

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CONTROL SEDIMENTOLÓGICO EN LA DISTRIBUCIÓN DE
FLUIDOS, NORTE DEL CAMPO LAGUNILLAS TIERRA,
YACIMIENTO LAGUNA SUPERIOR CAMPO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Alarcón S., Alejandro A.
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CONTROL SEDIMENTOLÓGICO EN LA DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS, NORTE DEL CAMPO LAGUNILLAS TIERRA, YACIMIENTO LAGUNA SUPERIOR CAMPO.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Wolfgang Scherer

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Alarcón S., Alejandro A.
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas, 2007

Caracas, Junio de 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Alejandro Alarcón, titulado:

***“Control Sedimentológico en la Distribución de fluidos, Norte del Campo
Lagunillas Tierra, Yacimiento Laguna Superior Campo”***

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

Prof.
Jurado

Prof.
Jurado

Prof. Wolfgang Scherer
Tutor

Prof.
Jurado

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo a mi Papá, mi Mamá,
A mis hermanos Gonzalo y Rodrigo
A Breisa y Rachel
A toda la gente que amo

AGRADECIMIENTOS

A mi Familia
A Simón y Flia
A mi compañera Breisa y a Rachelita
A Marcos Barragán
A Esmeralda, Vali y Hillary, Arlynn, Egleé, Jackeline, Eliana
A mis amigos Baena, El Ruso, Maria Helena, Jonathan, Ricardo, Agustin, Redescal,
Brian, Cesar, Ana, Miguel Nuñez Miguel Silva, Mario, Juan Carlos, Marco Tulio
Eduardo, Bartolo, Marvin, Franklin y todos mis panas de la vida y el futbol
A los profesores de la escuela
A la gente del IMF
A la gente de TEP; Miladys, Lisely, Ronny, Armando, Rosmary,
Idalme, Francisco, Luis del Valle, Luis Mata
A los que están en otro lugar mejor El Pive, Omar Rojas, Andrés Tur
A todos los que a través de su amistad y amor
me ayudaron a recorrer este camino
Al Blues
A mi armónica
Y a Dios que somos todos

Alarcón S., Alejandro A.

***CONTROL SEDIMENTOLÓGICO EN LA DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS,
NORTE DEL CAMPO LAGUNILLAS TIERRA, YACIMIENTO LAGUNA
SUPERIOR CAMPO.***

Tutor Académico: Prof. Wolfgang Scherer. Briceño. Tesis. Caracas, U.C.V.

Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2007, 139p

Palabras Claves: Lagunillas, Facies, Agua, Petróleo, Sedimentología, Petrofísica.

Resumen. La explotación del Yacimiento Laguna en el Campo Lagunillas Tierra, se inició en 1930, desde que se expandió la perforación de pozos hacia el Norte de este campo se comenzó a ver la presencia de agua de origen meteórico, en esta zona, lo cual ha sido un factor importante a la hora de perforar pozos nuevos en el Norte del Campo Lagunillas. Debido a que el movimiento del agua pareciera no respetar las características estructurales del área. En el siguiente estudio se pudo determinar que el factor que tiene mayor influencia en la distribución de fluidos en esta área es la morfología de los cuerpos de arena y las propiedades de roca asociadas. Utilizando información de núcleo, registros de pozos y sísmica se generó un modelo sedimentológico y estratigráfico de alta resolución. El Miembro Bachaquero fue dividido en cinco unidades estratigráficas las cuatro primeras unidades se caracterizan por haberse desarrollado en ambientes continentales con depósitos de canales fluviales, llanura de inundación, lagos y abanicos de rotura. La quinta unidad se propone como formada por depósitos de llanura deltaica alta, identificándose al Miembro Bachaquero como parte de un evento transgresivo durante el Mioceno Tardío. En la descripción de 552 pies de núcleo de este yacimiento se lograron identificar, 3 facies arenosas, 1 facies arcillosa, 1 facies conglomerática y 2 facies heterolíticas. Integrando a este modelo los resultados de la evaluación petrofísica realizada a 71 pozos del área de estudio, se generaron mapas de isopropiedades ajustadas al modelo de facies y a datos de producción, para definir así cuales eran las vías preferenciales de invasión del agua. En cuanto a la dirección de avance del agua, se pudo concluir que el frente de agua que esta invadiendo el yacimiento, proviene principalmente del norte y avanza hacia el sur a medida que transcurre el tiempo y se recupera petróleo, inundando al yacimiento de manera irregular a través de los cuerpos arenosos que presentan mejores propiedades (porosidad-permeabilidad), que dentro del área de estudio corresponden a los depósitos de canales fluviales de las unidades estratigráficas I, II y III.

TABLA DE CONTENIDO

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
TABLA DE CONTENIDO	vii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xiv
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	
1. Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Objetivo de la investigación	1
1.2.1 Objetivo general	1
1.2.2 Objetivos específicos	2
1.3 Justificación del problema	2
1.4 Metodología	3
1.4.1 Ubicación del área de estudio	4
1.5 Trabajos previos	6
CAPITULO II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	
2 Marco geológico regional	9
2.1 Marco estructural regional	11
2.2 Marco estratigráfico regional	13
2.2.1 Período Mioceno-Pleistoceno Medio	13
2.2.2 Descripción de las formaciones	16

CAPÍTULO III MARCO TEÓRICO

3	Marco teórico	22
3.1	Modelo estratigráfico actual (Goddard, 1985)	22
3.2	Acomodación/Suministro (A/S) metodología propuesta por Ramón y Cross (1997)	28
3.2.1	Principios estratigráficos	28
3.3	Discusión	38
3.4	Modelo petrofísico	39
3.4.1	Propiedades físicas de las rocas	40
3.4.2	Análisis de núcleos	44
3.4.3	Perfiles de pozos	46
3.4.4	Evaluación de formaciones de rocas clásticas	50

CAPÍTULO IV GEOLOGÍA LOCAL

4	Geología local	61
4.1	Geología estructural local	63
4.2	Estratigrafía local	70
4.3	Caracterización sedimentológica	74
4.3.1	Facies sedimentarias	74
4.3.2	Ambientes de sedimentación	81
4.3.3	Asociaciones de facies	86
4.3.4	Distribución de propiedades petrofísicas para el área de estudio	95
4.4	Relaciones entre las propiedades petrofísicas y las facies sedimentarias	97
4.4.1	Facies Sh:	98
4.4.2	Facies Sp:	99
4.4.3	Facies Gcm:	101
4.4.4	Facies Sr:	103
4.4.5	Resultados	103

CAPÍTULO V RESULTADOS

5	Resultados	108
5.1	Distribución de propiedades petrofísicas, porosidad (ϕ), permeabilidad (K) y Arena Neta (ant)	108
5.1.1	Mapas de isopropiedades para la unidad I	109
5.1.2	Mapas de isopropiedades para la unidad II	112
5.1.3	Mapas de isopropiedades para la unidad III	116
5.1.4	Mapas de isopropiedades para la unidad IV	119
5.1.5	Mapas de isopropiedades para la unidad V	122
5.2	Distribución de fluidos (agua-petróleo sw)	125
5.2.1	Mapa de saturación de agua (Sw) para la Unidad I	128
5.2.2	Mapa de saturación de agua (Sw) para la Unidad II	129
5.2.3	Mapa de saturación de agua (Sw) para la Unidad III	130
5.2.4	Mapa de saturación de agua (Sw) para la Unidad IV	131

5.2.5	Mapa de saturación de agua (Sw) para la Unidad V	132
5.3	Mapas de producción acumulada de agua	133
5.4	Discusión de resultados	138
5.4.1	Unidad estratigráfica I	138
5.4.2	Unidad estratigráfica II	139
5.4.3	Unidad estratigráfica III	140
5.4.4	Unidad estratigráfica IV	142
5.4.5	Unidad estratigráfica V	143
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		146
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		148
ANEXOS		

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación del Campo Lagunillas	4
Figura 1.2. Columna estratigráfica del Campo Lagunillas	5
Figura 1.3. Ubicación del área de estudio	6
Figura 2.1 Evolución Geotectónica de las supersecuencias de Venezuela A-F	10
Figura 2.2 Mapa de ubicación del sistema regional de fallas en la Cuenca de maracaibo	11
Figura 2.3 Mapa Estructural del Campo Lagunillas con la interpretación de una línea sísmica 2D	13
Figura 2.4 Carta estratigráfica	13
Figura 2.5 Paleogeografía de la secuencia depositacional Mioceno medio–Pleistoceno, asociada a la orogénesis Andina	15
Figura 2.6 Correlación entre Unidades y Secuencias Estratigráficas en la Cuenca de Maracaibo	16
Figura 3.1 Columna Estratigráfica Campo Lagunillas	23
Figura 3.2 Nomenclatura estratigráfica Campo Lagunillas	25
Figura 3.3 Registro del intervalo del núcleo LS-3803 (W-6)	26
Figura 3.4 Croquis Generalizado de la invasión de agua a los yacimientos de la Formación Lagunillas	27
Figura 3.4 Tipos de ambientes asociados a cambios en el Nivel-Base	30
Figura 3.5 Geometría de los ciclos estratigráficos, asociada a cambios en el Nivel-Base	31
Figura 3.6 Sucesiones verticales de facies	32
Figura 3.7 Hemiciclos de caída y subida de Nivel-Base	33
Figura 3.8 Atributos sedimentológicos y estratigráficos utilizados para identificar ciclos estratigráficos y sus simetrías	35
Figura 3.9 Permeabilidad de los fluidos.	43
Figura 3.10 Ubicación del Pozo LS 5169	45
Figura 3.11 Densidad de la Formación. Tomado de Bracho 1999	49

Figura 3.12 Relación entre Index Radioactivity (Ish) y el Volumen de Arcilla (Vsh)	54
Figura 3.13 Factor de Resistividad de Formación vs. Porosidad.	57
Figura 4.1. Columna estratigráfica Yacimiento Laguna	62
Figura 4.2 Mapa Estructural del Tope de Bachaquero para el Área de Estudio	63
Figura 4.3. Ubicación de las líneas sísmicas	65
Figura 4.4 SECCION LBV-95C-14	66
Figura 4.5 SECCION LBV-95C-16	67
Figura 4.6 Sección Estructural ALE 1	68
Figura 4.7 Sección Estructural ALE 3	69
Figura 4.8 .Registro Pozo LS 4245	71
Figura 4.9: Esquema de los ciclos de cambios de la relación A/S encontrados en el núcleo LS 5169	73
Figura 4.10: Facies Sh	78
Figura 4.11: Facies Sp	78
Figura 4.12: Facies Sr	79
Figura 4.13: Facies Gcm	79
Figura 4.14: Facies Gcm	80
Figura 4.15: Facies Fl	80
Figura 4.16: Facies C	81
Figura 4.17 Evidencia fósil, que ayuda a determinar el ambiente de sedimentación	82
Figura 4.18 Ambientes de sedimentación interpretados	83
Figura 4.19 Parasecuencias observadas en núcleo y registros	83
Figura 4.20 Perfil del pozo LS 5169	85
Figura 4.21 Modelo teórico de un canal distributivo	87
Figura 4.22 Modelo teórico de un río meándrico	87
Figura 4.23. Esquema de las litofacies correspondientes a un ambiente de canales entrelazados	88
Figura 4.24. Mapa de Facies de la Unidad I	90

Figura 4.25 Mapa de Facies de la Unidad II	91
Figura 4.26 Mapa de Facies de la Unidad III	92
Figura 4.27 Mapa de Facies de la Unidad IV	93
Figura 4.28 Mapa de Facies de la Unidad V	94
Figura 4.29. Mapa de ubicación de pozos evaluados petrofísicamente	97
Figura 4.30 Histograma de frecuencias de Porosidad para la Facies Sh	98
Figura 4.31 Histograma de frecuencias de permeabilidad para la facies Sh	99
Figura 4.32 Histograma de distribución de frecuencias de Porosidad para facies Sp	100
Figura 4.33 Histograma de frecuencia de Permeabilidad para la facies Sp	100
Figura 4.34 Histograma de distribución de frecuencia de Porosidad para la Facies Gcm	102
Figura 4.35 Histograma de distribución de frecuencias de Permeabilidad para la facies Gcm	103
Figura 4.36 Moda de permeabilidad por facies	104
Figura 4.37 Permeabilidad vs. Porosidad por Facies	105
Figura 4.38 Permeabilidad vs. Porosidad, a partir de la evaluación petrofísica	106
Figura 4.39 Tipos de secuencias en ríos entrelazados	107
Figura 4.40 Ejemplo de canales entrelazados	107
Figura 5.1. Mapa de ANT (Unidad I)	110
Figura 5.2. Mapa de Porosidad (Unidad I)	111
Figura 5.3. Mapa de Permeabilidad (Unidad I)	112
Figura 5.4. Mapa de ANT (Unidad II)	113
Figura 5.5. Mapa de Porosidad (Unidad II)	114
Figura 5.6. Mapa de Permeabilidad (Unidad II)	115
Figura 5.7. Mapa de ANT (Unidad III)	117
Figura 5.8. Mapa de Porosidad (Unidad III)	118
Figura 5.9. Mapa de Permeabilidad (Unidad III)	119
Figura 5.10. Mapa de ANT (Unidad IV)	120
Figura 5.11. Mapa de Porosidad (Unidad IV)	121

Figura 5.12. Mapa de Permeabilidad (Unidad IV)	122
Figura 5.13. Mapa de ANT (Unidad V)	122
Figura 5.14. Mapa de Porosidad (Unidad V)	124
Figura 5.14. Mapa de Porosidad (Unidad V)	125
Figura 5.16. Evaluación Petrofísica Pozo LS 4859	127
Figura 5.17. Mapa de Saturación de Agua (Unidad I)	128
Figura 5.18. Mapa de Saturación de Agua (Unidad II)	129
Figura 5.19. Mapa de Saturación de Agua (Unidad III)	130
Figura 5.20. Mapa de Saturación de Agua (Unidad IV)	131
Figura 5.21. Mapa de Saturación de Agua (Unidad V)	132
Figura 5.22. Mapa de Agua Acumulada, Enero 1980	134
Figura 5.23. Mapa de Agua Acumulada, Enero 1990	135
Figura 5.24. Mapa de Agua Acumulada, Enero 2000	136
Figura 5.25. Mapa de Agua Acumulada, Agosto 2006	137
Figura 5.26. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad I	139
Figura 5.27. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad II	140
Figura 5.28. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad III	141
Figura 5.29. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad IV	143
Figura 5.30. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad V	144

LISTA DE TABLAS

TABLA 1.1 Trabajos previos	6
TABLA 3.1. Modelo de Análisis Convencionales de Núcleos.	46
TABLA 3.2. Densidades conocidas para diferentes formaciones	49
TABLA 3.3. Diferentes litologías con su respectivo valor de exponente de cementación.	56
TABLA 4.1 Clasificación de Facies de Miall (1996)	75
TABLA 4.2. Valores de R_w a partir de análisis de agua de formación	96
TABLA 4.3 Resumen de Parámetros Estadísticos para la Facies Sh	98
TABLA 4.4 Parámetros estadísticos para la Facies Sp	99
TABLA 4.5: Parámetros Estadísticos para la facies Gcm	101

CAPITULO I
INTRODUCCION

1. INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el norte del Campo Lagunillas existe una gran incertidumbre en la ubicación areal y vertical del contacto agua/petróleo lo que trae como consecuencia un alto riesgo al proponer nuevas localizaciones para la perforación de pozos verticales y horizontales así como para implantar esquemas de recuperación secundaria (inyección continua de vapor). Los resultados obtenidos del presente estudio permitirán optimizar la fase de explotación del crudo presente en las áreas y lentes ubicados en el Yacimiento Laguna Superior Campo, a través de la determinación de la posición del contacto agua-petróleo y la predicción de su movimiento en un futuro, utilizando un modelo sedimentológico y estratigráfico de alta resolución como herramienta que permita delimitar la distribución de los cuerpos de arena y de fluidos.

La estructura del Campo Lagunillas es un homoclinal de buzamiento de 3 a 5° en dirección SO; este homoclinal es atravesado por una falla normal de salto entre 50 y 30' de rumbo SE – NO conocida como Falla Lagunillas (Rojas, 2000). Dice Goddard (1985) que el homoclinal Lagunillas está cortado por numerosas fallas que bordean el Lago y por otra falla que corta el centro del Campo desde el NO hasta el SE. Dichas fallas son de singular importancia en el área porque son las vías de migración por las cuales se esparcen los fluidos a través del Campo. Un segundo factor crítico, es la distribución entrelazada de las arenas que están comunicadas entre sí y el pobre efecto sellante de las numerosas capas delgadas arcillosas.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

El contacto agua-petróleo en esta zona es irregular y varía en profundidad dependiendo del lente del yacimiento que se considere. Goddard (1985) afirma que la migración de los fluidos es a través de las fallas costaneras y la Falla Lagunillas desde el norte hasta el sur del Campo y que existe evidencia que las aguas producidas de los yacimientos miocenos del Campo Lagunillas son mayormente meteóricas. El

objetivo general de este trabajo es caracterizar los contactos entre fluidos en la zona norte del Yacimiento Laguna Superior Campo y la predicción de su movimiento en un futuro, con el fin de optimizar la fase de explotación del crudo presente en las áreas y lentes ubicados en el Yacimiento Laguna Superior Campo,

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Delimitar la distribución de los cuerpos de arena al norte del Yacimiento Laguna Superior Campo, basándose en un modelo sedimentológico – estratigráfico de alta resolución
2. Definir la ubicación actual del contacto agua-petróleo en los diferentes lentes del Yacimiento Laguna Superior Campo.
3. Identificar las zonas de recarga, y los canales de transporte de agua hacia el yacimiento.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Factores como la alta tasa de producción de agua en el norte del Yacimiento Laguna Superior Campo, la pobre predicción del resultado de los pozos de desarrollo en el área de estudio, la irregularidad del contacto agua-petróleo, y la necesidad de búsqueda de localizaciones en áreas poco desarrolladas de este yacimiento hacen necesaria la ubicación precisa de la distribución de fluidos areal y verticalmente en la porción norte del yacimiento en cuestión.

Los resultados obtenidos del presente estudio permitirán optimizar la fase de explotación del crudo presente en las áreas y lentes ubicados en el Yacimiento Laguna Superior Campo, a través de la determinación de la posición actual del contacto agua-petróleo

1.4 METODOLOGÍA

- Recolección de la información :
Estudios Previos, Registros de Pozos, Núcleos, Sísmica, Mapas Geológicos, Modelo Estructural del área, información de producción existente en el área de estudio.
- Descripción sedimentológica detallada del núcleo LS 5169 (552´):
 - Descripción macroscópica tomando en cuenta, litología, estructuras sedimentarias y contenido fósil.
 - Identificación de facies sedimentarias.
 - Identificación de unidades sedimentarias
 - Reconocer asociaciones de facies.
 - Identificar ambientes y subambientes de sedimentación.
- Elaboración de hoja sedimentológica, donde se expresen las diferentes facies existentes y los espesores.
- Calibración en profundidad de núcleo/perfil, para el núcleo: LS 5169 (552´), (Core Gamma, Gr) a escala 1:200. La calibración entre las unidades sedimentarias y su respuesta en los registros permite la extrapolación de la información del núcleo a toda el área de interés.
- Interpretación estructural y estratigráfica de 12 Km. de líneas sísmicas y su calibración con la información de registros de pozos. El análisis de las líneas sísmicas se realizó en la aplicación SEISWORKS, perteneciente a la suite OPENWORKS de SUN
- Evaluación petrofísica de 71 pozos distribuidos uniformemente en el área de estudio, utilizando el programa *Interactive Petrophysics* de Schlumberger , los resultados de esta evaluación se utilizaron para generar los mapas de Isopropiedades
- Caracterización petrofísica de las facies y unidades sedimentarias Correlacionando las propiedades petrofísicas sacadas de los tapones de núcleo con las facies sedimentarias descritas.

- Establecer los paleoambientes de sedimentación a través del análisis sedimentológico y el análisis de facies.
- Elaboración de una red de secciones estratigráficas. Ubicando posibles superficies de correlación en el núcleo y extrapolándolas al resto de los pozos basándose en la metodología de Estratigrafía Secuencial y trabajando en conjunto con la interpretación sísmica. Para realizar las correlaciones se trabajó con las aplicaciones: STRATWORKS y CORRELATION de la suite OPENWORKS de SUN
- Establecimiento de la geometría y orientación de los cuerpos sedimentarios que conforman el yacimiento Para elaborar los mapas de ambientes sedimentarios se trabajó a partir de los perfiles de los pozos presentes en el área, en dichos perfiles se determinaron los espesores de los paquetes de arena, previamente interpretados a través del análisis de las curvas de Gamma Ray, Resistividad, Sp, etc., una vez determinada la litología presente de acuerdo al comportamiento del registro observado, se tomaron los mayores espesores de los paquetes de arena para cada unidad, dichos valores se llevaron a un mapa base del área de estudio con la ubicación de los pozos, en los cuales se trazaron contornos que delimitaran las áreas con arenas más potentes lo que permitió delimitar los probables canales fluviales y las llanuras de inundación para cada una de las cinco unidades.
- Generación del modelo sedimentológico (Distribución de facies, Mapas ANT y tendencias de sedimentación). Los mapas de ANT se generaron utilizando la aplicación ZMAP, de la suite OPENWORKS.
- Distribución de propiedades petrofísicas y de fluidos (\emptyset , K, Sw.) controlados por distribución de Facies Sedimentarias. Los mapas de isopropiedades se generaron utilizando la aplicación ZMAP, de la suite OPENWORKS. Posteriormente se generaron mapas comparativos entre las propiedades petrofísicas y los ambientes sedimentarios, dichos mapas se elaboraron en Autocad.

