	32,7588	26	14	0,097	0,222	0,382	23,422
MGB0029	B-1b_barua_1	13558,7	13619,1	60,4385	43,3389	23,3389	0,111	0,271	0,396	6,0402
MGB0029	B-1c_barua_1	13619,1	13645,1	25,9775	19,1611	6,66113	0,116	0,219	0,369	7,9782
MGB0030	A-9a_barua_1	13376	13462,4	86,4023	56,25	40,5	0,109	0,162	0,342	41,143
MGB0030	A-9b_barua_1	13462,4	13534	71,5977	30,75	20,25	0,101	0,222	0,345	0,3315

MGB0030	A-10a_barua_1	13534	13611	77	57,75	49,75	0,114	0,141	0,301	86,196
MGB0030	A-10b_barua_1	13611	13664	53	42	17,5	0,099	0,207	0,397	26,653
MGB0030	A-10c_barua_1	13664	13770	106,001	4,75098	2	0,100	0,238	0,278	0,4785
MGB0030	B-0a_barua_1	13770	13807	36,999	29,249	22,749	0,100	0,207	0,377	46,96
MGB0030	B-0b_barua_1	13807	13834	26,999	0	0				
MGB0030	B-0c_barua_1	13834	13898	64,001	32,5	17,5	0,115	0,276	0,384	21,337
MGB0030	B-0d_barua_1	13898	13950	52	19,5	17,5	0,147	0,113	0,403	20,747
MGB0030	B-1a_barua_1	13950	13987	37,001	23,251	12,251	0,091	0,237	0,358	43,132
MGB0030	B-1b_barua_1	13987	14040	52,999	31,249	18,249	0,117	0,200	0,375	8,5447
MGB0030	B-1c_barua_1	14040	14076	36	29	12,5	0,121	0,205	0,427	14,277
MGB0030	B-1d_barua_1	14076	14114	38	16,5	8,5	0,117	0,227	0,334	16,649
MGB0030	B-1e_barua_1	14114	14150	36	18	18	0,111	0,267	0,230	6,793
MGB0030	B-1f_barua_1	14150	14200	50,001	10,5	10,5	0,112	0,293	0,242	5,254
MGB0030	B-1g_barua_1	14200	14268	67,998	19,5	19,5	0,105	0,274	0,372	3,9183
MGB0030	B-2a_barua_1	14268	14286	18	15	15	0,115	0,180	0,296	15,587
MGB0030	B-2b_barua_1	14286	14334	48,002	36,251	36,251	0,102	0,229	0,214	9,0862
MGB0030	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	14334	14390	55,998	12,249	12,249	0,109	0,242	0,238	9,5219
MGB0030	B-2.1a_barua_1	14390	14433	43	3	1	0,085	0,374	0,341	3,6691
MGB0030	B-2.1b_B-2.1c_1	14433	14480	47,001	12	5	0,111	0,291	0,330	7,0469
MGB0031	A-9a_barua_1	12944	12995,9	51,8838	0	0				
MGB0031	A-9b_barua_1	12995,9	13042	46,1162	0	0				
MGB0031	A-10a_barua_1	13042	13090,3	48,3008	13,5	2,5	0,092	0,325	0,350	6,5362
MGB0031	A-10b_barua_1	13090,3	13172,2	81,9033	76,5	3,5	0,121	0,283	0,444	43,791
MGB0031	A-10c_barua_1	13172,2	13275	102,796	0	0				
MGB0031	B-0a_barua_1	13275	13312	37	35,5	19	0,094	0,117	0,437	197,74
MGB0031	B-0b_barua_1	13312	13372	60	0	0				
MGB0031	B-0c_barua_1	13372	13421	48,9512	13	1	0,082	0,252	0,466	65,362
MGB0031	B-0d_barua_1	13421	13460	39,0488	0	0				
MGB0031	B-1a_barua_1	13460	13508	48	36	0				