1.4.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El estudio se desarrolla al norte del Campo Lagunillas (Figura 1.1), Yacimiento Laguna Superior Campo, el cual está compuesto por los miembros Ojeda, Laguna y Bachaquero de la Formación Lagunillas (Figura 1.2), de edad Mioceno Tardío, en un área de 17.1 Km², que comprende los bloques: R6, R7, R8, S7, S8, T7, T8, U7, U8, V7, V8, (Figura 1.3).

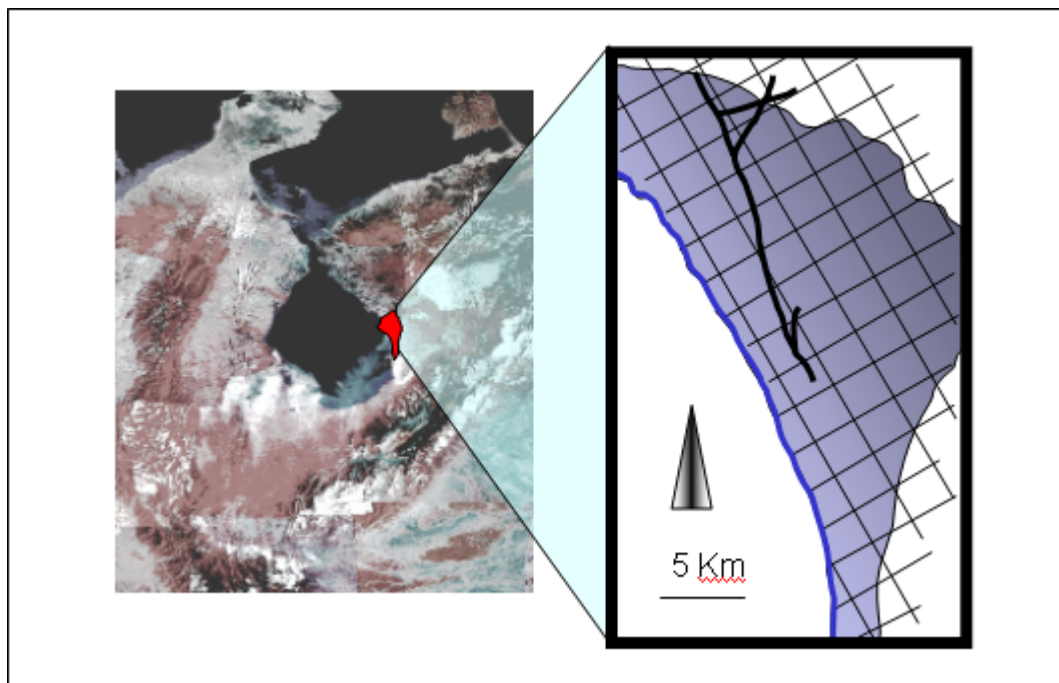


Figura 1.1. Ubicación del Campo Lagunillas.
Cortesía UE- Tierra Este Pesado, PDVSA-Occidente

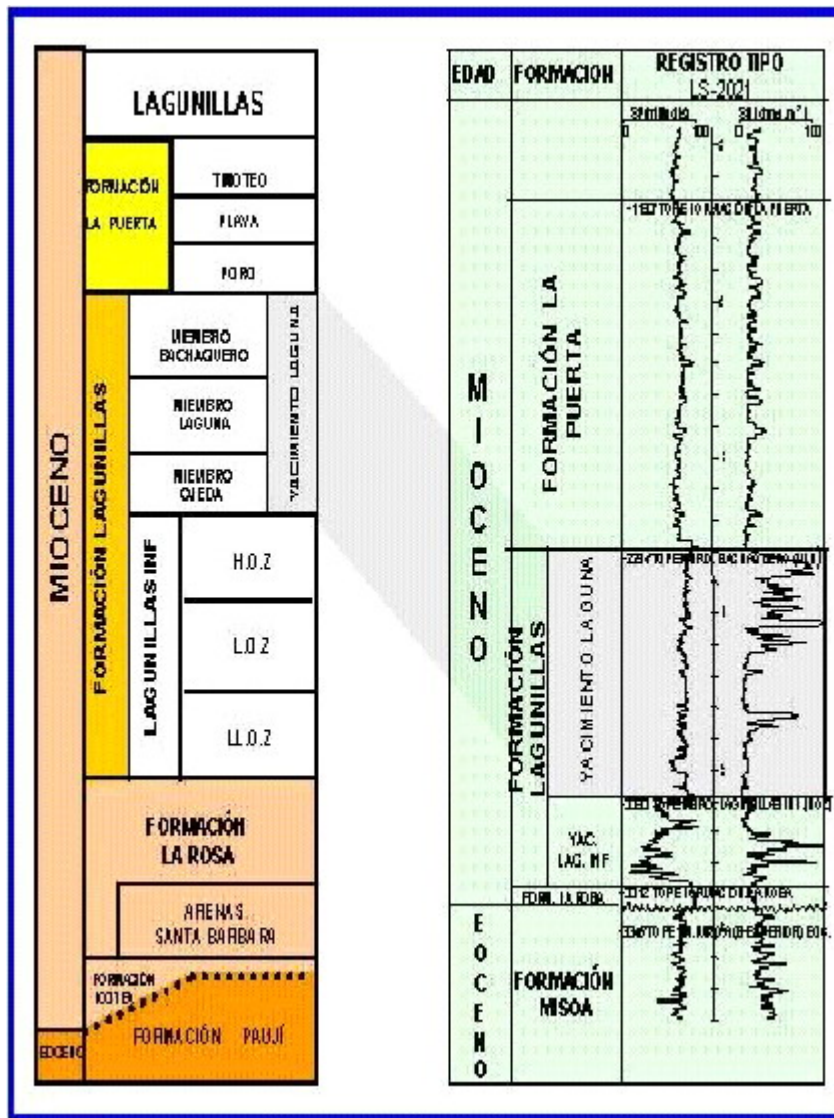


Figura 1.2. Columna estratigráfica del Campo Lagunillas.

Cortesía UE- Tierra Este Pesado, PDVSA-Occidente

El Campo Lagunillas está ubicado en la parte central de la Unidad de Explotación Tierra Este Pesado y al este del Lago de Maracaibo, con un área total de 163 Km². Fue descubierto en el año 1925, pero fue a inicio del año 1930 cuando comienza su explotación comercial con el pozo LS-001 ubicado al oeste del campo. El campo Lagunillas colinda al oeste con la unidad Explotación Lagunillas Lago (UE LL), al norte con el Campo Tía Juana Tierra y al sur con Bachaquero Tierra (UE TEP). El

Campo produce petróleo principalmente de los yacimientos Lagunillas Inferior y Laguna Superior Campo

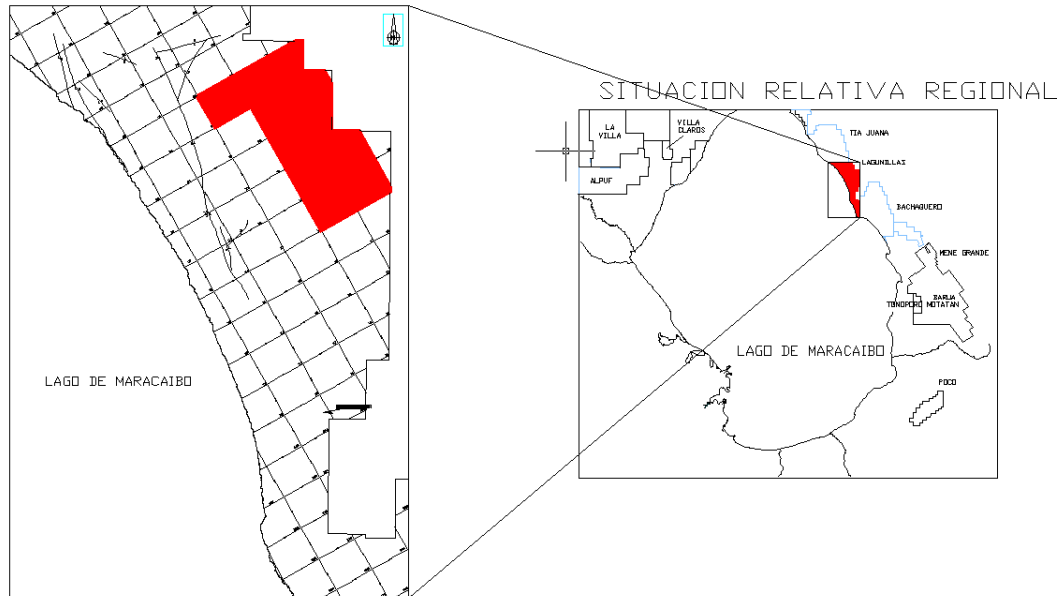


Figura 1.3. Ubicación del área de estudio

1.5 TRABAJOS PREVIOS

A continuación se presenta una tabla con un resumen de los trabajos previos realizados en el Campo Lagunillas.

Tabla 1.1 Trabajos previos.

AUTOR	AÑO	TÍTULO
DUFOUR, J.	1929	Geological considerations in the shore Lagunillas Field. Divide la secuencia Miocena en Serie La Rosa y Serie Terciario Joven, basándose en los foraminíferos y la litología de algunos pozos. Describe la deposición rítmica de los sedimentos,

lo cual él explica como consecuencia de los movimientos tectónicos que interrumpen la transgresión de una sedimentación de aguas marinas someras. Este autor atribuye la acumulación de hidrocarburos en las arenas superiores, a las condiciones litológicas y estructurales prevalecientes.

**DICKENSON,
D.**

1936 Report on the Lagunillas Field

Este trabajo contiene descripciones detalladas de los horizontes productores por nivel, la relación entre el fallamiento y la acumulación de hidrocarburos y agua y la historia geológica desde el Eoceno hasta la edad Cuaternario. La mayor parte de este trabajo lo dedica el autor a explicar los pormenores del avance de las aguas dentro del yacimiento.

RENDALL, S.D.

**1958 The fresh water of the ULH in the North
Lagunillas and Tía Juana Areas.**

Realiza un estudio hidrológico sobre el acuífero del ULH, describe las características de recarga y producción de agua meteórica. Esto es lógico ya que este intervalo de la Formación Lagunillas aflora en la superficie hacia el NE del Campo Lagunillas. Es posible que el acuífero ULH sea quizás la mayor fuente de agua en el área.

SOTO, C.

**1976 Evolución de la nomenclatura del Post-
Eoceno en los campos Tía Juana,
Lagunillas y Bachaquero de la Costa
Bolívar**

En este trabajo el autor aclaró algunos conceptos

sobre la estratigrafía en el área y desde entonces la mayoría de los trabajos geológicos en el Campo Lagunillas estaban relacionados con los proyectos de inyección continua de vapor

BOCKMUELEN
et al.

1983 Geology and geochemistry of crude oils, Bolivar Coast Fields, Venezuela

Estos autores pudieron clasificar las aguas, que fueron producidas con el petróleo, en cinco clases con un rango entre agua meteórica y agua connata. Las aguas de los sedimentos Miocenos incluyendo el intervalo La Rosa y Lagunillas Inferior son de tipo A, lo cual los caracteriza como meteóricas

GODDARD

(1985) Campo Lagunillas: Revisión geológica de los yacimientos Miocenos

Realiza una revisión geológica de los yacimientos Miocenos con el propósito de entender el problema del avance de acuíferos en el norte e igualmente la invasión de las aguas en el sur dentro de las Formaciones Lagunillas, La Rosa e Icotea, concluye que ha habido muy pocos cambios en la nomenclatura estratigráfica desde 1928, en cuanto al problema de la invasión de agua afirma que la migración de los fluidos es a través de las fallas costaneras y la Falla Lagunillas desde el norte hasta el sur del Campo

CAPITULO II
MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

El Yacimiento Laguna se encuentra ubicado en los miembros Bachaquero, Laguna y Ojeda de la Formación Lagunillas de edad Mioceno Medio, y pertenece a la Cuenca de Maracaibo. Estructuralmente se encuentra enmarcado en un homoclinal que buza de 3 a 5 grados en dirección SO-NE.

Según Parnaud *et al.* (1995), para las cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure, seis supersecuencias, limitadas por discordancias, evidencian la dinámica evolución de dichas cuencas en el Mesozoico-Cenozoico, de un proceso de extensión a uno de colisión (Figura 2.1). La supersecuencia A fue depositada durante un episodio de apertura de corteza del Jurásico. La supersecuencia B corresponde al margen pasivo subsiguiente, durante el Cretácico Temprano al Tardío. La supersecuencia C marca la transición a un régimen compresivo en el Cretácico Tardío y Paleoceno Temprano. La compresión es el resultado de la colisión y obducción del arco volcánico pacífico al oeste con la placa sudamericana. La supersecuencia D pone de manifiesto el desarrollo de la cuenca de antepaís del Paleoceno Tardío-Eoceno Medio, al frente del arco volcánico Pacífico, y el emplazamiento de las napas de Lara. Las supersecuencias E y F se atribuyen a las modificaciones en la cuenca de antepaís debidas a la colisión Eoceno Tardío--Pleistoceno del arco de Panamá. Los levantamientos de la Serranía de Perijá, del Macizo de Santander y de los Andes de Mérida separaron la cuenca de antepaís generando así las actuales cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure.

La supersecuencia B contiene la roca madre La Luna de edad Cretácico. Las formaciones Colón y Burgüita conforman los sellos principales de la supersecuencia C. Las principales unidades reservorio se ubican en la supersecuencia D, incluyendo a las formaciones Misoa y Gobernador del Eoceno. Las formaciones La Rosa y Lagunillas generan reservorios dentro de la supersecuencia F en la cual se ubica la sedimentación molásica de la Formación Betijoque.

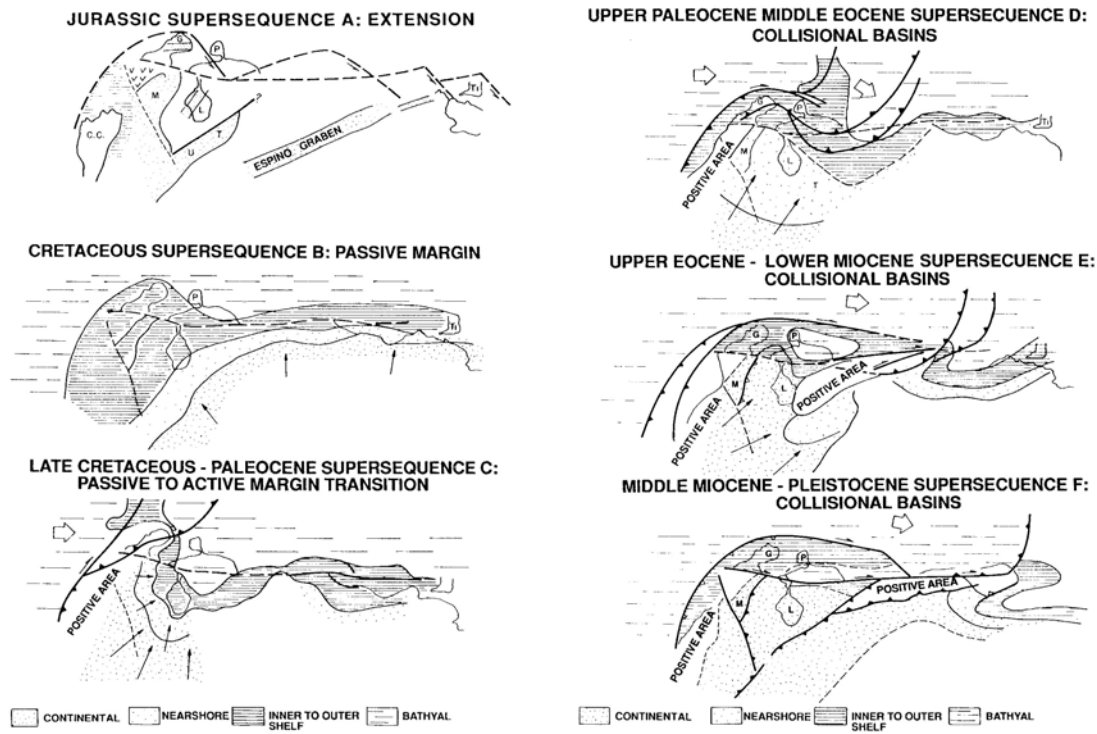


Figura 2.1 Evolución Geotectónica de las supersecuencias de Venezuela A-F. Símbolos: M, Machiques; U, Uribante; T, Trujillo; L, Lago de Maracaibo; CC, Cordillera Central; G, Guajira; P, Paraguaná; Ti, Trinidad. (Modificado de Pindell and Erikson, 1993.). Tomado de Parnaud *et al* (1995)

Afirman Parnaud *et al* (1995) que la historia geológica de las cuencas sedimentarias del Occidente de Venezuela se expresa en una jerarquía de secuencias depositacionales. A gran escala, la estratigrafía se puede dividir en sucesiones paleozoicas y mesozoicas-cenozoicas

- Supersecuencia A, resultó de un episodio de rifting jurásico.
- Supersecuencia B, corresponde a la etapa Temprana-Tardía de desarrollo de margen pasivo durante el Cretácico.
- Supersecuencia C, fue una fase transitoria de la depositación del margen pasivo, en el lapso del Cretácico Tardío al Paleoceno Temprano detrás del arco compresivo.

- Supersecuencia D, fue depositada en una cuenca de antepaís durante el Paleoceno tardío-Eoceno medio, cuando la colisión y la obducción del arco volcánico pacífico cabalgaron la placa suramericana y emplazaron las napas de Lara.
- Supersecuencias E y F se relacionaron con la fase Eoceno tardío-Pleistoceno de subsidencia de la cuenca de antepaís causada por la colisión del Arco de Panamá. El episodio de deformación fue responsable de la separación de las cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure

2.1 MARCO ESTRUCTURAL REGIONAL

La Cuenca de Maracaibo se encuentra ubicada al NO 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 NO la Sierra de Perijá, al SE la Cordillera de los Andes y al este y NE, 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 SE, todas con movimiento transcurrente los cuales tienden a generar una serie de fallas antitéticas y sintéticas (ver Figura 2.2).

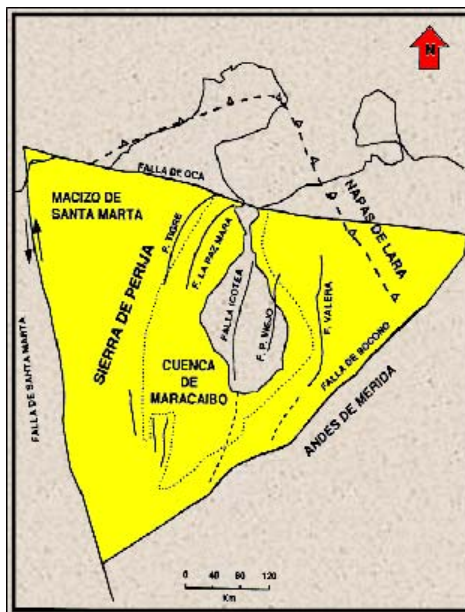


FIGURA 2.2 Mapa de ubicación del sistema regional de fallas en la Cuenca de Maracaibo. Cortesía archivo Digital U.E. Barúa-Motatan, PDVSA-Occidente

Según Rojas (2001), el Eoceno y las formaciones más antiguas están intensamente plegadas y falladas, toda la región fue erosionada a una penillanura antes del depósito del Oligo-Mioceno, con excepción del área de Pueblo Viejo, estructura activa aún durante el depósito del Mioceno.

La estructura general de los sedimentos del Mioceno es un homoclinal con buzamiento suave de 4-1° hacia el SO y plegamientos locales, el plegamiento mas importante en el Campo Lagunillas se observa hacia el este del campo donde debido al levantamiento del Alto de Pueblo Viejo los estratos en esta zona sufren un cambio de rumbo y de buzamiento en esta zona los buzamientos varían entre 20 y 30° hacia el oeste y SO. Se conocen estructuras miocenas de pequeño relieve, como los sinclinales de Cabimas y Ambrosio, y fallas que cortan el Mioceno, como la falla de Tía Juana en el Campo Tía Juana y la falla de Lagunillas en el Campo Lagunillas con saltos de no mayores de 61 m (Rojas, 2001).

Las fallas mayores se encuentran en las capas eocenas y otras más antiguas, aunque varias de estas fallas se extienden y cortan los sedimentos Oligo-Miocenos; un ejemplo es la gran falla inversa, con 304.8 m de salto vertical, en el flanco oeste del anticlinal de Pueblo Viejo. Se distinguen dos sistemas de fallas: un sistema mayor longitudinal de rumbo NE y buzamiento alto, y otro sistema transversal de dirección NO-SE. En la Figura 2.3 se observa un Mapa Estructural del Campo Lagunillas y una línea sísmica 2D respectivamente donde se puede apreciar la estructura general del Campo Lagunillas (Rojas, 2001).

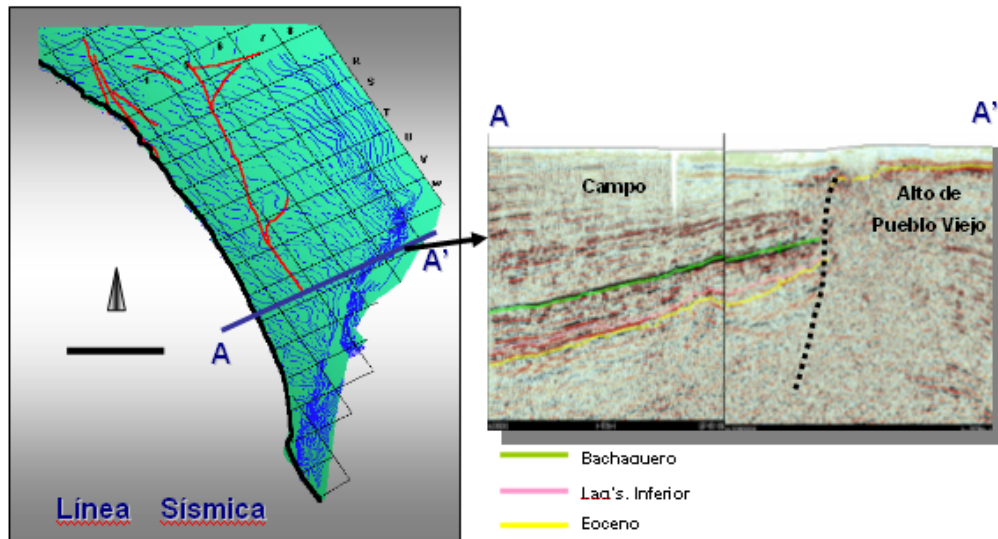


FIGURA 2.3 Mapa Estructural del Campo Lagunillas con la interpretación de una línea sísmica 2D.
Tomado de Rojas (2001)

2.2 MARCO ESTRATIGRÁFICO REGIONAL

2.2.1 *PERÍODO MIOCENO-PLEISTOCENO MEDIO*

Durante el Mioceno Medio, el tectonismo de gran escala provocó la formación del Macizo de Santander, la Serranía de Perijá, y la serranía de los Andes de Mérida. La orogénesis de los Andes de Mérida finalizó en el Plio-Pleistoceno. Estos eventos orogénicos se correlacionan con dos secuencias depositacionales, T6 y T7 (Figura 2.4) también dieron lugar al aislamiento de las cuencas de Maracaibo y de Barinas-Apure (Figura 2.5). Varias incompatibilidades angulares en las colinas de los Andes norteños y meridionales registran esta historia tectónica (Parnaud *et al*, 1995).

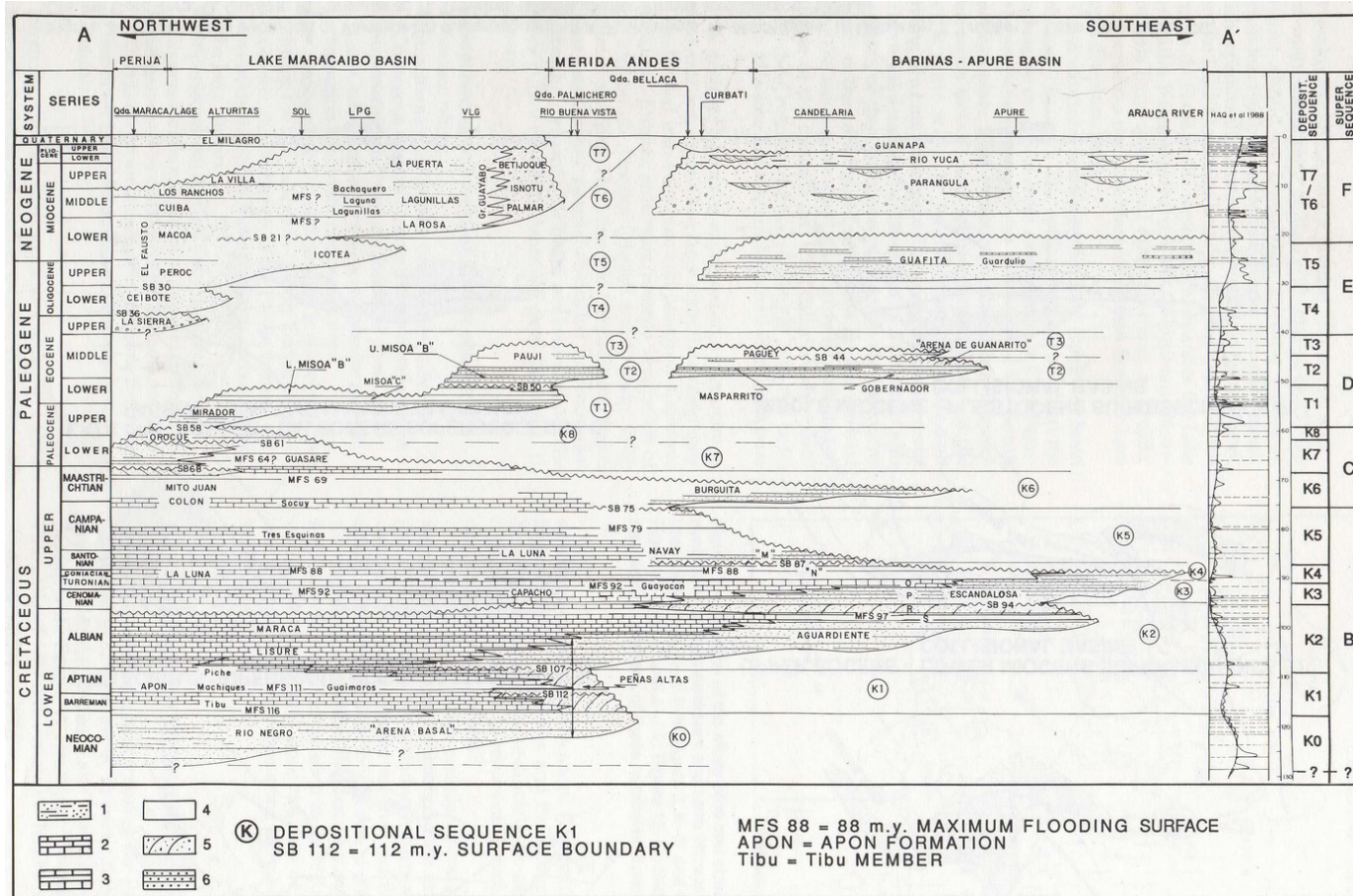


Figura 2.4 Carta estratigráfica. Leyenda: 1, areniscas continentales y lutitas; 2, carbonatos de plataforma media a interna; 3, carbonatos y lutitas de plataforma media a externa; 4, lutitas de plataforma externa a zona batial; 5, areniscas costeras; 7, pftanitas. Tomado de Parnaud *et al* (1995)

Para Parnaud *et al* (1995), el levantamiento rápido fue acompañado por la sedimentación de la molasa a lo largo del margen de la Serranía de Mérida. La sedimentación marina persistió en la cuenca de Maracaibo, pero cambió gradualmente a una paleogeografía de agua dulce mientras que el ambiente marino se retiró hacia el norte. En la cuenca de Maracaibo, una nueva fase transgresiva comenzó durante el Mioceno medio. La depositación contemporánea de las formaciones Parángula y Río Yuca ocurrió en la Cuenca Barinas-Apure (Mackenzie, 1937).

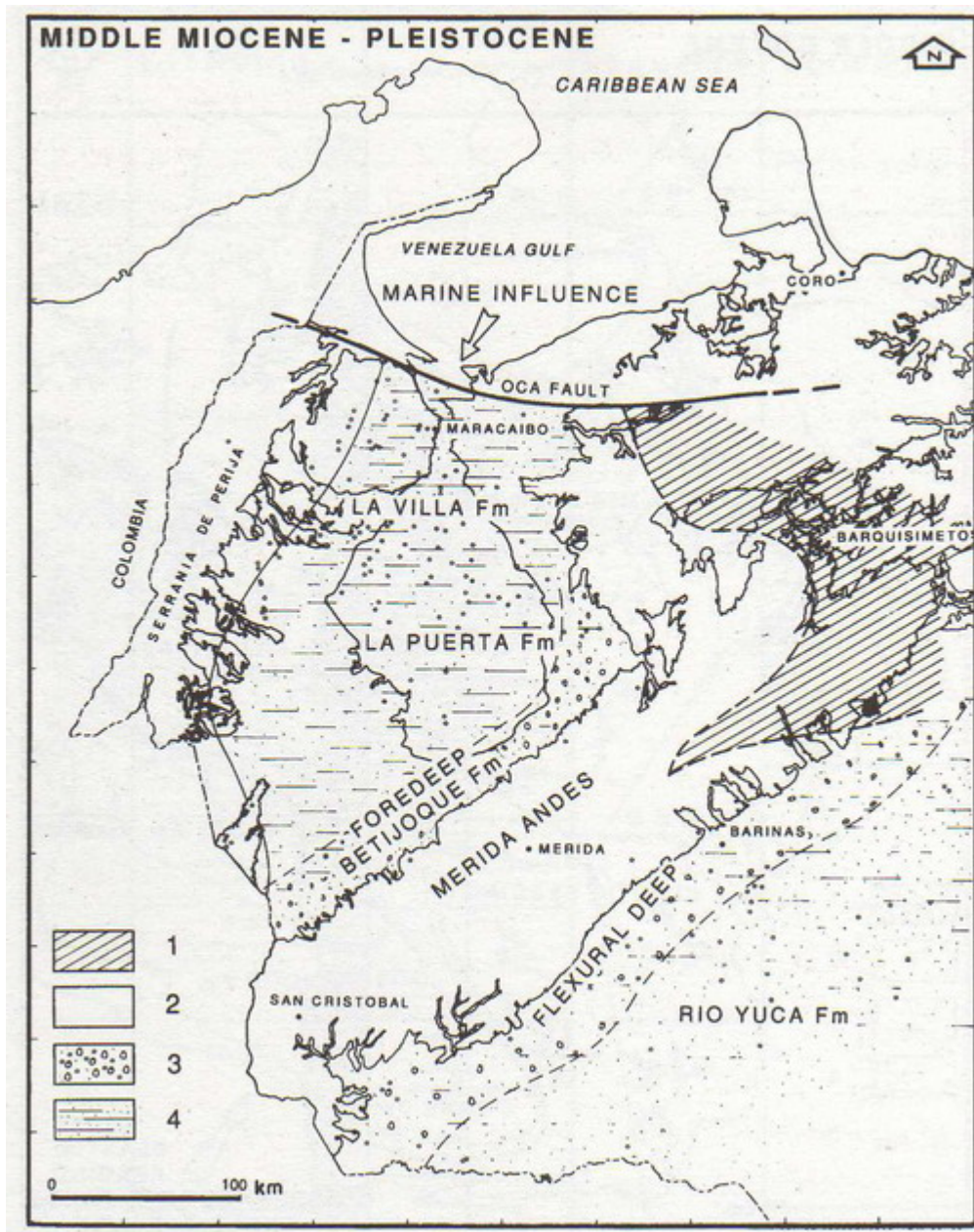


Figura 2.5 Paleogeografía de la secuencia depositacional Mioceno Medio – Pleistoceno, asociada a la orogénesis Andina. Leyenda: 1, Napas de Lara, posición actual; 2, áreas positivas; 3, depocentro molásico; 4, areniscas y lutitas de ambiente lacustrino a salobre. Tomado de Parnaud *et al* (1995)

2.2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES

A continuación se describen las formaciones miocenas de la Cuenca de Maracaibo (Figura 2.6) de importancia para éste trabajo. La información fue tomada del Código Geológico de Venezuela (<http://www.pdv.com/lexico/>).

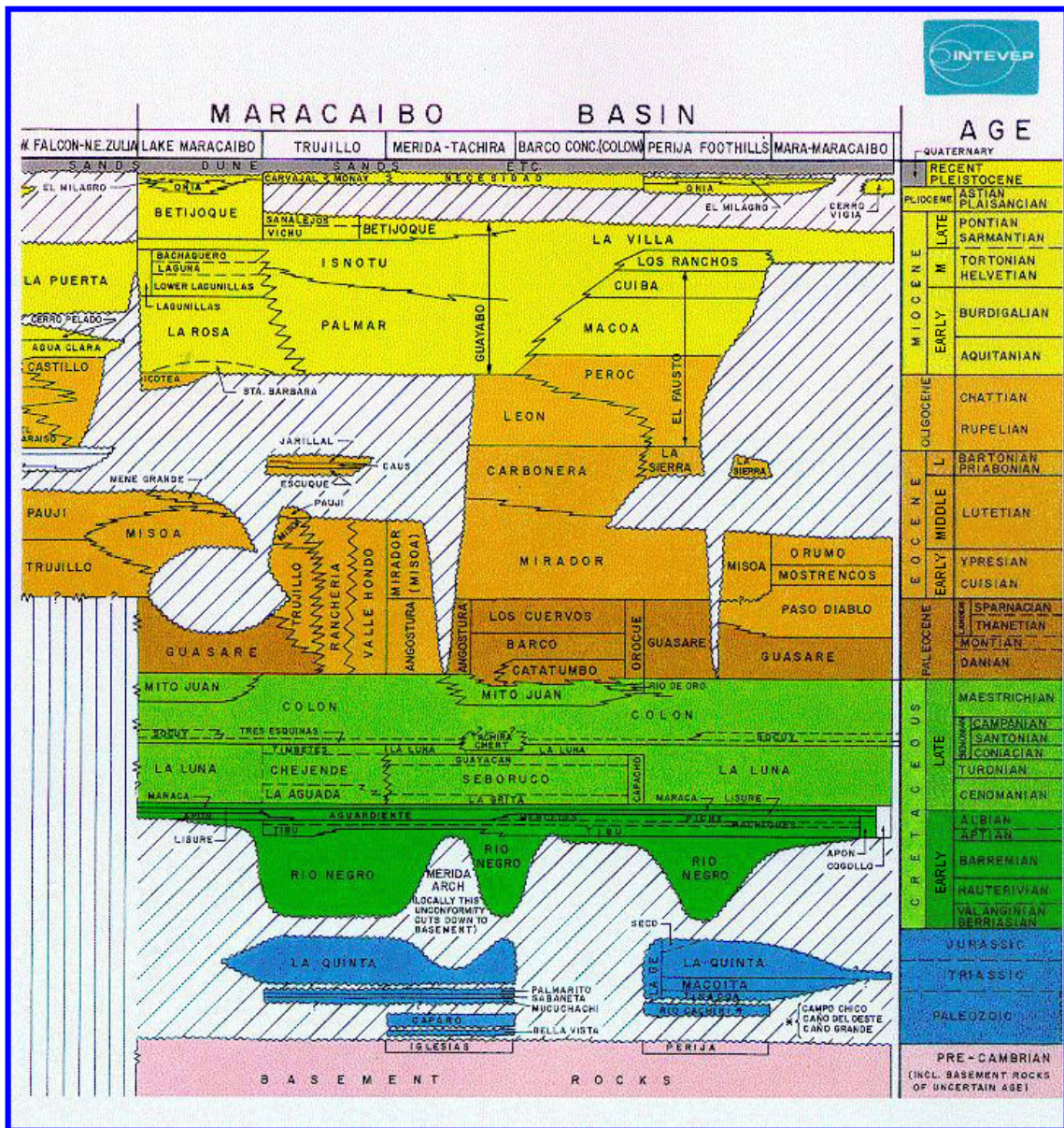


Figura 2.6 Correlación entre Unidades y Secuencias Estratigráficas en la Cuenca de Maracaibo.

Tomado del Código Geológico de Venezuela (<http://www.pdv.com/lexico/>)

2.2.2.1 Formación La Rosa

Miembro Santa Bárbara: Está formado por areniscas arcillosas poco consolidadas, grises a marrones, que localmente pueden alcanzar espesores bastante grandes, lutitas gris verdoso interlaminadas con areniscas. En el área de Cabimas, las lutitas forman un intervalo de hasta 28 m entre cuerpos de arenisca. También se encuentran lignitos y nódulos de siderita. Sutton, (1946) menciona capas delgadas de caliza dura en la parte sur del campo costanero de Bolívar.

Arena La Rosa (INFORMAL): Areniscas friables, macizas de grano fino, gris a marrón y lutitas gris verdoso con moluscos y foraminíferos.

Contactos: La Formación La Rosa yace con fuerte discordancia angular sobre la Formación Misoa, del Eoceno, o sobre la Formación Icotea, en las áreas donde ésta se depositó, en cuyo caso el contacto es paraconcordante. Hacia arriba, la formación pasa transicionalmente a la Formación Lagunillas. Hacia el oeste del lago de Maracaibo, la formación pasa lateralmente a la Formación Macoa (Young, 1956); hacia el NE del lago, La Rosa se correlaciona con la Formación Agua Clara, de la cuenca de Falcón.

Fósiles: La Formación La Rosa contiene una prolífica fauna de moluscos y foraminíferos, que permitieron a Hoffmeister (1938) subdividir la formación en las zonas de *Cadulus* y *Microdrillia*. La Zona de *Cadulus* corresponde al Miembro Santa Bárbara, y su fósil tipo es *Cadulus (Gladiliopsis) dentalinus* Guppy. El contenido de foraminíferos es muy escaso, salvo algunas especies arenáceas de aguas salobres. La Zona de *Microdrillia*, cuyo fósil tipo es *Microdrillia trina*. Mansfield, abarca el resto de la formación y ha sido subdividida, en base a su microfauna, en las subzonas de *Bolivina* sp. y *Cibicides* sp. La subzona de *Bolivina* sp., corresponde al Miembro Lutitas de La Rosa, mientras que la de *Cibicides* sp., abarca la Arena Intermedia y La Arena La Rosa.

Edad: Mioceno Temprano.

Paleoambientes: El Miembro Santa Bárbara representa la primera etapa de la invasión marina, sobre la superficie erosionada del Eoceno y/o de la Formación Icotea. Los sedimentos, y la escasa fauna de moluscos, son indicativos de aguas poco

profundas. La Lutita de La Rosa, suprayacente, corresponde a la máxima extensión de la transgresión de un mar poco profundo, que cubrió la mayor parte de la cuenca de Maracaibo. La Arena Intermedia y la Arena La Rosa, representan el proceso regresivo siguiente, y se caracterizan por depósitos de barras de desembocadura y barras de playa. Hacia el tope, los depósitos presentan mayor influencia deltáica, haciéndose similares a los del Miembro Lagunillas inferior, de la Formación Lagunillas suprayacente.

Importancia económica: Tanto el Miembro Santa Bárbara como la Arena Intermedia y la Arena La Rosa, contienen importantes yacimientos petrolíferos en el campo costanero

2.2.2.2 Formación Lagunillas

Consideraciones históricas: La referencia original fue publicada por Hedberg y Sass (1937), describiendo la formación en la parte oeste del lago de Maracaibo, y refiriéndose al trabajo de Haas y Hubman (1937) para completar los detalles sobre paleontología, ambientes sedimentarios y de más características de la formación en el distrito Bolívar, costa oriental del lago. Manger (1938) publicó una descripción detallada, con énfasis en la zona mineralógica. Hoffmeister (1938) proporcionó la zonación paleontológica. Sutton (1946) describió la formación, mencionando las arenas de Lagunillas Inferior, Laguna y Bachaquero, posteriormente, elevadas al rango de miembros por Borger y Lenert (1959). En 1959, Szenk propuso una subdivisión en cinco miembros para el área del lago central y cuatro para la costa oriental, las cuales correlacionan con las de Sutton en la forma siguiente (González de Juana, *et al.*, 1980).

Szenk (1959)		Sutton (1946)
Centro del Lago	Costa Distrito Bolívar	Costa Distrito Bolívar
Bachaquero	Bachaquero	Bachaquero

Urdaneta

Laguna

Ojeda

Marlago

Laguna

Ojeda

Marlago

Laguna

Lagunillas Inferior

Gutiérrez (1972) describió la formación en el campo de Bachaquero. Jam (1977) y D' Andrea y Soria (1977) publicaron descripciones de los miembros Lagunillas Inferior y Laguna, respectivamente, al estudiar yacimientos petrolíferos. Chacartegui (1985) realizó un análisis sedimentológico detallado de la formación en el área de Ceuta, al SE del lago. Arata *et al.*, (1985), al hacer el estudio geológico del campo de Cabimas, costa oriental del lago, describen en detalle la parte inferior de la formación (miembros Lagunillas Inferior y Ojeda). De Mena (1985) describió detalladamente el Miembro Lagunillas Inferior en el área de Ulé, campo Tía Juana, también en la costa oriental del lago.