MGB0031	B-1b_barua_1	13508	13548	39,999	17	4	0,113	0,337	0,355	4,991
MGB0031	B-1c_barua_1	13548	13577	29,001	17	1,5	0,124	0,223	0,485	28,71
MGB0031	B-1d_barua_1	13577	13612,3	35,3457	13,5	2,5	0,130	0,215	0,315	39,141
MGB0031	B-1e_barua_1	13612,3	13642,6	30,2832	16,5	2,5	0,082	0,277	0,410	144,26
MGB0032	A-9a_barua_1	13641	13770,1	129,109	56,75	1,5	0,120	0,393	0,321	1,5821
MGB0032	A-9b_barua_1	13770,1	13888,5	118,371	87	65,5	0,126	0,197	0,255	21,64
MGB0032	A-10a_barua_1	13888,5	13964,1	75,666	57,5	55,5	0,166	0,119	0,268	44,327
MGB0032	A-10b_barua_1	13964,1	14011	46,8535	31	29	0,146	0,163	0,264	32,322
MGB0032	A-10c_barua_1	14011	14111	100	65	41,5	0,128	0,115	0,372	44,688
MGB0032	B-0a_barua_1	14111	14156,5	45,4746	26,5	7	0,112	0,182	0,413	19,364
MGB0032	B-0b_barua_1	14156,5	14221,1	64,6416	61	16,5	0,149	0,160	0,445	24,832
MGB0032	B-0c_barua_1	14221,1	14297	75,8838	62,6338	33	0,130	0,209	0,402	13,232
MGB0032	B-0d_barua_1	14297	14327,9	30,9307	17	6	0,131	0,108	0,482	33,985
MGB0032	B-1a_barua_1	14327,9	14353,2	25,2471	6	1,5	0,117	0,306	0,379	2,0202
MGB0033	A-9a_barua_1	13379	13424	44,958	41,958	26,5	0,094	0,249	0,320	0,516
MGB0033	A-9b_barua_1	13424	13486	62,042	23,292	1	0,090	0,213	0,473	0,0215
MGB0033	A-10a_barua_1	13486	13537	51,0303	20,5	5	0,080	0,306	0,388	0,2193
MGB0033	A-10b_barua_1	13537	13611,7	74,623	64	42	0,120	0,200	0,395	7,1308
MGB0033	A-10c_barua_1	13611,7	13721	109,346	0	0				
MGB0033	B-0a_barua_1	13721	13749	28,001	26,5	1	0,122	0,247	0,415	0,2819
MGB0033	B-0b_barua_1	13749	13776	27	0	0				
MGB0033	B-0c_barua_1	13776	13852	76,001	33,25	6,5	0,128	0,245	0,424	0,4585
MGB0033	B-0d_barua_1	13852	13885,5	33,5273	21,249	0				
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0033	B-1a_barua_1	13885,5	13947	61,4707	28	9	0,097	0,169	0,401	0,0038
MGB0033	B-1b_barua_1	13947	14001,7	54,7305	41,251	0				
MGB0033	B-1c_barua_1	14001,7	14035	33,2715	17,5	0				
MGB0033	B-1d_barua_1	14035	14074	39	18	0				
MGB0033	B-1e_barua_1	14074	14089,3	15,2588	5,5	0				
MGB0034	A-9a_barua_1	12886	12974	88	0					
MGB0034	A-9b_barua_1	12974	13008	34	0	0				
MGB0034	A-10a_barua_1	13008	13054,5	46,4805	21,5	10	0,114	0,208	0,464	6,4576
MGB0034	A-10b_barua_1	13054,5	13140	85,5195	83,25	64,25	0,160	0,071	0,354	59,163
MGB0034	A-10c_barua_1	13140	13242	102	0	0				
MGB0034	B-0a_barua_1	13242	13282	40	37	14,5	0,103	0,194	0,419	64,811
MGB0034	B-0b_barua_1	13282	13336	54	0	0				