Descripción litológica: En términos generales, la formación consiste en areniscas poco consolidadas, arcillas, lutitas y algunos lignitos.

Las características individuales de los miembros reflejan el cambio de ambiente marino somero, a deltáico y fluvial.

Miembro Lagunillas Inferior. Está compuesto por areniscas friables, de grano fino, de color variable de marrón a gris claro y a blanco, intercaladas con lutitas gris claro, gris verdoso o gris oscuro. Localmente se encuentran lignitos.

Miembro Ojeda. En la costa oriental del lago; consiste en arcillas moteadas, areniscas color gris, localmente glauconíticas y lutitas grises. En el área lago Central, se encuentran lutitas color gris a gris verdoso y gris oscuro, areniscas colores blanco, gris o marrón y lignitos. (Szenk, 1959).

Miembro Marlago. En el área lago Central consiste, en areniscas blancas, gris o marrón con lutitas gris oscuro y verdoso y lignito (Szenk, 1959)

Miembro Laguna. Consiste principalmente en lutitas grises fosilíferas (zona Litophaga, Hoffmeister, (1938); Sutton, (1946); además, areniscas color gris o marrón localmente glauconíticas, y arcillas arenosas moteadas.

Miembro Urdaneta. Compuesto principalmente por arcillas de color gris verdoso claro, verde, rojo oscuro, marrón y marrón rojizo, con capas delgadas de arena arcillosa (Szenk, 1959). Está restringido al área lago Central.

Miembro Bachaquero. Está formado por areniscas arcillosas potentes, de colores gris o marrón con arcillas gris, marrón o moteadas, lutitas gris a gris azulado y lignitos.

Extensión geográfica: Subsuelo del lago de Maracaibo. Al este del lago se presentan afloramientos restringidos.

Contactos: En la localidad tipo y en la mayor parte de la cuenca de Maracaibo, la Formación Lagunillas suprayace concordantemente a la Formación La Rosa, excepto en aquellas áreas donde, ésta no se depositó, como los Altos de Pueblo Viejo y Ceuta (Gutiérrez, 1972); Chacartegui, (1985). En dichas áreas, la formación yace directamente sobre la discordancia del Eoceno. Hacia arriba, la formación pasa transicionalmente a la Formación Isnotú. Hacia el oeste, la formación pasa a la Formación Los Ranchos.

Edad: Parte inferior del Mioceno Medio.

Correlación: La Formación Lagunillas se correlaciona al oeste del lago de Maracaibo, con las formaciones Cuiba y Los Ranchos. Al este y sur, correlaciona con la Formación Isnotú, y al NE, con las formaciones cerro Pelado y La Puerta, en la cuenca de Falcón.

Paleoambientes: La parte basal de la formación (Miembro Lagunillas Inferior), representa un complejo deltáico, progradante sobre la Formación La Rosa, y procedente del sur y SE. El Miembro Laguna corresponde a un aumento temporal de las condiciones marinas, con predominio de barras litorales. La porción superior (Miembro Bachaquero) representa un ciclo regresivo, con predominio de ambientes deltáicos y fluviales.

Importancia económica: En la costa oriental del lago, el Miembro Lagunillas Inferior contiene varios yacimientos de petróleo pesado a mediano, de considerable extensión. El Miembro Bachaquero, y en menor proporción el Miembro Laguna, también son productores.

2.2.2.3 Formación La Puerta

Descripción litológica: Sutton (1946) describió arcilitas abigarradas en colores azul, amarillo, verde y rojo; limolitas pardas y areniscas macizas, friables, de colores gris y verdoso claro. La unidad contiene intercalaciones marinas de menor espesor y no contiene lignitos. Young (1960) la subdividió en tres miembros que denominó Poro, Playa y Timoteo, en secuencia ascendente. El inferior consiste de arcillas abigarradas rojas y grises; el intermedio, de arenas grises, subgrauvacas y arcillas; el superior, de arcillas rojas.

Espesor: Sutton (1946) mencionó espesores variables entre 170 y 700 metros Young (1960) señaló un espesor de hasta 1.400 metros.

Extensión geográfica: La unidad se restringe al subsuelo en los Distritos Bolívar y Miranda, Zulia noroccidental (Sutton, 1946).

Contactos: El contacto inferior con la Formación Lagunillas se considera como concordante. Young (1960) postuló su concordancia por debajo de la Formación Onia, y Sutton (1946) la consideró como discordante por debajo de la Formación El Milagro.

Edad: Mioceno Tardío.

Correlación: Sutton (1946) correlacionó la unidad con la Formación La Villa en el Lago de Maracaibo y con la Formación Isnotú en el flanco norte de Los Andes. Se considera que, de ser posible la correlación directa entre las formaciones La Puerta e Isnotú, el término La Puerta, como formación, podría ser invalidado, para solucionar el problema de nomenclatura sinónima con el Grupo La Puerta.

CAPITULO III
MARCO TEÓRICO

3 MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se presenta el modelo estratigráfico actual que se utiliza para el Campo Lagunillas Tierra, dicho modelo divide al Miembro Bachaquero en cuatro Unidades Estratigráficas informales, estas unidades corresponden a cuatro arenas denominadas A,B,C y D de tope a base. Además se presenta la teoría propuesta por Ramón y Cross (1997) cuya metodología permite realizar correlaciones en depósitos continentales con una alta resolución en sedimentos comúnmente considerados difíciles de correlacionar, mediante el uso de registros eléctricos, núcleos y sísmica.

3.1 MODELO ESTRATIGRAFICO ACTUAL (GODDARD, 1985)

En la FIGURA 3.1 se observa la estratigrafía del subsuelo en el Campo Lagunillas Tierra propuesta por Soto (1976), la cual se ha tomada como válida hasta el presente. Desde 1929 hasta el presente la estratigrafía, basado principalmente en litología y micropaleontología, ha padecido muy pocos cambios (Figura 3.2).

EDAD	FORMACION	MIEMBRO	YACIMIENTO	LITOLOGIA	AMBIENTE DEPOSICIONAL
M I O C E N O	LA FUERTA			Arcilitas abigarradas en colores azul, amarillo, verde y rojo; limotitas pardas y areniscas macizas friables.	Fluvial/Costanero. Sedimentación de agua dulce a salobre con incursiones marinas.
		Miembro Bachaquero	"Yacimiento Laguna" ULH (Informal)	Arenas petrolíferas intercaladas con arcillas y abundantes lignitos.	Fluvio/deltaico con un sistema de canales distributarios cortando una llanura de inundación.
	Miembro Laguna				
	"Hard Bed"				
	Miembro Ojeña	Yacimiento Lagunillas	Arenas petrolíferas intercaladas con arcillas y lutitas carbonáceas abigarradas.		
Miembro Lagunillas Inf.	Inferior HOZ, LOZ, LLOZ				
N O	LA ROSA			Arcilla laminar verdosa e intercalada con cantidades variables de areniscas. Contiene abundante moluscos y foraminíferos.	Depositado en un ambiente de mar abierto somero
O L I G O C E N O	ICOTECA			Límitas y arcilitas duras y macizas de color blanco o gris claro, ocasionalmente carbonácea.	Depositado esporádicamente en pequeñas depresiones de la superficie Eocena erosionada. Forma pequeñas lagunas no mas de 50 pies profundos de profundidad.
E O C E N O	PAJUI			Una gruesa sección de lutita maciza de color gris a oscuro y fosilífera	Ambiente marino profundo, luego controlado por movimientos tectónicos y un largo período de erosión formándose la "Discordancia del Eoceno".

Figura 3.1 Tabla Estratigráfica Campo Lagunillas. Tomado de Goddard (1985)

La Formación Lagunillas, considerada como el intervalo de mayor interés por contener las mayores acumulaciones de petróleo en el Campo Lagunillas, ha sufrido algunos cambios en la nomenclatura. La parte superior de la Formación se conoce informalmente como el "Yacimiento Laguna" y la parte inferior como el "Yacimiento Lagunillas Inferior".

En la Figura 3.3 se observa una descripción del núcleo LS-3803 realizada por Rutten (1983) donde es evidente que el Yacimiento Laguna Superior Campo esta compuesto por una intercalación de arenas y arcillas muy delgadas a delgadas (de 30 a 300 cm.) (Figura 3.3). Esta cantidad relativa de arenas y arcillas cambia de un lugar a otro por

variaciones en las condiciones sedimentológicas. Los canales distributarios que cortaron las llanuras de inundación de un ambiente fluvio-deltáico varían en anchura y profundidad. Por lo tanto, durante esta depositación miocena, los cuerpos arenosos fueron entrelazándose los unos con los otros hasta tomar la forma de cuerpos arenosos continuos (Goddard, 1985).

En el Campo Lagunillas los sedimentos de la Formación Lagunillas alcanzaron más de 2500 pies (762 m) de espesor. Solamente la arena neta del yacimiento superior alcanza unos 900 pies (274.32 m) y las del yacimiento inferior, un máximo de 400 pies (121.92 m). Los espesores mayores de arena neta se encuentran en el sur del Campo cerca del Alto de Pueblo Viejo (Goddard, 1985).

EDAD	FORMACION	DUFOUR, 1929	DICKENSON, 1936	RICHARDSON, 1950	MENDEZ, 1973	SOTO, 1976
Mioceno Superior	La Puerta	Younger Zona D	Younger a. Above Tarsand	La Puerta	La Puerta	La Puerta
M	LAGUNILLAS	Tertiary Series Lagunillas Series	Tertiary Series b. Tarsand c. Alternating Sand & Shale d. Glauconite Series e. Lagunillas Series	U Tarsand P Group "Hard Bed" R	Miembro Bachaquero (ULH)	Miembro Bachaquero
I						Miembro Laguna
O						Hard Bed
C				Miembro LOZ Lagunillas Inferior LLOZ	Miembro Ojeda	
E					Miembro Lagunillas Inferior HOZ-LOZ-LLOZ	
N	La Rosa	La Rosa Series (Zona B)	La Rosa Series	La Rosa Formation	Formación La Rosa	Formación La Rosa
Oligoceno	Icotea	Micaceous Sandstone (Zona A) Series	Icotea Series	Icotea	Icotea	Icotea
Eoceno	Pauji		Pauji Series	Pauji	Pauji	Pauji

Figura 3.2 Nomenclatura estratigráfica Campo Lagunillas. Tomado de Goddard (1985)

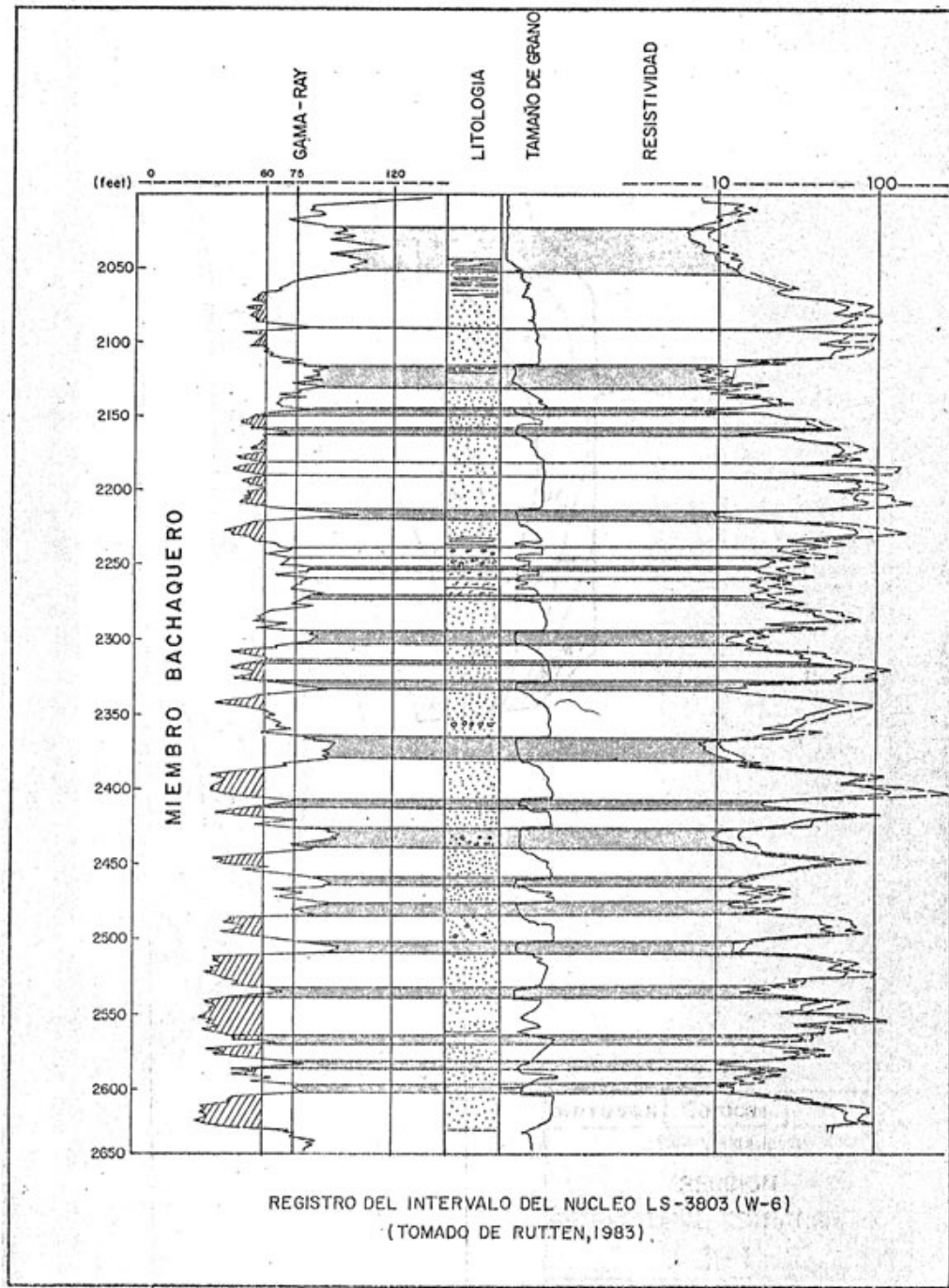


Figura 3.3 Registro del intervalo del núcleo LS-3803 (W-6) donde se evidencia que el Yacimiento Laguna Superior Campo esta compuesto por una intercalación de arenas y arcillas muy delgadas a delgadas. Tomado de Rutten (1983)

Existen pocos trabajos publicados que propongan una división interna en el Miembro Bachaquero, en el trabajo de Goddard (1985) se puede apreciar un croquis (Figura 3.4) donde se ve una línea segmentada (ver flecha) dividiendo el yacimiento, dicha línea corresponde con la superficie que divide la Unidad 3 de la 4 de base a tope. Sin embargo, dicha superficie no es mencionada en el texto de dicho trabajo. Bobberg (1994) utilizando datos, de producción y petrofísicos identifica esta dos arenas que Goddard sugiere, y las subdivide en dos sub unidades a cada una, obteniéndose entonces las cuatro “arenas” operacionales (A, B, C y D) utilizadas hoy en día por ingenieros y geólogos en el Yacimiento Laguna Superior Campo.

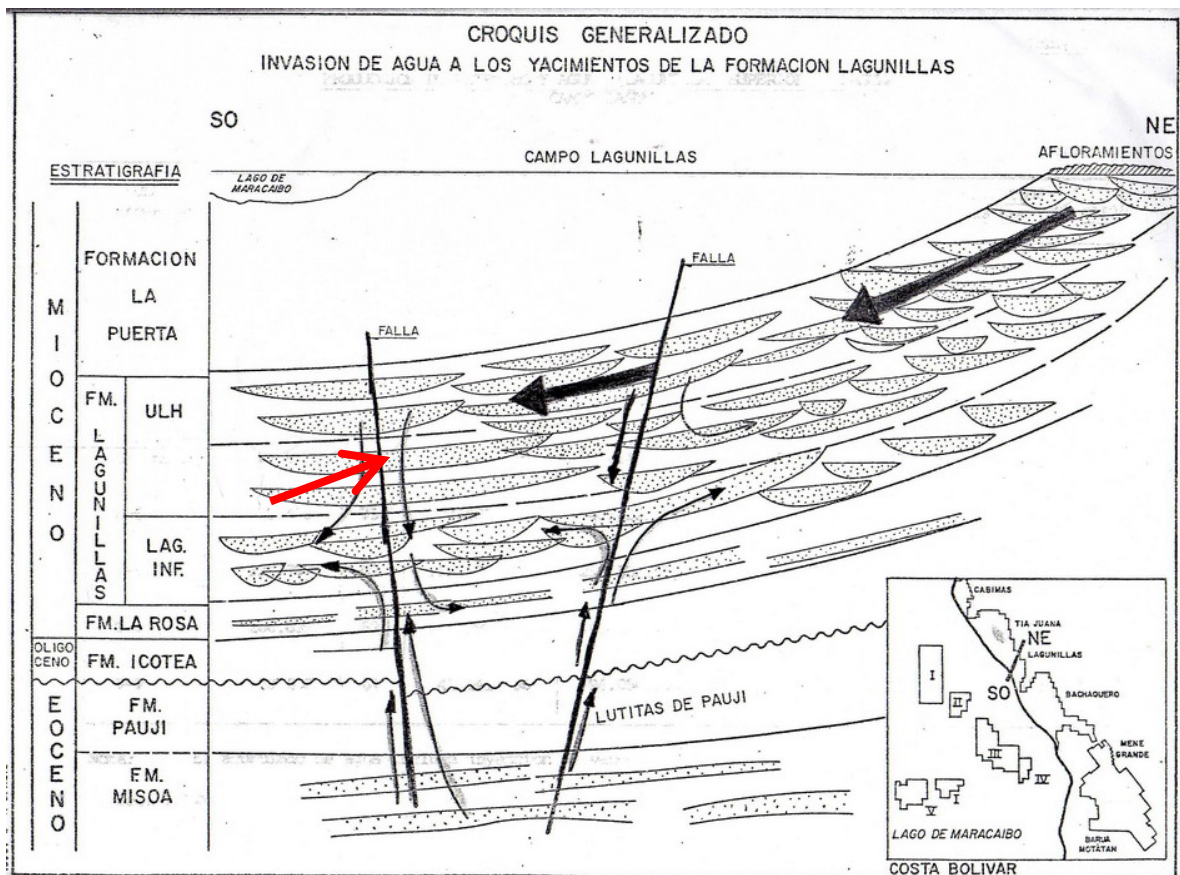


Figura 3.4 Croquis generalizado de la invasión de agua a los yacimientos de la Formación Lagunillas, la flecha roja señala una superficie que divide las arenas de la parte superior de la Formación Lagunillas,

Tomado de Goddard (1985)

3.2 ACOMODACIÓN/SUMINISTRO (A/S) METODOLOGIA PROPUESTA POR RAMON Y CROSS (1997)

Durante los últimos años se ha incrementado sustancialmente la utilización de diferentes técnicas de “estratigrafía de secuencias”. Las más conocidas fueron desarrolladas en secuencias marinas de márgenes pasivos y se basan en la correlación de superficies discordantes o sus respectivas conformidades. En este tipo de cuenca son claras las relaciones “discordantes” entre las secuencias y su aplicabilidad ha sido muy difundida. No obstante, estas técnicas tienen varias limitaciones en ambientes netamente continentales. La definición de inconformidades (superficies de erosión o de exposición subaérea) es difusa en secuencias continentales donde la naturaleza de algunos de sus depósitos esta asociada a formación de superficies erosivas (canales) y a exposición subaérea (llanuras de inundación). Esto ha llevado a que se cree un “bias” de colocar límites de secuencia en la base de cada cinturón de canales fluviales, aunque este no sea necesariamente el caso. Además, las relaciones angulares entre reflectores en sísmica (onlap, toplap, truncación erosiva), no son fácilmente aplicables dado el carácter continuo casi horizontal de los reflectores (Ramón y Cross, 1997).

Como alternativa, Ramón y Cross (1997) proponen un método para la definición de “secuencias” o unidades genéticas que tengan significado estratigráfico, esto es, que puedan ser correlacionadas en tiempo, con base en cambios unidireccionales en la relación de Acomodación/Suministro de sedimento. Esta metodología permite la definición de correlaciones de alta resolución en sedimentos comúnmente considerados difíciles de correlacionar, mediante el uso de herramientas generalmente disponibles como registros eléctricos, núcleos y sísmica.

3.2.1 PRINCIPIOS ESTRATIGRÁFICOS

Los estratos sedimentarios son el resultado de la preservación de elementos geomorfológicos (dunas, barras, canales, etc.) que se acumularon bajo diferentes condiciones de Acomodación y Suministro de sedimentos - A/S – las cuales determinan

el potencial de preservación de estos elementos. El potencial de preservación es observable en las rocas en diversas formas, tales como la diversidad y proporción de elementos originales que son preservados. Por ejemplo, si en el registro sedimentario se encuentra una duna con sus dos caras ello indicaría una muy alta preservación y si se encuentra solo la parte inferior, esto indicaría una baja preservación. Muchos son los criterios que pueden ser utilizados para definir aumento o disminución en la preservación relativa o A/S (Ramón y Cross, 1997).