MGB0034	B-0c_barua_1	13336	13384	48	9	2	0,155	0,339	0,388	3,1174
MGB0034	B-0d_barua_1	13384	13430	46	7,25	3	0,136	0,339	0,393	2,3969
MGB0034	B-1a_barua_1	13430	13476,5	46,5146	39,75	20,5	0,115	0,143	0,400	119,55
MGB0034	B-1b_barua_1	13476,5	13500	23,4844	0	0				
MGB0035	A-90_barua_1	13337	13382	45	13,5	13	0,155	0,198	0,417	11,654
MGB0035	A-9a_barua_1	13382	13516	134	85,5	82	0,132	0,125	0,389	36,705
MGB0035	A-9b_barua_1	13516	13630	113,999	94	83	0,153	0,144	0,302	38,09
MGB0035	A-10a_barua_1	13630	13687	57	43,5	35	0,152	0,154	0,318	32,209
MGB0035	A-10b_barua_1	13687	13736	49,001	31	27,5	0,146	0,152	0,367	26,231
MGB0035	A-10c_barua_1	13736	13826	90,001	56,5	46,5	0,134	0,148	0,395	28,886
MGB0035	B-0a_barua_1	13826	13901	74,999	64,5	31,5	0,135	0,072	0,432	63,303

MGB0035	B-0b_barua_1	13901	13932	31	22,5	12	0,146	0,133	0,435	29,662
MGB0035	B-0c_barua_1	13932	13992	60	51,5	17,5	0,115	0,253	0,456	17,164
MGB0035	B-0d_barua_1	13992	14067	75	42	13,5	0,129	0,287	0,436	12,949
MGB0035	B-1a_barua_1	14067	14130	63,001	37,5	18	0,137	0,227	0,408	20,648
MGB0035	B-1b_barua_1	14130	14206	75,999	41,5	19	0,133	0,216	0,421	22,694
MGB0035	B-1c_barua_1	14206	14241	35	19,5	16	0,111	0,298	0,449	13,263
MGB0035	B-1d_barua_1	14241	14304	63,001	29	8	0,121	0,293	0,425	13,892
MGB0035	B-1e_barua_1	14304	14361,8	57,8467	9,5	1	0,164	0,289	0,441	11,614
MGB0036	A-9a_barua_1	13327	13437	110	31,5	13	0,127	0,250	0,390	16,389
MGB0036	A-9b_barua_1	13437	13540	103,001	50	46,5	0,118	0,311	0,409	13,989
MGB0036	A-10a_barua_1	13540	13610	69,999	37	23	0,113	0,183	0,420	30,151
MGB0036	A-10b_barua_1	13610	13658	48	15,5	12	0,105	0,151	0,441	42,488
MGB0036	A-10c_barua_1	13658	13765,6	107,56	51	36	0,111	0,139	0,405	44,259
MGB0036	B-0a_barua_1	13765,6	13801,3	35,7021	0	0				
MGB0037	A-90_barua_1	13740	13819	79	33,5	11,5	0,093	0,274	0,400	9,9714
MGB0037	A-9a_barua_1	13819	13965	146,001	72	27,5	0,122	0,082	0,390	74,204
MGB0037	A-9b_barua_1	13965	14089	123,999	89,5	60	0,114	0,179	0,290	31,772
MGB0037	A-10a_barua_1	14089	14137	48	32	17,5	0,108	0,283	0,295	9,9938
MGB0037	A-10b_barua_1	14137	14190	52,999	27,5	22	0,116	0,258	0,305	14,245
MGB0037	A-10c_barua_1	14190	14285	95,001	57,5	37	0,113	0,222	0,421	16,211
MGB0037	B-0a_barua_1	14285	14360,2	75,1934	55	53,5	0,127	0,183	0,339	29,649
MGB0037	B-0b_barua_1	14360,2	14392	31,8066	17,5	17,5	0,146	0,184	0,342	34,263
MGB0037	B-0c_barua_1	14392	14444,1	52,1279	30,5	30,5	0,114	0,283	0,283	9,0004
MGB0037	B-0d_barua_1	14444,1	14520	75,8711	24	24	0,128	0,293	0,298	12,574
MGB0037	B-1a_barua_1	14520	14578	58,001	26	26	0,118	0,309	0,282	3,9121
MGB0037	B-1b_barua_1	14578	14646	67,999	34,5	34,5	0,118	0,316	0,306	7,8839
MGB0037	B-1c_barua_1	14646	14686	40,002	9,25098	9,25098	0,116	0,366	0,219	5,5253
MGB0037	B-1d_barua_1	14686	14750	63,998	22,249	22,249	0,116	0,297	0,272	6,5697
MGB0037	B-1e_barua_1	14750	14805	55,001	3,5	3,5	0,114	0,358	0,227	0,7669
MGB0037	B-1f_barua_1	14805	14860	55	0	0				
MGB0037	B-1g_barua_1	14860	14901,4	41,4355	0	0				
MGB0038	A-90_barua_1	13609	13655	45,999	17,5	0				
MGB0038	A-9a_barua_1	13655	13787	132,001	80	4,5	0,100	0,271	0,344	2,7603
MGB0038	A-9b_barua_1	13787	13919	131,999	103,5	98,5	0,165	0,112	0,301	29,193
MGB0038	A-10a_barua_1	13919	13993	74	60	54	0,151	0,165	0,263	24,411
MGB0038	A-10b_barua_1	13993	14039	46,001	35,251	29,751	0,160	0,147	0,276	24,826
MGB0038	A-10c_barua_1	14039	14134	94,998	70	37	0,142	0,150	0,400	16,701
MGB0038	B-0a_barua_1	14134	14227	93,001	77	9	0,110	0,241	0,453	9,6037
MGB0038	B-0b_barua_1	14227	14257	30	20,5	2,5	0,103	0,349	0,445	3,7141
MGB0038	B-0c_barua_1	14257	14341	84	63,5	18	0,119	0,275	0,429	8,7365
MGB0038	B-0d_barua_1	14341	14410	69	38,5	14	0,103	0,306	0,427	5,6093
MGB0038	B-1a_barua_1	14410	14452	42	19	6	0,113	0,343	0,444	5,3208
MGB0038	B-1b_barua_1	14452	14530	78	53,5	23,5	0,112	0,300	0,396	5,8282
MGB0038	B-1c_barua_1	14530	14564	34,001	10,5	0				
MGB0038	B-1d_barua_1	14564	14600,7	36,7158	2,5	2,5	0,086	0,350	0,211	9,3723
MGB0039	A-9a_barua_1	13710	13857	147,001	63,5	36	0,125	0,208	0,475	0,0003
MGB0039	A-9b_barua_1	13857	13955	97,999	55,5	42,5	0,119	0,350	0,367	202,74
MGB0039	A-10a_barua_1	13955	14023	68	21	9,5	0,130	0,191	0,480	19,984
MGB0039	A-10b_barua_1	14023	14077	53,999	3	1	0,100	0,341	0,480	25,53
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MGB0039	A-10c_barua_1	14077	14179,5	102,458	41,5	11	0,100	0,157	0,484	68,558
MGB0039	B-0a_barua_1	14179,5	14280	100,543	23,5	0				
MGB0040	A-9a_barua_1	13795	13873	78	0	0				
MGB0040	A-9b_barua_1	13873	13976	103,001	69,5	65	0,135	0,237	0,352	2,2915
MGB0040	A-10a_barua_1	13976	14081	105	79	69,5	0,121	0,145	0,326	36,2
MGB0040	A-10b_barua_1	14081	14119	38	15	15	0,169	0,263	0,159	12,532
MGB0040	A-10c_barua_1	14119	14235	116	6	3,5	0,163	0,360	0,384	3,3284