Para establecer correlaciones estratigráficas de alta resolución dentro de una cuenca en estudio, es necesaria la definición de ciclos estratigráficos, los cuales son interpretados a partir de núcleos y de registros eléctricos. La filosofía general usada para este enfoque de correlación estratigráfica es la de usar ciclos de nivel base que ocurren simultáneamente a través de una cuenca. Los puntos de cambio en la tendencia del nivel base, de subida a caída o de caída a subida, dividen los ciclos en dos hem Ciclos, uno de caída y otro de subida de nivel base, respectivamente. Se asume que estos puntos de cambio ocurren simultáneamente a través de la cuenca y son la base para construir un marco de alta resolución de correlación en tiempo. Los ciclos estratigráficos reconocidos de esta manera son simultáneos y sincrónicos dentro de la resolución de los ciclos de nivel base. La identificación de estos ciclos estratigráficos y las sucesiones de varios de éstos, son la base para colocar estratos de diferentes litologías y/o de diferentes ambientes dentro de un marco de correlación en tiempo (Ramón y Cross, 1997).

Un ciclo de nivel base o un ciclo de aumento y luego disminución de la relación entre acomodación y suministro de sedimento – A/S – es evidenciado en el registro geológico por una combinación de rocas y de superficies estratigráficas de discontinuidad en todas las partes de una cuenca sedimentaria. Diversos atributos estratigráficos y sedimentológicos permiten registrar estos cambios de aumento o disminución de A/S (Ramón y Cross, 1997).

Afirman Ramón y Cross (1997) que los ciclos estratigráficos observados en núcleos y en registros eléctricos son el producto de cambios unidireccionales en el nivel base hacia máximos o hacia mínimos de A/S. A medida que el nivel de base aumenta, la acomodación se incrementa y nuevo espacio de acomodación es generado pendiente

arriba en el perfil depositacional, esto, a su vez, aumenta la capacidad total de almacenamiento de sedimentos al margen de la cuenca y en las posiciones pendiente arriba, las cuales al principio eran sitios de “bypass” de sedimentos o de erosión (Figura 3.4).

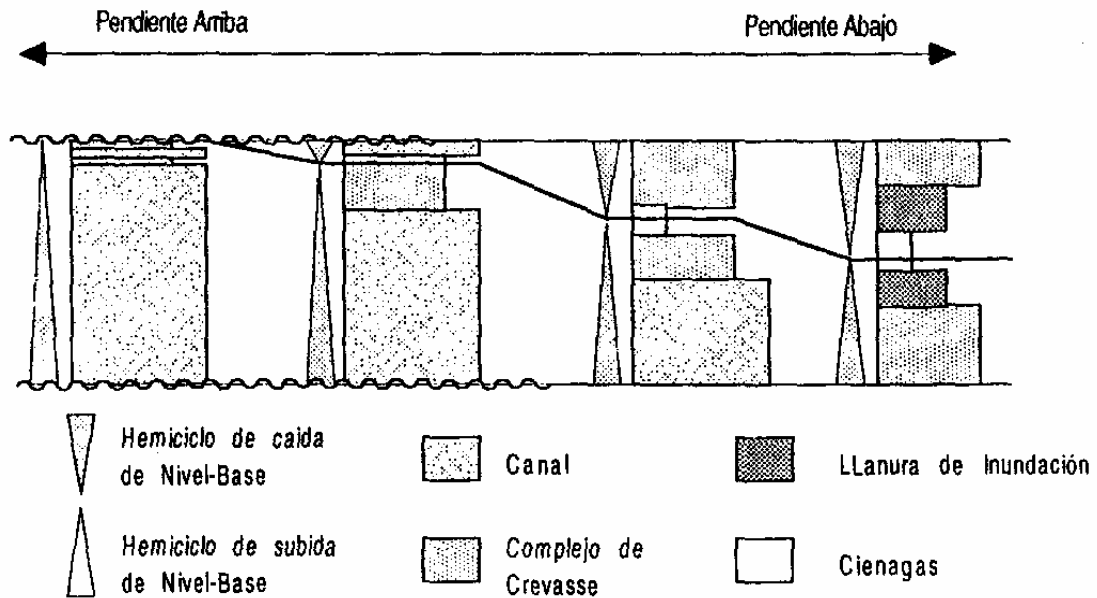


Figura 3.4 Tipos de ambientes asociados a cambios en el Nivel-Base. Tomado de Ramón y Cross (1997)

A medida que el nivel base cae, el espacio de acomodación es reducido en los bordes de cuenca debido a que el límite pendiente arriba de capacidad de almacenamiento de sedimentos se mueve pendiente abajo. De esta manera, durante los ciclos de nivel base, los sitios o posiciones de acumulación de sedimentos o los sitios geográficos en los cuales estaba ocurriendo erosión o “bypass” de sedimentos se mueven o pendiente arriba o pendiente abajo. Esta migración causa que diferentes volúmenes de sedimentos se acumulen en ambientes y posiciones geográficas distintas dentro de la cuenca durante los ciclos de subida y caída de nivel base. Los cambios geográficos en la capacidad de almacenamiento de sedimento y la partición diferencial resultante de los volúmenes de sedimento en diferentes ambientes durante los ciclos de nivel base es denominado *partición volumétrica de los sedimentos* (Ramón y Cross, 1997).

La partición volumétrica de sedimentos cambia la simetría de los ciclos estratigráficos geográfica y estratigráficamente. La simetría de los ciclos se refiere a la proporción de la preservación del hem ciclo de subida respecto al hem ciclo de caída, esto es, si un ciclo tiene mas o menos la misma proporción de caída y de subida, se dice que es simétrico; en caso contrario, si predomina la parte de caída o predomina el hem ciclo de subida de nivel base, se dice que el ciclo es asimétrico. Un ciclo estratigráfico simétrico contiene aproximadamente el mismo espesor acumulado de sedimentos tanto en la subida como durante la caída de nivel base, formando así sucesiones verticales de facies de la forma ABCDCBA donde las letras A, B, C y D hacen referencia a facies específicas. Debido a que el ciclo estratigráfico asimétrico preserva principalmente o bien la caída o la subida del nivel base, las sucesiones verticales de facies tendrán la forma ABCDABCD (Figura 3.5) (Ramón y Cross, 1997).

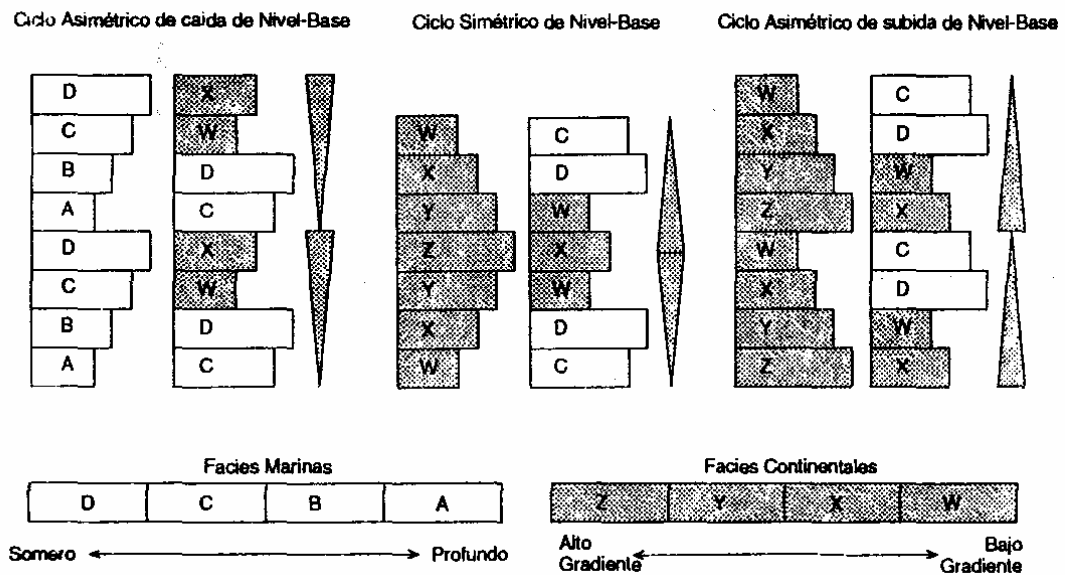


Figura 3.5 Geometría de los ciclos estratigráficos, asociada a cambios en el Nivel-Base. Tomado de Ramón y Cross (1997)

Debido a la partición volumétrica de sedimentos, los volúmenes de sedimentos varían geográficamente en diferentes ambientes depositacionales a lo largo de un perfil de deposición durante cada ciclo de nivel base. Por lo tanto, a lo largo de un corte

paralelo al buzamiento deposicional de una cuenca puede haber una completa gradación de desde ciclos asimétricos de subida de nivel base pasando por ciclos simétricos y hasta ciclos asimétricos de caída dentro de un nivel estratigráfico (Figura 3.4). Así como el reconocimiento de los ciclos es la clave para una correlación estratigráfica de alta resolución, la identificación de la simetría de los ciclos es la clave para predecir las posiciones, las geometrías, los volúmenes, la conectividad, las propiedades petrofísicas y otros atributos de las facies en los sistemas de facies de interés exploratorio dentro de cada uno de los ciclos (Ramón y Cross, 1997).

Para identificar ciclos y sus respectivas simetrías, se utilizan variados atributos de carácter sedimentológico y estratigráfico, los cuales pueden ser clasificados en cuatro tipos principales:

3.2.1.1 Sucesiones verticales de facies

Una sucesión vertical de diferentes facies es el resultado de: (1) la migración lateral de ambientes unidos genéticamente o (2) la translación lateral de un elemento geomorfológico dentro de un mismo ambiente (Figura 3.6).

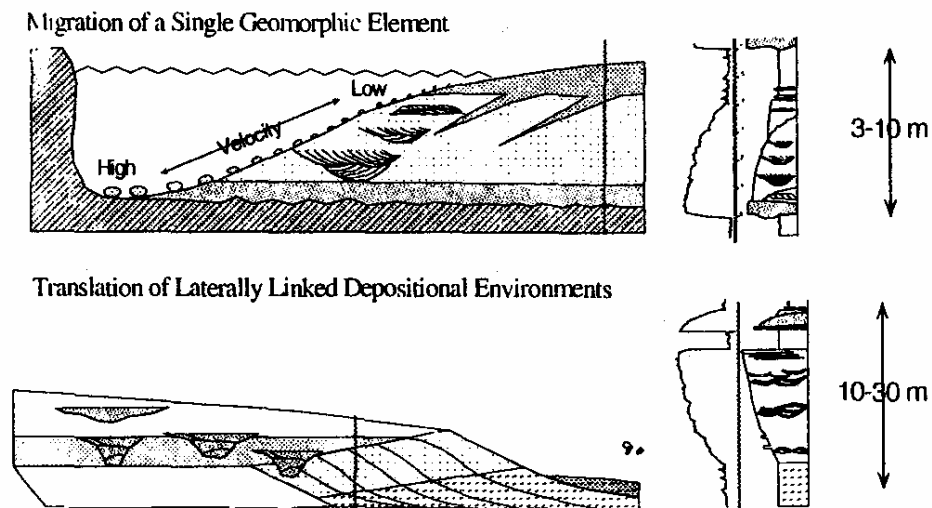


Figura 3.6 Sucesiones verticales de facies. Tomado de Ramón y Cross (1997)

Si la sucesión vertical de facies representa la migración progresiva de ambientes lateralmente unidos desde posiciones pendiente arriba hacia posiciones pendiente abajo o desde el margen de la cuenca hacia el centro de la cuenca, dicha sucesión describe una progresión hacia condiciones de menor acomodación y es interpretada como acumulada durante un hem ciclo de caída de nivel base (Figuras 3.7 arriba, 3.8a derecha). Si la sucesión vertical de facies registra la migración pendiente arriba de los ambientes lateralmente unidos, la sucesión describe una progresión hacia condiciones de mayor acomodación, que es interpretada como acumulada en un hem ciclo de subida de nivel base (Figuras 3.7 inferior, 3.8a izquierda) (Ramón y Cross, 1997).

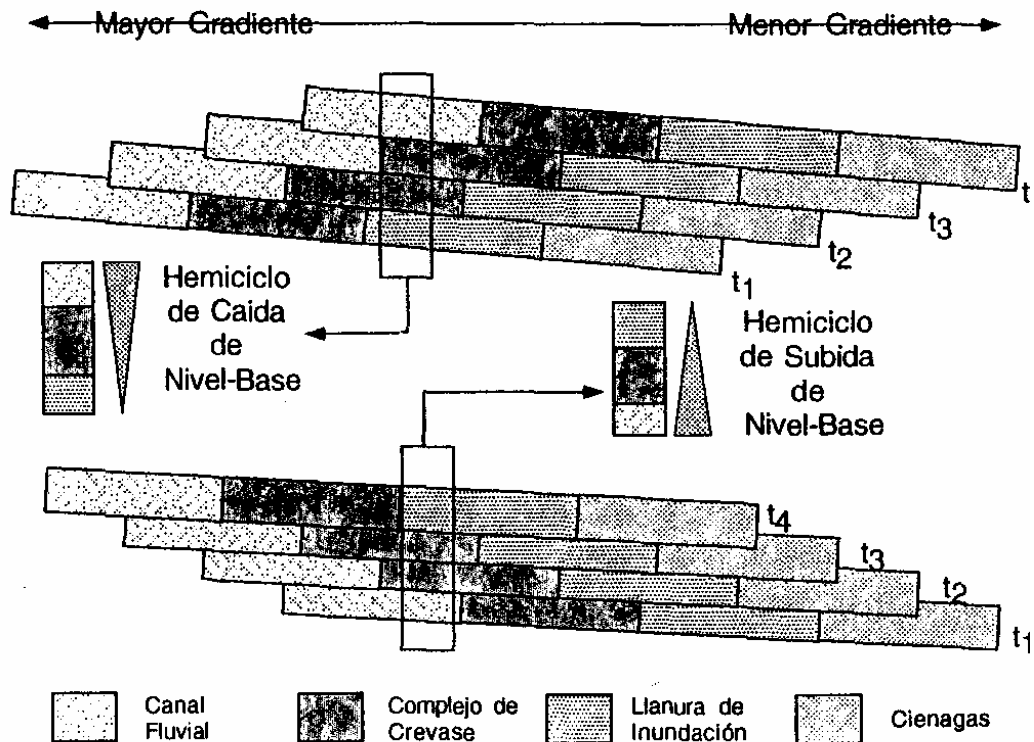


Figura 3.7 Hemiciclos de caída y subida de Nivel-Base. Tomado de Ramón y Cross (1997)

En algunos casos, un ciclo asimétrico está compuesto de sucesiones de facies a manera de imágenes de espejo de la forma ABCDCBA. Esto significa que los mismos ambientes con elementos geomorfológicos similares migraron pendiente arriba y luego pendiente

abajo durante el ciclo de nivel base. En otros casos, hay ciclos estratigráficos simétricos que consisten de una sucesión de facies en uno de los hem Ciclos, pero de una diferente sucesión de facies en el otro hem Ciclos, siendo de la forma ABCDXYZ. Estos cambios en asociaciones y sucesiones de facies requieren que una serie de elementos geomorfológicos, o incluso diferentes ambientes, ocupen la posición geográfica en la cual se formó el hem Ciclos de subida del nivel base y que otra serie diferente se haya desarrollado durante el hem Ciclos de caída de nivel base. Esta alternancia de asociaciones y sucesiones de facies en hem Ciclos diferentes es una forma de *diferenciación de facies* (Ramón y Cross, 1997).

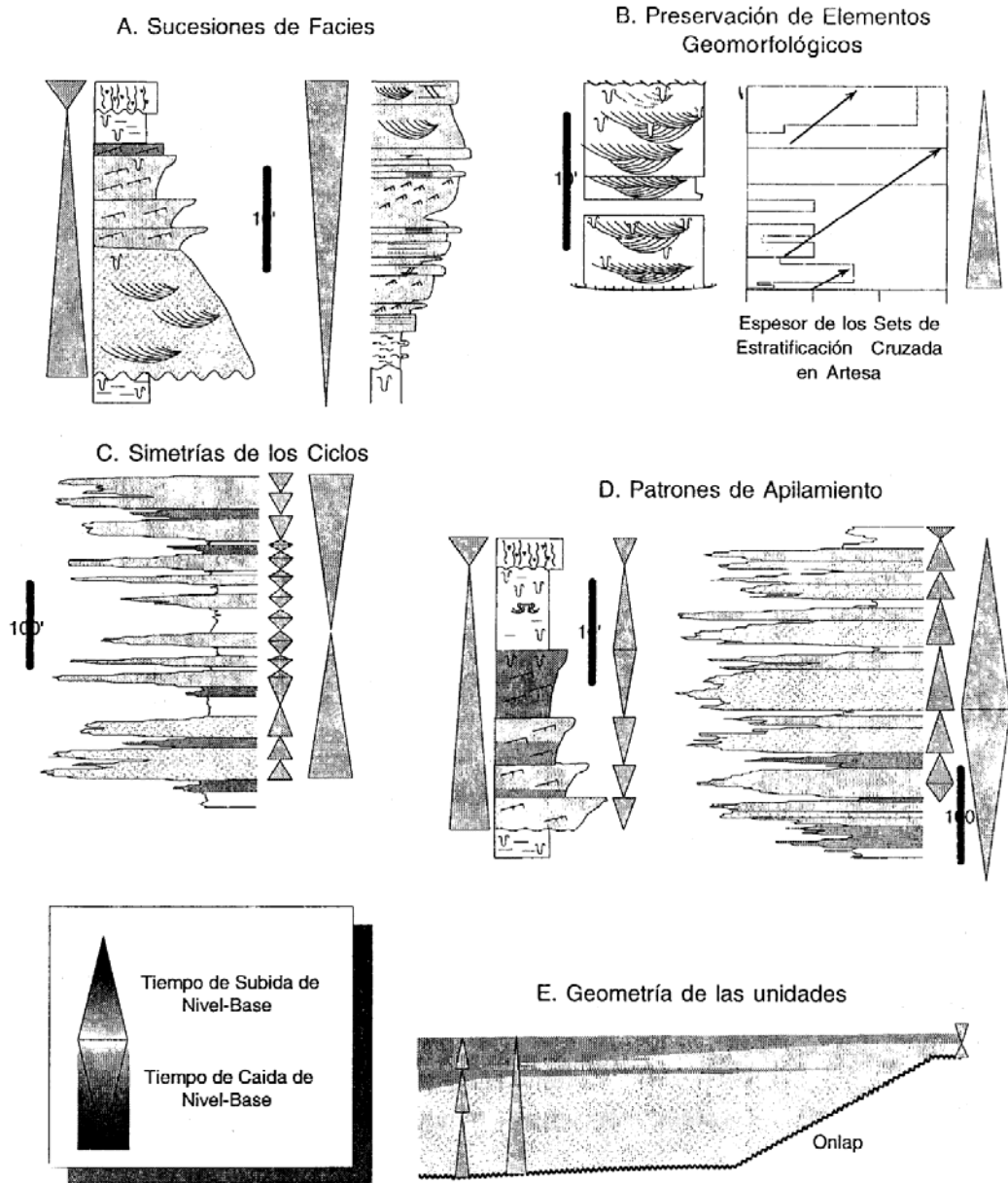


Figura 3.8 Atributos sedimentológicos y estratigráficos utilizados para identificar ciclos estratigráficos y sus simetrías. Tomado de Ramón y Cross (1997)

3.2.1.2 Cambios verticales en los atributos físicos de una misma facies

La segunda clase de atributos usados para inferir las tendencias unidireccionales de aumento o de disminución de A/S se basa en las gradaciones verticales en textura, en fábrica, en el carácter de la estratificación o en otros atributos físicos dentro de una misma facies sedimentaria. Esta clase es especialmente útil cuando los intervalos estratigráficos consisten de una sola facies o de una asociación de facies, tal como estratificación cruzada en canales fluviales amalgamados (Figura 3.8b). Las variaciones en los atributos físicos de una misma facies reflejan el grado cambiante de preservación del elemento geomorfológico original dentro del ambiente a través del tiempo. En ambientes continentales, por ejemplo, el incremento progresivo en la variedad de los elementos geomorfológicos preservados, expresado en los núcleos o en los afloramientos por la diversidad de facies o por el incremento progresivo en la proporción preservada de un tipo particular de facies de un elemento geomorfológico, indica en general, condiciones de aumento de A/S (Figura 3.8d). Por el contrario, la disminución vertical en la diversidad de las facies o la disminución en la preservación de los elementos geomorfológicos originales presentes evidencian la reducción en el espacio de acomodación o en A/S. Debe tenerse en cuenta que estas tendencias son específicas de estratos originados en sistemas fluviales o en llanuras de inundación. En estratos formados en otros ambientes sedimentarios se presentan tendencias opuestas. Los cambios progresivos en los atributos físicos de una misma facies dentro de un hemicyclo o de un ciclo respecto al siguiente es una segunda forma de *diferenciación de facies*. A diferencia de la primera forma de diferenciación de facies en la cual los elementos geomorfológicos de un ambiente alternaban durante los hemicyclos de nivel base, en este segundo tipo, los elementos geomorfológicos permanecen constantes pero los ciclos estratigráficos preservan progresivamente mayor o menor proporción de los elementos originales que existían dentro del ambiente (Ramón y Cross, 1997).