MGB0040	B-0a_barua_1	14235	14287	52	31	8	0,147	0,330	0,375	6,7853
MGB0040	B-0b_barua_1	14287	14350	63	33	4,5	0,127	0,238	0,257	8,7958
MGB0040	B-0c_barua_1	14350	14376,5	26,5234	25,7744	0				
MGB0041	A-9a_barua_1	14150	14277,5	127,457	66,5	28,5	0,097	0,230	0,161	88,562
MGB0041	A-9b_barua_1	14277,5	14398	120,543	78,5	61,5	0,126	0,215	0,341	17,976
MGB0041	A-10a_barua_1	14398	14483	85	63	19,5	0,125	0,070	0,424	42,971
MGB0041	A-10b_barua_1	14483	14529	45,999	20	19,5	0,126	0,154	0,313	28,356
MGB0041	A-10c_barua_1	14529	14623	94,001	55	26	0,102	0,097	0,429	43,93
MGB0041	B-0a_barua_1	14623	14692	69	45,5	1,5	0,121	0,204	0,460	10,515
MGB0041	B-0b_barua_1	14692	14770,4	78,3506	51,5	0				
MGB0042	A-90_barua_1	13395	13520	125	76,5	0				
MGB0042	A-9a_barua_1	13520	13665	144,999	89	79	0,125	0,150	0,327	34,549
MGB0042	A-9b_barua_1	13665	13804	139	111,5	79,5	0,137	0,161	0,261	40,417
MGB0042	A-10a_barua_1	13804	13858	54,001	37,5	28	0,149	0,140	0,277	38,67
MGB0042	A-10b_barua_1	13858	13907	49	33,5	17,5	0,125	0,118	0,350	41,702
MGB0042	A-10c_barua_1	13907	14003	96	74	57	0,118	0,148	0,342	35,541
MGB0042	B-0a_barua_1	14003	14083	80	71,5	27	0,119	0,107	0,410	56,931
MGB0042	B-0b_barua_1	14083	14110	27	16	13,5	0,134	0,153	0,344	42,889
MGB0042	B-0c_barua_1	14110	14168	57,999	39	9,5	0,122	0,153	0,442	34,377

MGB0042	B-0d_barua_1	14168	14245	77,001	38,5	20	0,122	0,205	0,434	24,232
MGB0042	B-1a_barua_1	14245	14311	66	42	18,5	0,134	0,122	0,428	36,987
MGB0042	B-1b_barua_1	14311	14339,9	28,8877	9,5	0				
MGB0043	A-90_barua_1	13590	13726	135,999	74	30,5	0,129	0,128	0,446	30,087
MGB0043	A-9a_barua_1	13726	13863	137,001	75,5	66,5	0,098	0,170	0,350	41,299
MGB0043	A-9b_barua_1	13863	14005	142	110	95,5	0,126	0,161	0,274	50,788
MGB0043	A-10a_barua_1	14005	14050	45	34,5	26,5	0,115	0,179	0,382	25,494
MGB0043	A-10b_barua_1	14050	14085	35	21	21	0,130	0,217	0,285	22,274
MGB0043	A-10c_barua_1	14085	14197	112	54,5	44	0,125	0,206	0,340	27,768
MGB0043	B-0a_barua_1	14197	14284	87	65,5	50,5	0,115	0,259	0,361	21,301
MGB0043	B-0b_barua_1	14284	14309	25	10	4,5	0,124	0,284	0,348	20,037
MGB0043	B-0c_barua_1	14309	14369	60,001	31,5	25,5	0,121	0,297	0,403	17,413
MGB0043	B-0d_barua_1	14369	14432	62,999	33	27	0,119	0,263	0,385	18,455
MGB0043	B-1a_barua_1	14432	14466,9	34,8574	27,1074	22,5	0,133	0,097	0,323	77,407
MGB0044	A-9a_barua_1	13652	13780	128,001	74,5	6	0,113	0,300	0,492	2,2918