3.2.1.3 Patrones de Apilamiento de los Ciclos

Según Ramón y Cross (1997) los cambios en el espesor, en la simetría y en las proporciones de las facies en una serie de ciclos en pequeña escala registran tendencias

unidireccionales de más largo término de aumento o de disminución de A/S. Por ejemplo, los estratos continentales tienden a formar ciclos mas simétricos en condiciones de alta acomodación o de alto A/S y ciclos mas asimétricos durante condiciones de bajo A/S (Figura 3.8c).

La proporción o espesor relativo de las facies dentro de una sucesión vertical de facies también cambia con el aumento o la disminución de A/S en una serie de ciclos en pequeña escala. Si estos ciclos han sido acumulados en el mismo ambiente durante condiciones de disminución de A/S, los ciclos sucesivos contienen una representación cada vez mayor de facies de mayor potencial de preservación. Las facies con menor potencial de conservación son eliminadas por “bypass” de sedimentos o no acumulación o son removidas por erosión. SI consideramos por ejemplo, una serie de ciclos a pequeña escala acumulados durante una caída de nivel base de mas largo término y los cuales representan depósitos de ambientes fluviales y de llanuras de inundación adyacentes, encontraremos que estos ciclos van a ser sucesivamente mas delgados y van a contener una mayor proporción de canales o de sedimentos arenosos del cinturón del canal, respecto a los sedimentos de la llanura de inundación (Figura 3.8d). Además, las areniscas de los canales van a ser progresivamente mas amalgamadas, y tendrán una proporción mayor de elementos geomorfológicos que ocupan las partes mas profundas de los canales debido a que ellas tienen el mayor potencial de preservación (Ramón y Cross, 1997).

3.2.1.4 Relaciones geométricas de los estratos

Para interpretar la tendencia unidireccional de aumento o de disminución de A/S es esencial comparar una progresión de configuraciones estratigráficas a través del tiempo. Una geometría estratigráfica particular no necesariamente indica una condición específica de A/S. Por ejemplo, consideremos las relaciones entre progradación y agradación. La progradación es la acumulación de sedimento sobre una superficie inclinada y necesariamente produce una geometría de “downlap” a medida que la superficie inclinada se mueve a través del tiempo y del espacio y esta puede ocurrir durante la subida o durante la caída del nivel base. La agradación es la acumulación de

sedimento sobre una superficie horizontal la cual puede ocurrir durante los hem Ciclos de caída o de subida del nivel base. No obstante, el cambio progresivo en las geometrías de los estratos desde estratos casi horizontales, agradacionales y concordantes, hacia una tendencia mas progradacional, y regresando de nuevo a las posiciones horizontales de agradación indica una disminución y luego un aumento de las condiciones de A/S (Figura 3.8e) (Ramón y Cross, 1997).

Definición de Ciclos Estratigráficos

Ramón y Cross (1997) indican que si se usan uno o varios de los cuatro criterios mencionados, es posible reconocer ciclos estratigráficos a múltiples escalas espaciales y duraciones en tiempo en estratos que representen cualquier ambiente presente en la cuenca en estudio, debido a que los hem Ciclos estratigráficos corresponden a divisiones de ciclos de nivel base y por lo tanto, los puntos de cambio en las tendencias en los ciclos de nivel base son simultáneos a la resolución en tiempo del ciclo de nivel base, esto es, las correlaciones son superficies isócronas y los ciclos son unidades estratigráficas en tiempo. Durante un ciclo de nivel base, las simetrías, los espesores y las facies de los ciclos estratigráficos cambiarán a través de la cuenca; pero todo el sedimento acumulado durante este ciclo de nivel base y preservado en la cuenca forma parte del ciclo estratigráfico equivalente.

3.3 DISCUSION

Para determinar las superficies de correlación y unidades estratigráficas del Miembro Bachaquero presentes en el área de estudio se estimó conveniente utilizar la metodología utilizada por Ramón y Cross (1997) que permite realizar correlaciones entre pozos de alta resolución (ciclos de 4to y 5to orden) y con fundamento sedimentológico que las hacen más confiables y permiten describir la geometría de los cuerpos sedimentarios dentro del yacimiento, para de esta forma hacer mas eficaz y certera la producción de petróleo en el área y en el Campo Lagunillas en general.

Cross (2000) también considera que un modelo estratigráfico que toma en cuenta la evolución genética de los depósitos, muestra como las propiedades petrofísicas mas

importantes para la caracterización y producción de yacimientos cambian sistemática y predeciblemente en función de la posición estratigráfica, aunque las facies y el ambiente sedimentológico sigan siendo constantes . Por lo tanto la utilización de esta metodología no solo mejorará el modelo estratigráfico actual del Miembro Bachaquero, sino que además aportará nuevas ideas para el mejor entendimiento de la distribución espacial de las propiedades petrofísicas en el yacimiento.

3.4 MODELO PETROFÍSICO

El modelo petrofísico conceptual del yacimiento fue realizado por Roxar (2005) usando como base: a) pozos claves, que son aquellos pozos que disponen de núcleo cortado , b) pozos control es decir aquellos que contaban con los registros de densidad, rayos gamma y resistividad y c) pozos no control es decir aquellos que no contaban con alguno registro de densidad. Se utilizó el modelo lineal para la determinación del volumen de arcilla en función del perfil de rayos gamma para aquellos pozos que contaban con esta curva y en base a la curva de resistividad para aquellos que no tenían curva de rayos gamma. La porosidad se determinó a partir del registro de densidad y la saturación de agua se calculó usando el modelo de Waxman-Smits, recomendado para areniscas arcillosas. La correlación usada para el cálculo de permeabilidad fue determinada a partir de la gráfica de Porosidad vs. Permeabilidad de los datos obtenidos del análisis del núcleo LS-5169. Para los pozos no-control se usó la correlación lineal entre porosidad y volumen de arcilla para el cálculo de porosidad total. La porosidad efectiva se cálculo usando una corrección lineal sobre la porosidad total.

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.

3.4.1 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:

3.4.1.1 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:

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

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 resistivos. En las rocas sedimentarias la parte sólida esta 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.

3.4.1.2 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 yacimiento.

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 yacimiento. 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 yacimiento.

Análisis químico de una muestra de agua producida en el yacimiento.

Cálculo de R_w partiendo de la curva de Potencial Espontáneo (SP).

3.4.1.3 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.

3.4.1.4 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.

3.4.1.5 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 $S_h = (1 - S_w)$.

3.4.1.5.1 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).

3.4.1.6 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 3.9).

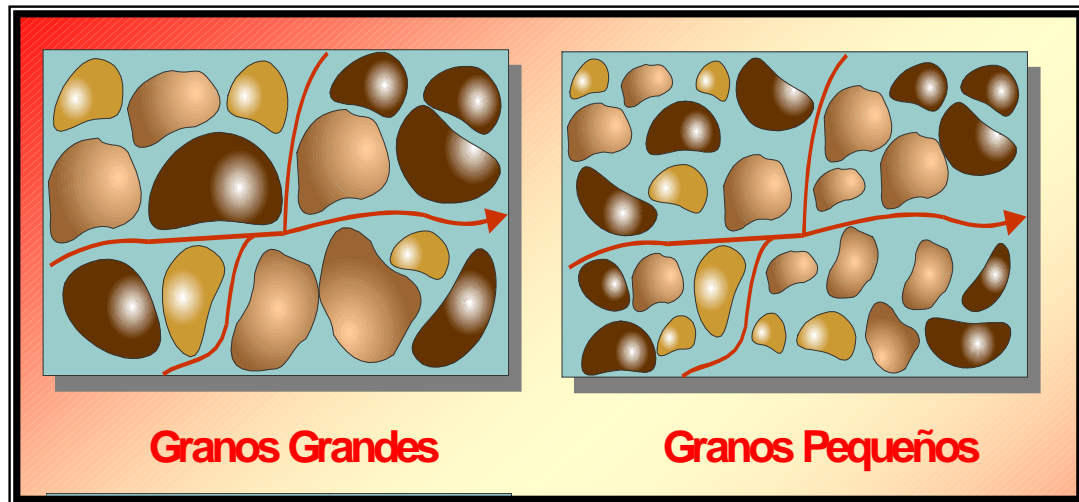


Figura 3.9 Permeabilidad de los fluidos. Tomado y Modificado de Bracho, (1999).

3.4.1.6.1 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 (Kri): 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.

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

3.4.2 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 Dellán, 1996).

En el presente trabajo se estudió el núcleo del pozo LS 5169, el cual es el núcleo más reciente tomado en el campo Lagunillas y que corta al Miembro Bachaquero de la Formación Lagunillas. El pozo LS 5169 se encuentra en la localización ACU 7C del bloque W6 (Figura 3.10).

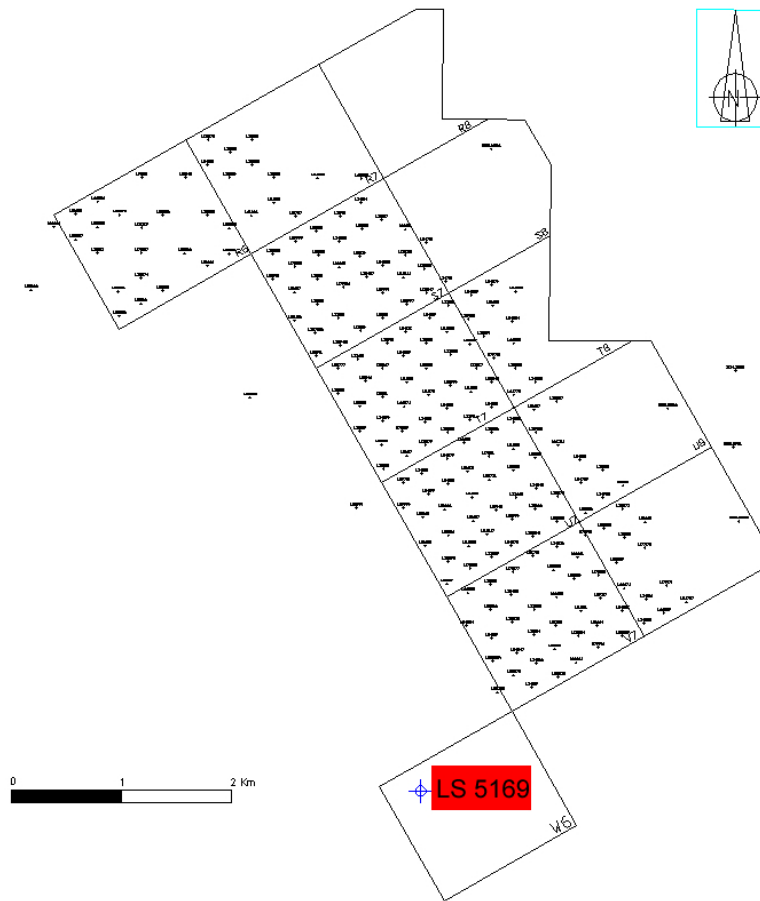


Figura 3.10 Ubicación del Pozo LS 5169

3.4.2.1 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 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).

TABLA 3.1. Modelo de Análisis Convencionales de Núcleos.

Tipos de Ensayos	Método	Parámetros	Unidad	Observaciones
Saturación de fluidos	Destilación Soxhlet Dean-Stark Centrífuga Retorta	Sw, Sh, Sg, ϕ_t	%	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	

3.4.3 PERFILES DE POZOS

Los dispositivos de perfilaje que bajan al pozo son diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radioactivas 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).

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 yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables. En el encabezado de los registros de pozos 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.

3.4.3.1 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.

3.4.3.2 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/neutrón.

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 curvas eléctricas que se pueden destacar son:

3.4.3.3 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 (Rxo).

La curva intermedia mide las resistividades combinadas de las zonas limpia e invadida (Ri).

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

3.4.3.4 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.

3.4.3.5 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, Uranio, 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.

3.4.3.6 Registros de Densidad. Formation Density Compensade (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 3.11 y TABLA 3.2).

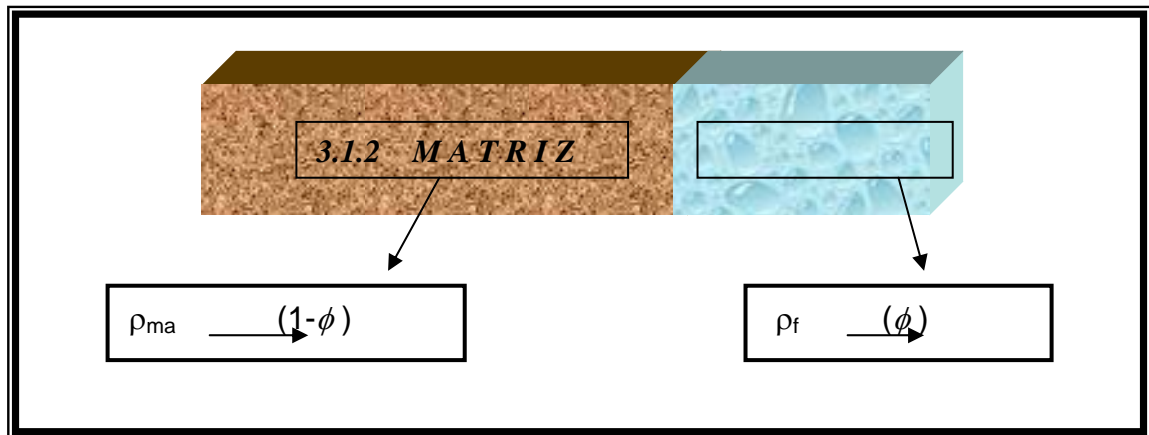


Figura 3.11 Densidad de la Formación. Tomado de Bracho 1999.

TABLA 3.2. Densidades conocidas para diferentes formaciones.

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

3.4.3.7 Perfil de Neutrón (NPHI)

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

3.4.3.8 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 cómputo de la mineralogía formacional expresada en concentraciones de arena (cuarzo, feldespato, mica), arcilla y carbonatos.

3.4.4 *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.

3.4.4.1 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.

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 (Vsh) 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 (IGR) y está definido por:

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

Donde:

IGR: Índice de arcillosidad por GR.

GRleido: GR leído en la zona a evaluar.

GRarena: GR en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico.

GRarcilla: GR en las arcillas del intervalo geológico.

Determinación del Volumen de Arcilla (Vsh) a partir de la curva de SP.

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

$$Vsh_{SP} = \frac{SP_{leido} - SP_{arena}}{SP_{arcilla} - SP_{arena}}$$

Donde:

VshSP: Volumen de arcilla de SP.

SPleido: SP leído en la zona a evaluar.

SParena: SP en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico.

SParcilla: 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:

VshDN: 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:

VshClavier: 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:

VshSteiber: Volumen de arcilla por Steiber.

IGR: 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:

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

Donde:

VshLarinov: Volumen de arcilla por Larinov.

IGR: 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 3.12 muestra algunas de las relaciones que se usan actualmente. (Schlumberger, 1975).

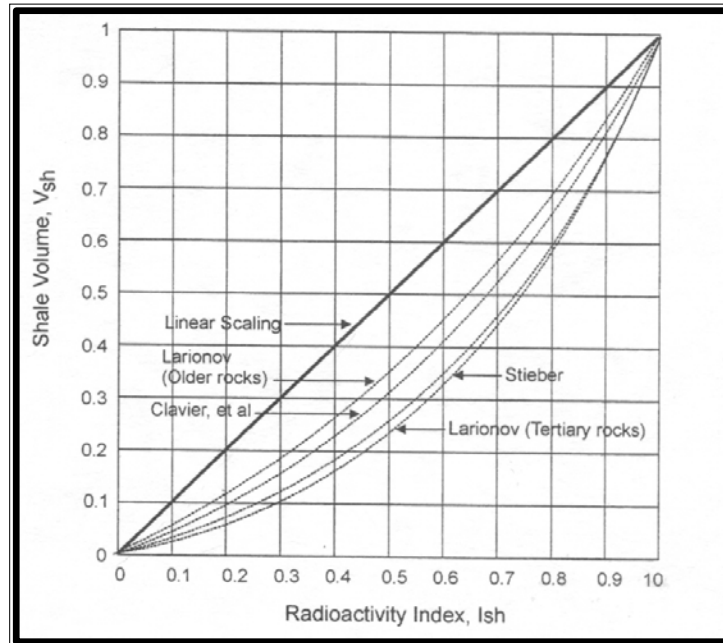


Figura 3.12 Relación entre Index Radioactivity (Ish) y el Volumen de Arcilla (Vsh) Tomado de Schlumberger 1980.

3.4.4.2 Modelos de Porosidad

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 Sónico:

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

Registro Neutrónico:

$$\phi = \phi N = \phi SNP$$

$$\phi = \phi N = \phi CNL$$

3.4.4.3 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).

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).

$$F = R_o / R_w$$

3.4.4.3.1 Parámetros Petrofísico

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 bastantes 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 3.3)

TABLA 3.3. Diferentes litologías con su respectivo valor de exponente de cementación.

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

La Figura 3.13 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).

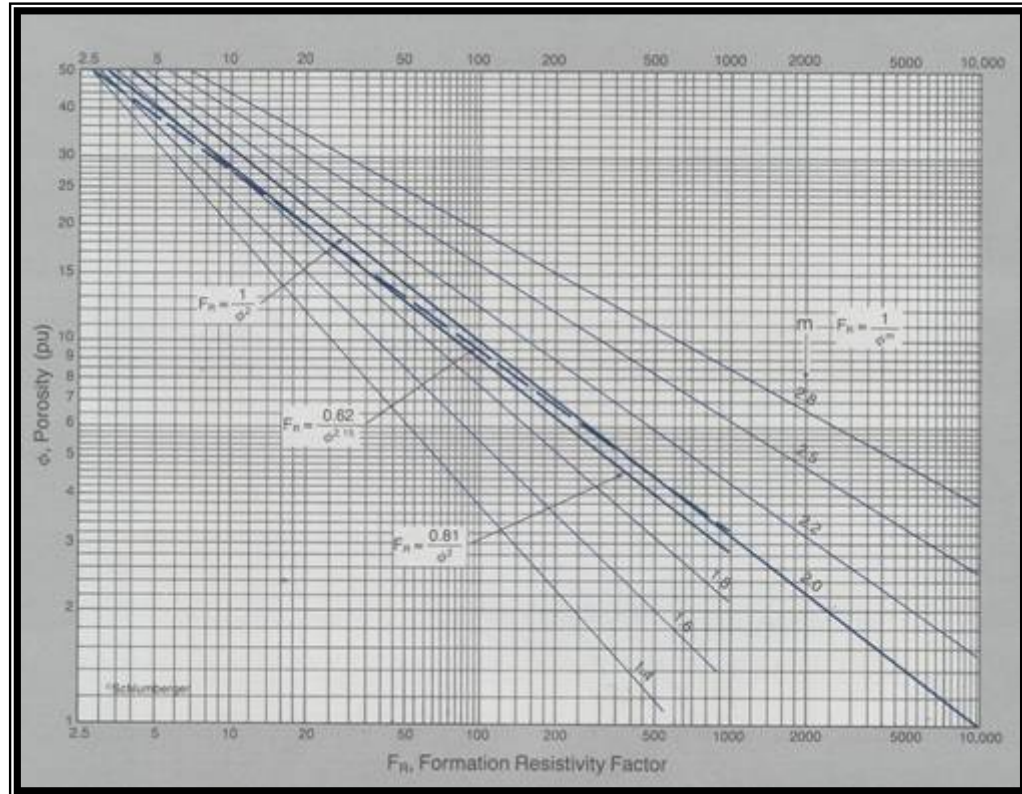


Figura 3.13 Factor de Resistividad de Formación vs. Porosidad.

Tomado de Schlumberger 1980.

Exponente de Saturación “n”.

Para obtener el valor del Exponente de Saturación “n”, 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. Su uso en las ecuaciones de Waxman-Smith permite calcular la saturación de agua en formaciones arcillosas.

3.4.4.3.2 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, está 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 yacimiento 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 yacimiento para producir estos hidrocarburos.

El modelo de saturación viene expresado por la ecuación:

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

Donde:

S_w : Saturación de agua.

a : Coeficiente de tortuosidad.

m : Factor de cementación.

n : Exponente de saturación.

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

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

Rsh: Resistividad frente a la arcilla, ohm-m.

Vsh: Volumen de arcilla (Larinov), fracción.

ϕ_e : Porosidad efectiva, fracción.

Modelo de Waxman-Smits

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, Cation Exchange Capacity).

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

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

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 formula esta 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)

CAPITULO IV
GEOLOGÍA LOCAL

4 GEOLOGÍA LOCAL

El Yacimiento Laguna, en el campo Lagunillas, está constituido por los miembros Ojeda, Laguna y Bachaquero de la Formación Lagunillas de edad Mioceno Medio a Tardío (Figura 4.1). De este yacimiento, el Miembro Bachaquero representa el principal productor de petróleo.

Enmarcando al Yacimiento Laguna dentro del contexto de estratigrafía secuencial, Rojas (2000) considera que el Miembro Bachaquero se depositó luego de una caída del nivel del mar sobre sedimentos de origen costero (Miembro Laguna). Esta caída generó un límite de secuencia (LS) de cuarto orden en la base del Miembro Bachaquero, los sedimentos de la base del Miembro Bachaquero se depositaron en un sistema encadenado de bajo nivel (LST), posteriormente se inicia un evento transgresivo (TST) hasta el tope del Miembro Bachaquero donde se genera una superficie arcillosa que se considera como correlativa a una superficie de máxima inundación (MFS).

El Miembro Bachaquero ha sido considerado de origen continental por varios autores (Soto, 1976; Goddard, 1985; Gil, 1986). Goddard (1985) considera al Miembro Bachaquero como una serie de depósitos de canales fluviales y distributarios que se amalgaman entre si y forman un potente espesor de depósitos arenosos, dentro del cual se encuentra una de las acumulaciones de petróleo pesado mas importantes del mundo.

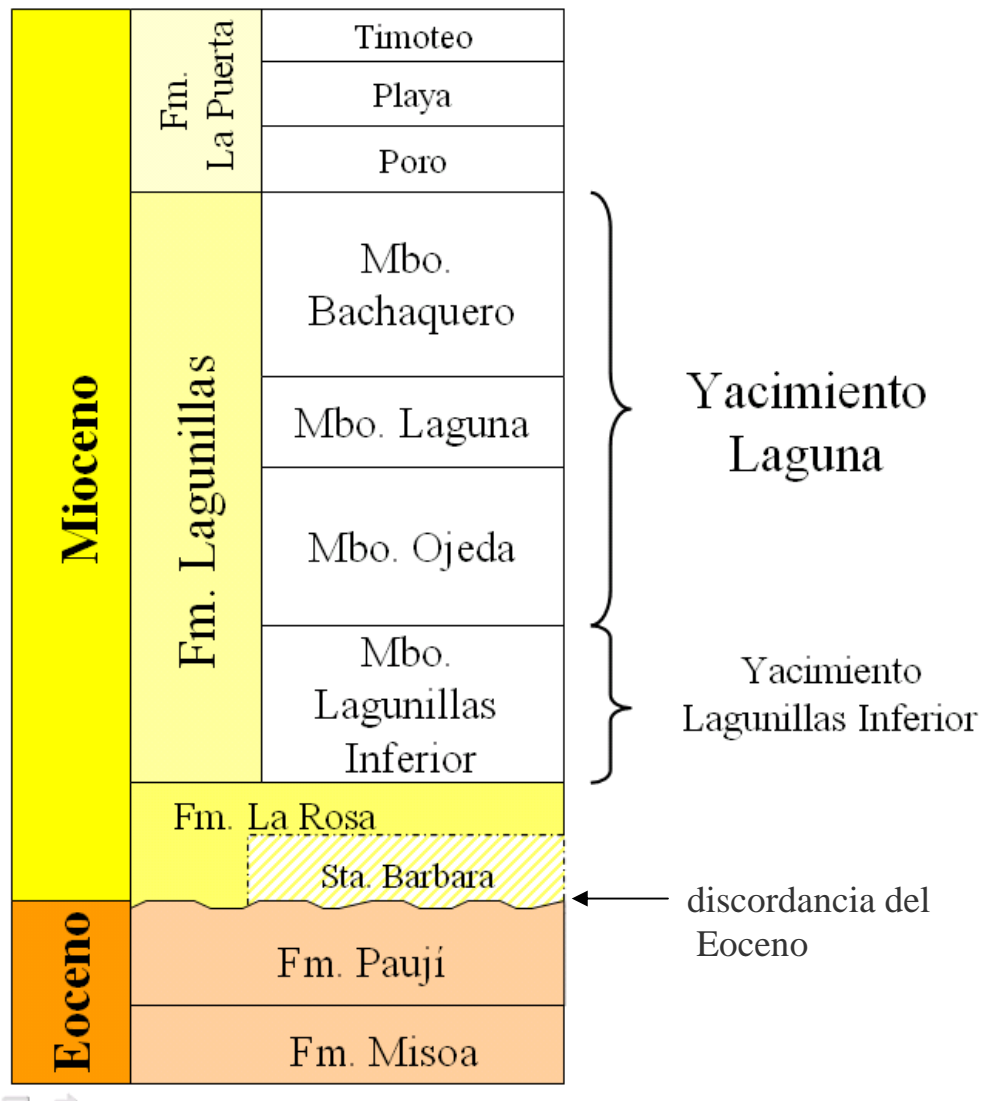


Figura 4.1. Columna estratigráfica Yacimiento Laguna

En el presente estudio se propone una división del Miembro Bachaquero en cinco unidades estratigráficas delimitadas por horizontes distinguidos como superficies de correlación a lo largo del área. Para hacer la división estratigráfica interna en el Miembro Bachaquero dentro del área de estudio se usó la metodología de estratigrafía secuencial para ambientes continentales propuesta por Ramón y Cross (1997a).

4.1 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL LOCAL

A través de la correlación entre pozos en el área y en conjunto con la interpretación de la sísmica disponible en el área, se identificó que la estructura presente en el área es un homoclinal de buzamiento 4° al SO, hacia el este de la zona en estudio se observa un cambio en el buzamiento, hacia esta zona el buzamiento de la misma es de 20° hacia el SO, donde comienzan a observarse los efectos tectónicos del levantamiento del Alto de Pueblo Viejo. En el mapa del tope del Miembro Bachaquero para el área de estudio se puede apreciar esta tendencia estructural (Figura 4.2). Este mapa se puede apreciar con mayor detalle en el ANEXO 7.

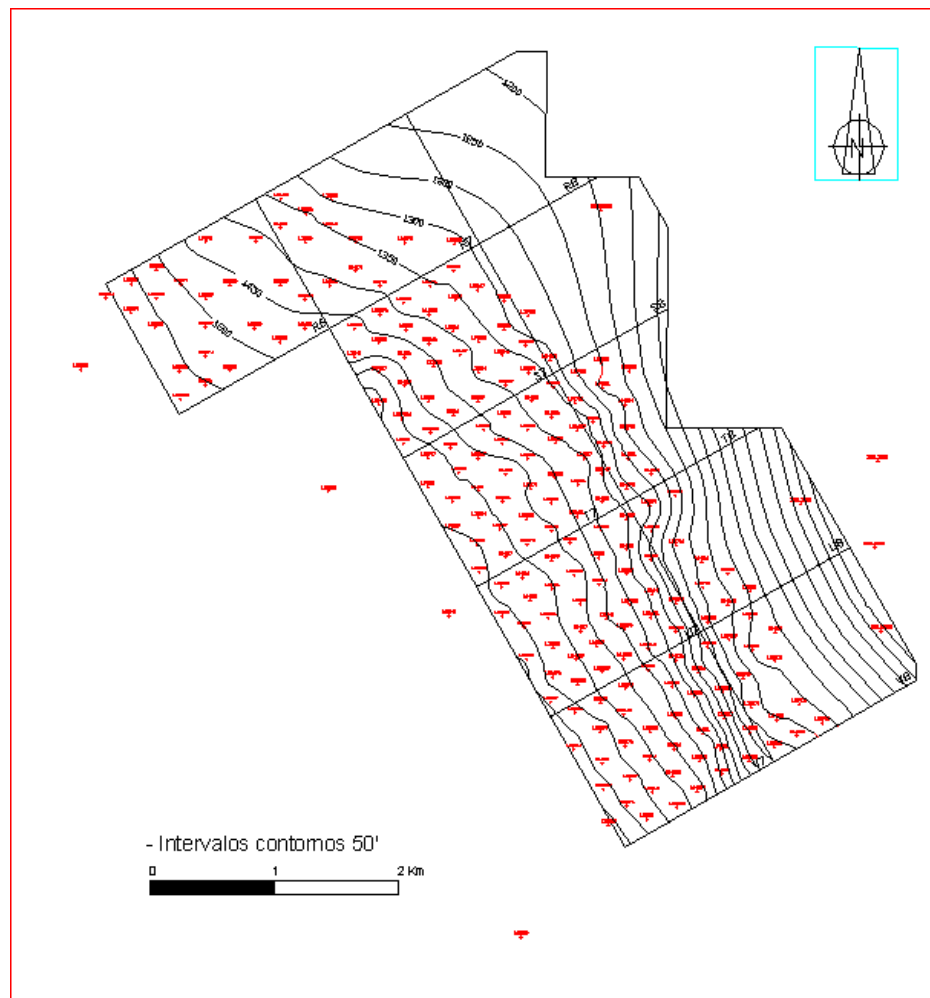


Figura 4.2 Mapa Estructural del Tope de Bachaquero para el Área de Estudio

Para este trabajo se utilizaron las secciones sísmicas LBV-95C-14 y LBV-95C-16 (Figura 4.3) con el fin de interpretar estructural y estratigráficamente la zona de estudio y realizar su calibración con la información de registros de pozos.

SECCION LBV-95C-14:

Ubicada en la parte central del área de estudio, la atraviesa de SO a NE, se aprecia un buzamiento de aproximadamente 4° hacia el SO (Figura 4.4).

SECCION LBV-95C-16:

En esta sección se aprecia un incremento en el buzamiento del homoclinal debido a la cercanía al Alto de Pueblo Viejo (Figura 4.5). En las secciones estructurales ALE-1 y ALE-3 (Figuras 4.6 y 4.7) se pueden apreciar como se interconectan los paquetes de arena entre los pozos correlacionados además se aprecian las diferentes superficies de correlación utilizadas para separar las 5 unidades estratigráficas,

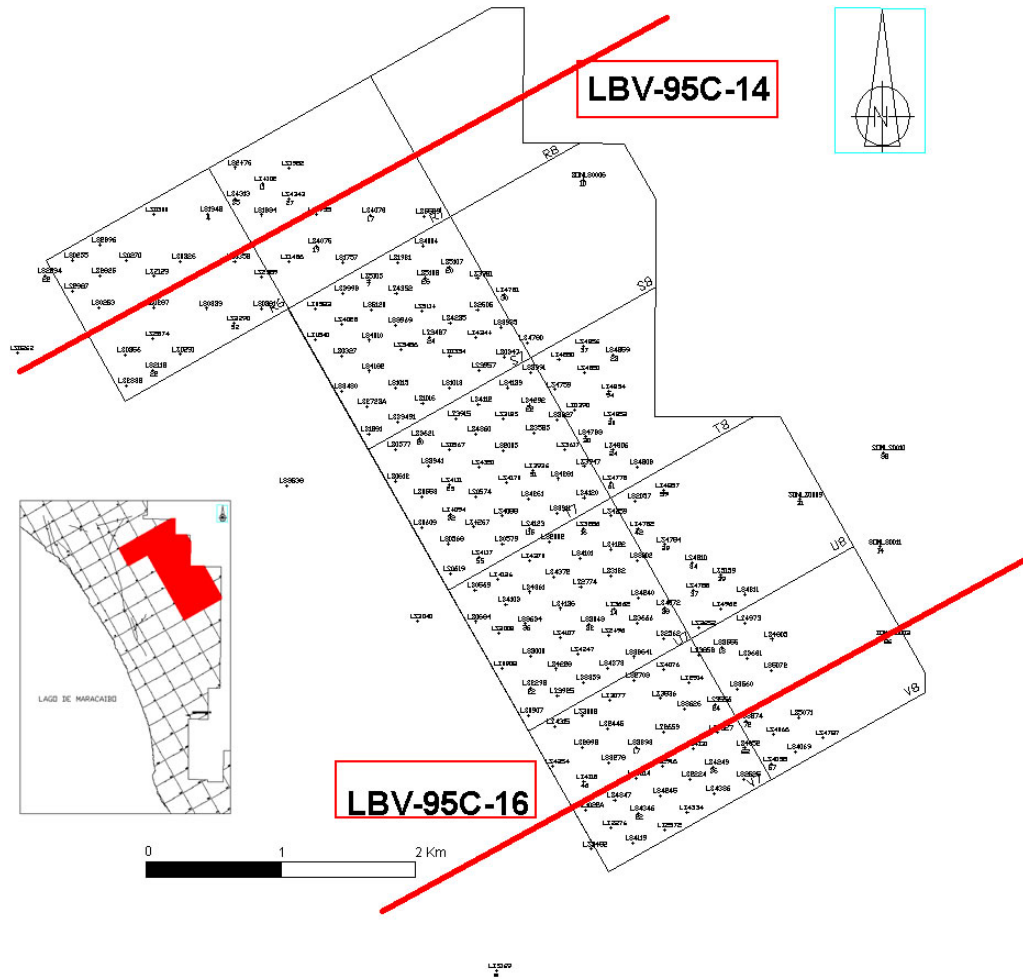


Figura 4.3. Ubicación de las líneas sísmicas 2D, utilizadas en este trabajo

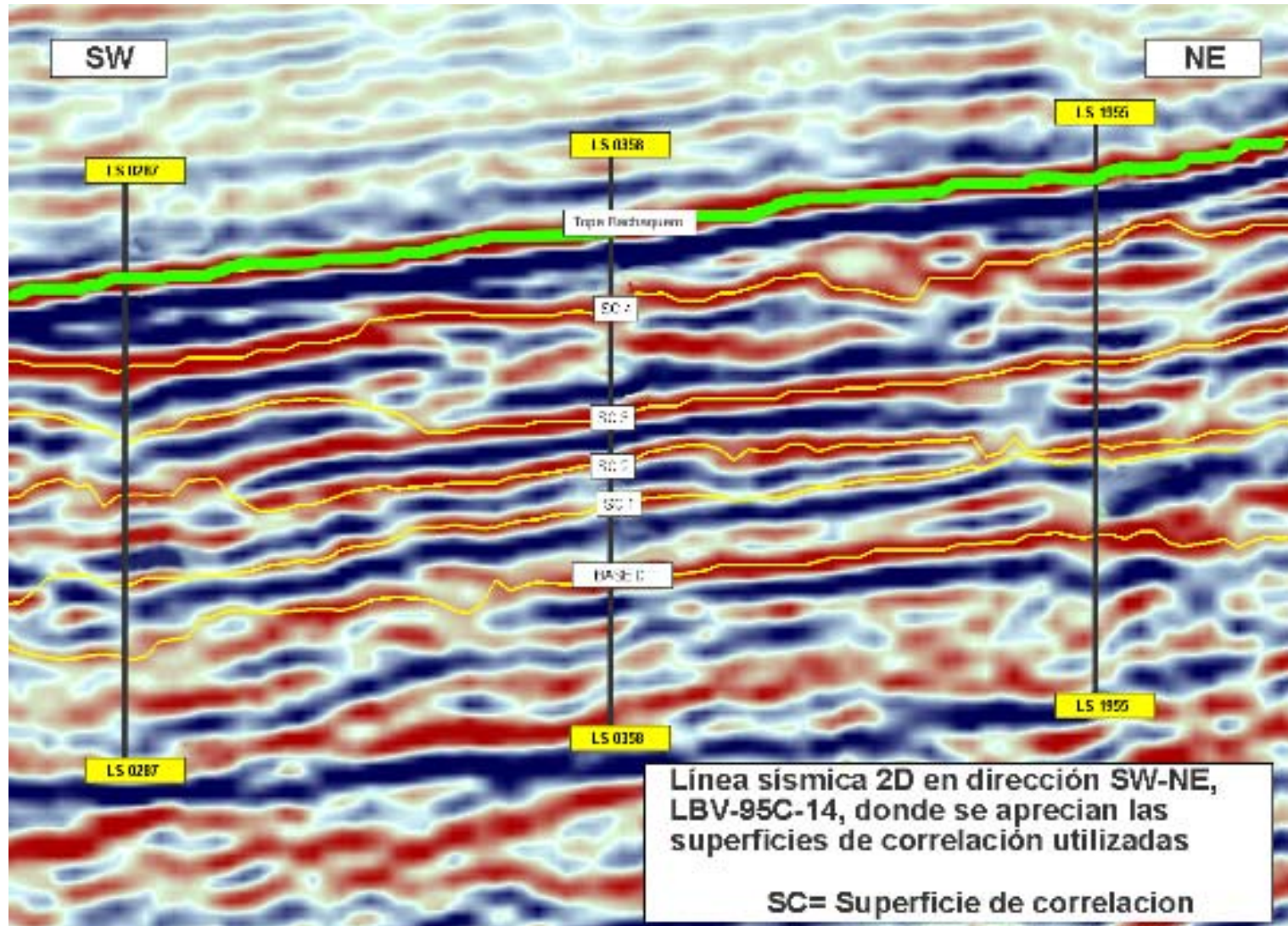


Figura 4.4 Línea sísmica 2D, LBV-95C-14, con los pozos utilizados para calibrarla.

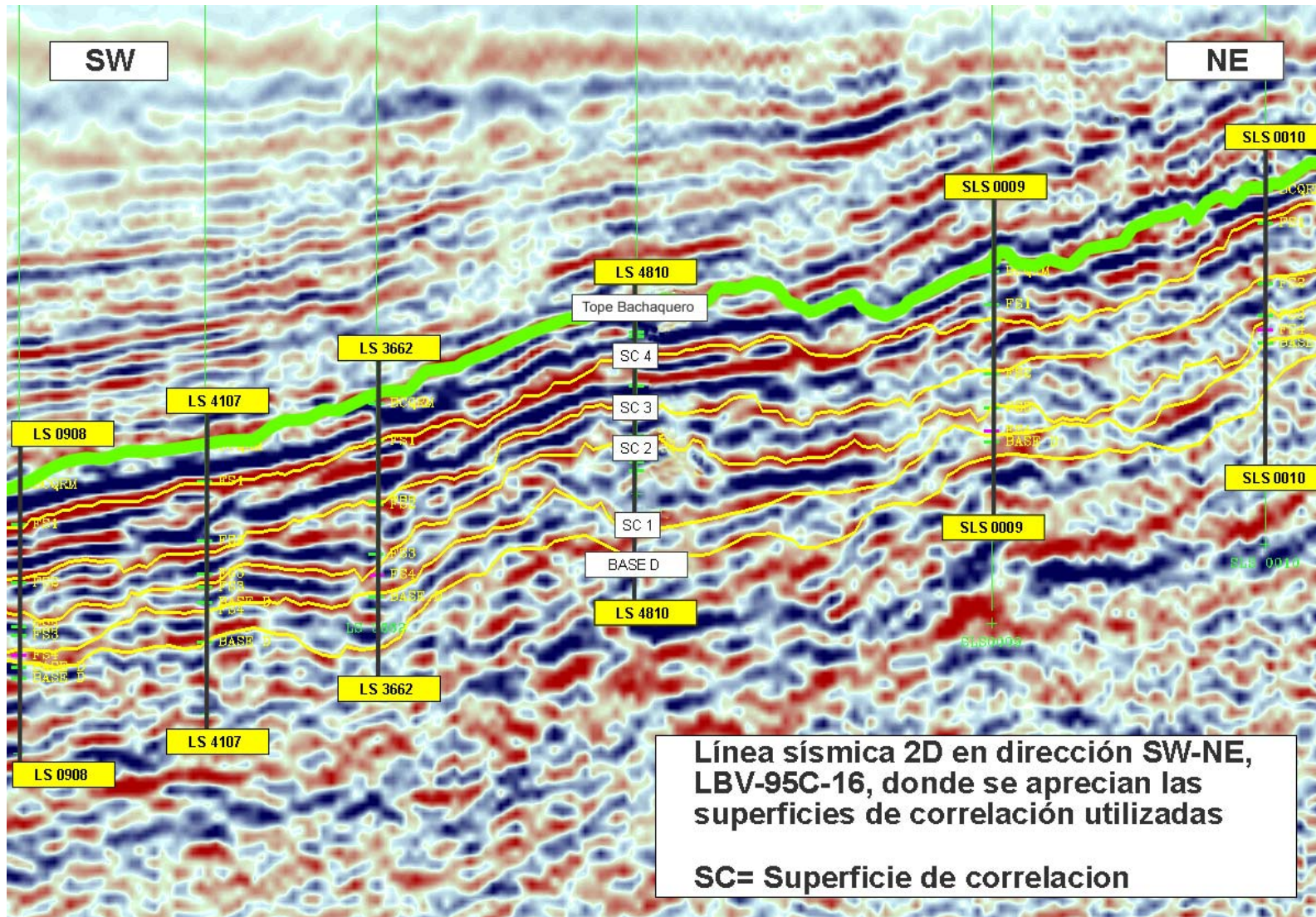


Figura 4.5 Línea sísmica 2D, SECCION LBV-95C-16, con los pozos utilizados para calibrarla.