MGB0044	A-9b_barua_1	13780	13892	112	104,251	35,5	0,136	0,149	0,413	8,8786
MGB0044	A-10a_barua_1	13892	13962	70	62,749	25,5	0,142	0,109	0,350	23,399
MGB0044	A-10b_barua_1	13962	13995	32,999	29	20	0,121	0,151	0,391	17,651
MGB0044	A-10c_barua_1	13995	14099	104	74,5	48,5	0,131	0,109	0,383	23,04
MGB0044	B-0a_barua_1	14099	14120,3	21,3164	19,0664	4	0,110	0,051	0,406	0,005
MGB0045	A-9a_barua_1	13710	13905	195	65,5	48	0,108	0,121	0,453	
MGB0045	A-9b_barua_1	13905	14150	245	169	123	0,100	0,274	0,380	
MGB0045	A-10a_barua_1	14150	14282	132,001	86,5	69,5	0,107	0,156	0,437	
MGB0045	A-10b_barua_1	14282	14325	42,998	19	11,5	0,109	0,094	0,462	
MGB0045	A-10c_barua_1	14325	14379,1	54,0576	28,3066	22,3066	0,109	0,093	0,448	
MGB0046	A-9a_barua_1	12948	12986	38	0	0				
MGB0046	A-9b_barua_1	12986	13048,1	62,1055	0	0				
MGB0046	A-10a_barua_1	13048,1	13090,6	42,498	26,3535	26,3535	0,201	0,259	0,205	122,97
MGB0046	A-10b_barua_1	13090,6	13181	90,3965	82,1465	64,1465	0,110	0,206	0,343	186,77
MGB0046	A-10c_barua_1	13181	13313	132	0	0				
MGB0046	B-0a_barua_1	13313	13372	59	50,5	48,5	0,181	0,091	0,279	224,78
MGB0046	B-0b_barua_1	13372	13451	79	13,5	10,5	0,130	0,216	0,407	118,57
MGB0046	B-0c_barua_1	13451	13524	73	30	29	0,161	0,237	0,337	103,95
MGB0046	B-0d_barua_1	13524	13570	46,001	0	0				
MGB0046	B-1a_barua_1	13570	13640,6	70,5527	63,8037	61,8037	0,168	0,149	0,312	1,0884
MOT0037	B-1a_barua_1	10850	10880	30	0					
MOT0037	B-1b_barua_1	10880	10922	42	0					
MOT0037	B-1c_barua_1	10922	10953	31	6,75					
MOT0037	B-1d_barua_1	10953	10993,7	40,6602	40,6602					
MOT0037	B-1e_barua_1	10993,7	11050,9	57,2588	57,2588	8,5	0,109	0,175	0,427	28,962
MOT0037	B-1f_barua_1	11050,9	11109,1	58,2041	46,8311	34,5	0,101	0,194	0,433	30,531
MOT0037	B-1g_barua_1	11109,1	11155	45,877	14,25	0				
MOT0037	B-2a_barua_1	11155	11239	84	60,25	2,5	0,097	0,205	0,496	31,85
MOT0037	B-2b_barua_1	11239	11253,2	14,2109	0	0				
MOT0037	B-2c_B-2.1a_BARUA_1	11253,2	11343	89,7891	11	1	0,130	0,252	0,458	35,484
MOT0037	B-2.1a_barua_1	11343	11376	33	0	0				
POZO	LAYER	TOPE	BASE	ESP. TOTAL	ANT	ANP	PHIE	VSH	SW	K
MOT0037	B-2.1b_B-2.1c_1	11376	11424	48	0	0				
MOT0037	B-2.1c_B-2.1d_1	11424	11483,4	59,4199	4,5	0				
MOT0037	B-2.1d_B-3_1	11483,4	11542	58,5801	0	0				
MOT0037	B-3_B-4_1	11542	11769,1	227,067	43,5	9	0,122	0,338	0,398	43,357
MOT0037	B-4_TD_1	11769,1	12053,1	284,005	223	1	0,080	0,407	0,476	50,311