SECCION ESTRUCTURAL ALE-1 N30E

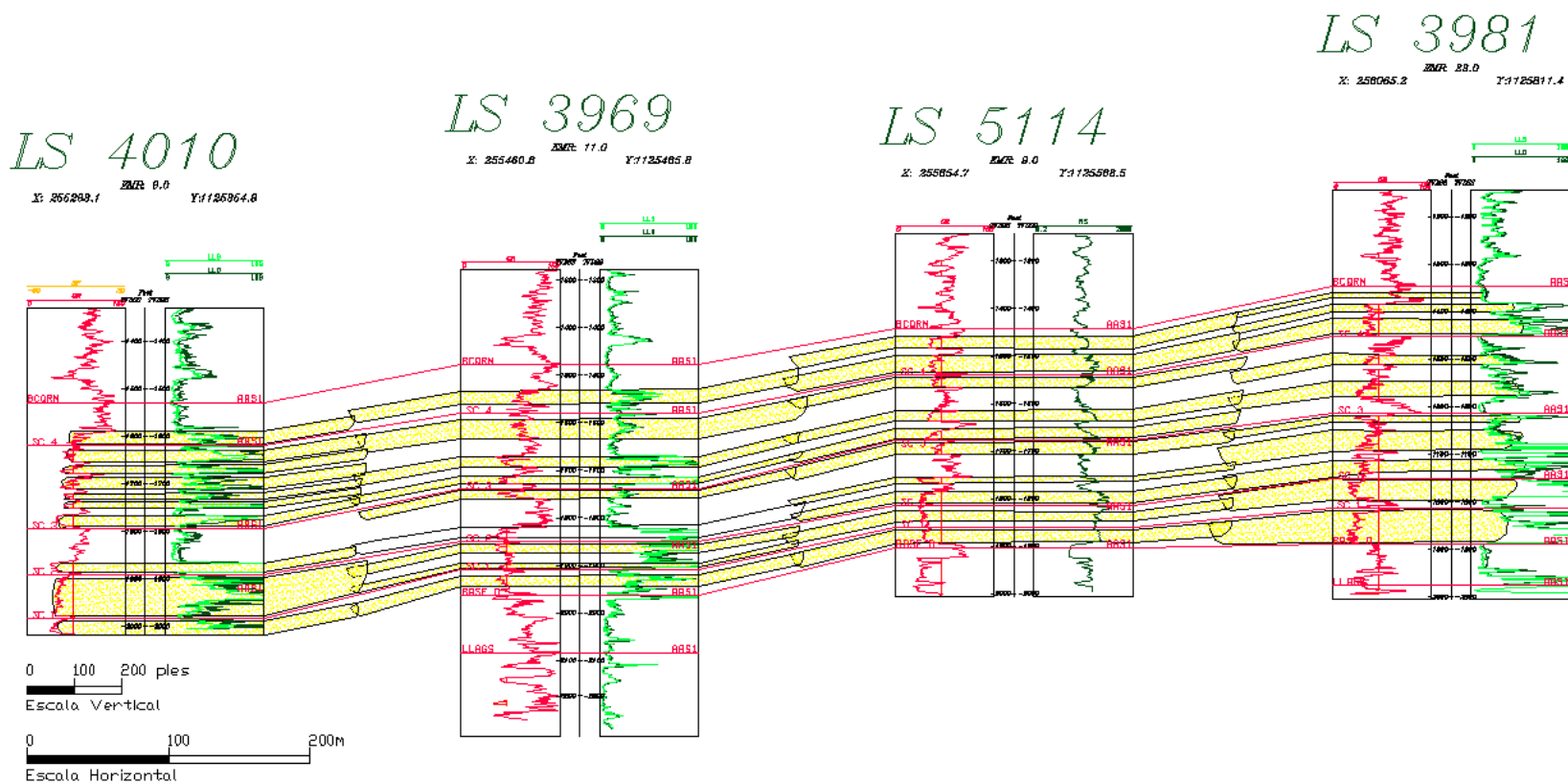


Figura 4.6 Sección Estructural ALE 1. Donde se aprecia como se interconectan los paquetes de arena, así como el buzamiento del homoclinal que conforma el área de estudio

SECCION ESTRUCTURAL ALE-3 N30E

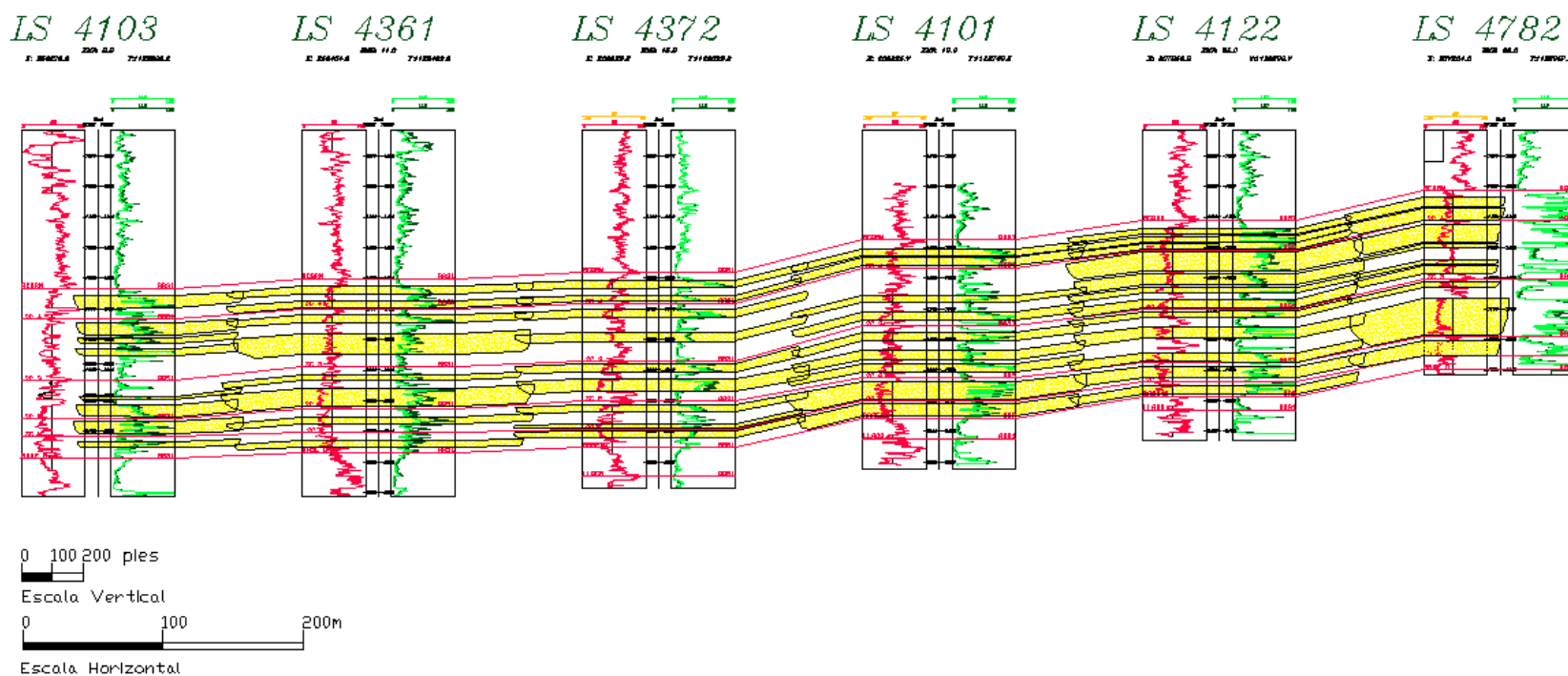


Figura 4.7 Sección Estructural ALE 3.

Donde se aprecia como se interconectan los paquetes de arena, así como el buzamiento del homoclinal que conforma el área de estudio

4.2 ESTRATIGRAFÍA LOCAL

Siguiendo la metodología propuesta por Ramón y Cross (1997a) para ambientes continentales, a través del análisis de la relación A/S (A = Accommodation o Espacio para Sedimentar; S = Supply o Aporte de Sedimentos), se pueden ubicar superficies de correlación que tengan una buena extensión a lo largo del campo. Es decir se trata de ubicar superficies que registren un incremento y posterior disminución de la relación A/S. Dichas superficies pueden ser correlacionadas a todo lo ancho de la cuenca

Mediante el uso de dicha metodología en la descripción del núcleo se encontraron 2 ciclos sedimentarios mayores y 5 de menor magnitud (Anexo 3), los cuales pueden seguirse a través de pozos vecinos a los núcleos.

La estratigrafía del área de estudio está dividida en 5 unidades estratigráficas delimitadas por 6 superficies de correlación (Figura 4.8)

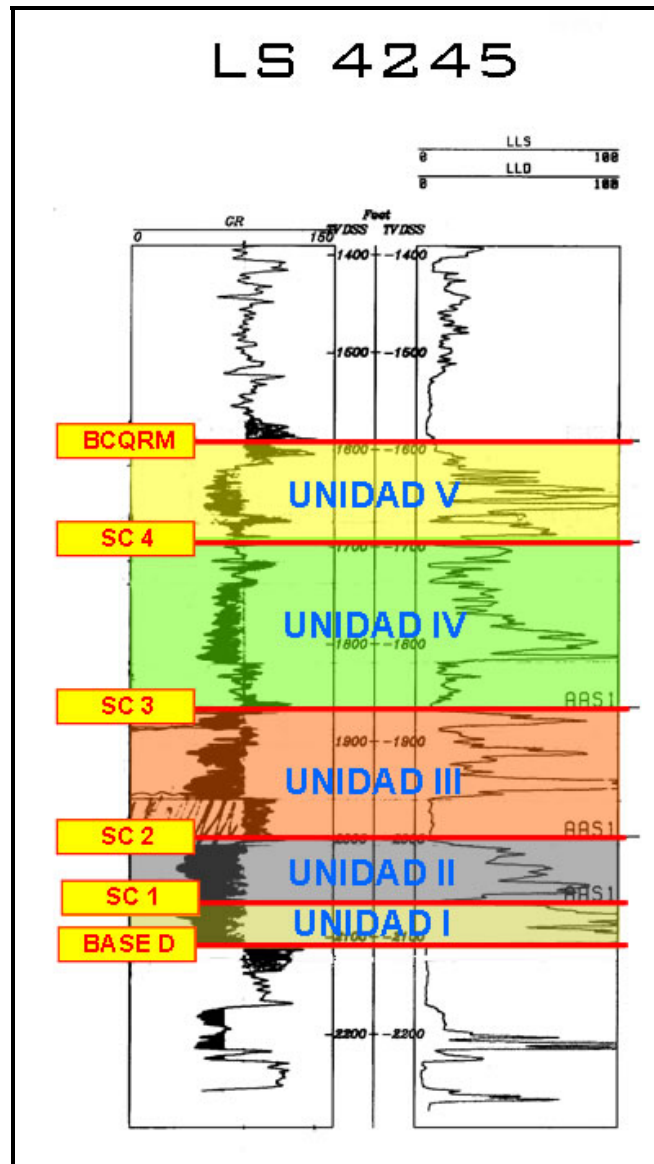


Figura 4.8 .Registro Pozo LS 4245 donde se observan las cinco unidades estratigráficas propuestas en este trabajo además de las superficies que las limitan

Dichas superficies son, de base a tope: Base D, la cual es un límite erosivo (límite de secuencia de 4to orden), SC-1, SC-2, SC-3, SC-4, que representan superficies de alta relación A/S y Bachaquero, que indica el límite de un evento transgresivo (Superficie de Máxima Inundación). Ver Figuras 4.4 y 4.5.

Se trabajó con 220 pozos distribuidos uniformemente dentro del área de estudio. Utilizando la herramienta STRATWORKS se generó una serie de secciones estratigráficas (ver Anexo 6), que permitieron correlacionar los horizontes que delimitan las unidades estratigráficas, para realizar las correlaciones se utilizaron registros de Gamma Ray, Resistividad, Potencial Espontáneo, etc.

El Miembro Bachaquero se depositó luego de una caída del nivel del mar, la cual generó un límite de secuencia (LS) de tercer orden en la base del Miembro Bachaquero, los sedimentos de la base del Miembro Bachaquero se depositaron en un sistema encadenado de bajo nivel (LST), posteriormente se inicia un evento transgresivo (TST) hasta el tope del Miembro Bachaquero donde se genera una superficie arcillosa que se considera como correlativa a una superficie de máxima inundación (MFS) (Rojas, 2001). Los ciclos mayores se denominaron de base a tope I y II. Los ciclos de menor escala corresponden a las unidades sedimentarias I, II, III, IV y V (Figura 4.9). Las cuales también se pueden apreciar en la Hoja Sedimentológica del núcleo LS 5169 (Anexo 3)

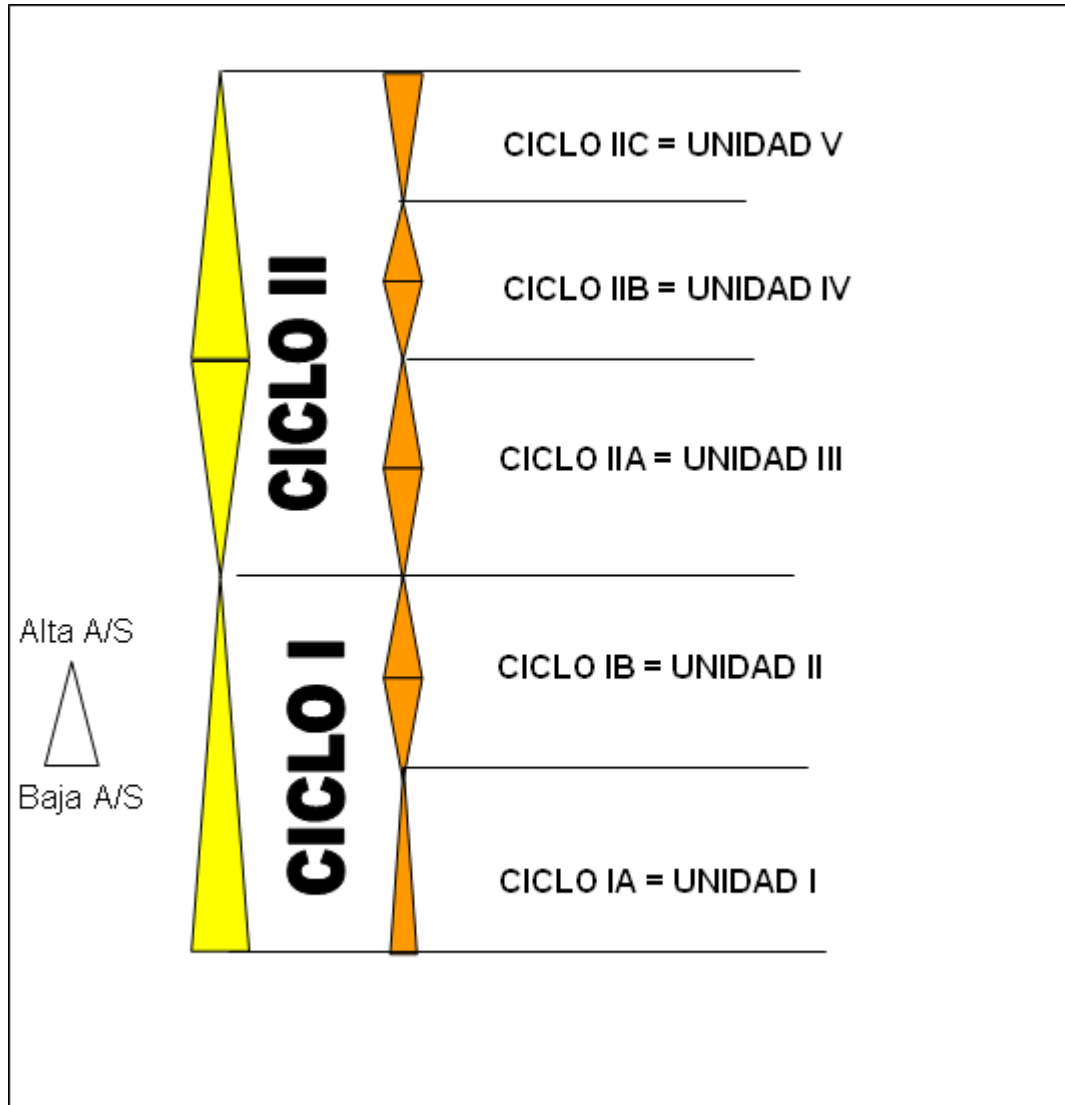


Figura 4.9: Esquema de los ciclos de cambios de la relación A/S encontrados en el núcleo LS 5169

4.3 CARACTERIZACIÓN SEDIMENTOLÓGICA

Para la caracterización sedimentológica se siguió la metodología descrita a continuación:

- Descripción del núcleo del pozo LS 5169. Los resultados de dicha descripción en la cual se tomaron datos de profundidad de núcleo, litología, presencia de fósiles, estructuras sedimentarias, facies observadas, y descripción de estratos, impregnación, etc., se asentaron en una hoja sedimentológica (Anexo 3). El análisis de facies se realizó utilizando la clasificación de Miall (1996), dicha clasificación se puede observar en la TABLA 4.1

- Calibración en profundidad de núcleo/perfil, para el núcleo: LS 5169 (550 pies), (Core Gamma, Gr.). La calibración entre las unidades sedimentarias y su respuesta en los registros permite la extrapolación de la información del núcleo a toda el área de interés. Los resultados de esta calibración se expresan en la hoja sedimentológica incluida en el Anexo 3.

- Tomando como base la correlación estratigráfica realizada, se generaron 5 mapas de ambientes sedimentarios correspondientes a las 5 unidades estratigráficas determinadas, en los cuales se delimitan los distintos paleo-ambientes de depositación, mostrando la probable disposición de las zonas preferenciales tanto de canales como de llanuras de inundación. La generación de estos mapas permite la comparación con los mapas de propiedades petrofísicas: porosidad, permeabilidad saturación de agua (\emptyset , K, Sw) y de espesor de arena (ANT), con el fin de determinar el control sedimentológico sobre el contacto agua-petróleo en el área estudiada.

4.3.1 FACIES SEDIMENTARIAS

Una facies sedimentaria es una unidad litológica definida por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan y la diferencian de otras rocas adyacentes. Estos parámetros son definidos en base a la descripción de color, textura,

mineralogía, estructuras sedimentarias y contenido de fósiles e icnofósiles, entre otras (Anderton, 1985).

TABLA 4.1 Clasificación de Facies de Miall (1996)

Cód. de facies	Facies	Estructuras Sedimentarias	Interpretación
Gmm	Grava masiva soportada por matriz	Débil gradación	Flujo (<i>debris flow</i>) plástico de detritos, (alta intensidad, viscoso)
Gmg	Grava soportada por matriz	Gradación normal a inversa	Debris flow pseudo-plástico (baja intensidad, viscoso)
Gci	Grava soportada por clastos	Gradación inversa	Debris flow rico en clastos (alta intensidad), o bien pseudo-plástico (baja intensidad)
Gcm	Grava masiva soportada por clastos	_____	Debris flow pseudo-plástico (carga de fondo inercial, flujo turbulento)
Gh	Grava soportada por clastos, toscamente estratificada	Estratificación horizontal, imbricación	Geometría de fondo longitudinal, depósitos desfasados, tamizados
Gt	Grava estratificada	Estratificación cruzada en artesa	Relleno de canales secundarios

Gp	Grava estratificada	Estratificación cruzada planar	Geometría de fondo transversal, crecimientos deltaicos a partir de barras remanentes más antiguas
St	Arena, fina a muy gruesa, puede presentar guijarros	Estratificación cruzada en artesa, solitaria o agrupada	Dunas (3-D) con cresta sinuosa y linguoide
Sp	Arena, fina a muy gruesa, puede presentar guijarros	Estratificación cruzada planar solitaria o agrupada	Geometrías de fondo transversas y linguoides (Dunas 2-D)
Sr	Arena, muy fina a gruesa	Laminación cruzada con rizaduras	Rizaduras (régimen de flujo de bajo nivel)
Sh	Arena, muy fina a gruesa, puede presentar guijarros	Alineamientos horizontales	Flujo de lecho plano (flujo crítico)
Sl	Arena, muy fina a gruesa, puede presentar guijarros	Estratificación cruzada de bajo ángulo ($<15^\circ$)	Rellenos incisos, dunas jorobadas o de lavado, antidunas
Ss	Arena, fina a muy gruesa, puede presentar guijarros	Incisiones anchas y superficiales	Rellenos incisos
Sm	Arena, fina a gruesa	Laminación masiva o tenue	Depósitos de sedimentos en suspensión

Fl	Arena, limo, lodo	Laminación fina, rizaduras muy pequeñas	Depósitos de rebose, canales abandonados, o de flujo decreciente
Fsm	Limo, lodo	Masiva	Depósitos de canal abandonado
Fm	Lodo, limo	Masiva o con grietas de desecación	Depósitos de rebose, canales abandonados
Fr	Lodo, limo	Masiva, raíces, bioturbación	Lecho enraizado, suelo incipiente
C	Carbón, lodo carbonáceo	Plantas, películas de lodo	Depósitos en pantanos con vegetación
P	Carbonato de paleo suelo	Rasgos pedogénicos: nódulos, filamentos	Suelo con precipitación química

4.3.1.1 Descripción de Facies Sedimentarias

En el núcleo del pozo LS 5169 se identificaron un total de 7 facies sedimentarias distribuidas de la siguiente forma: 3 facies arenosas (Sp, Sr y Sh), una facies conglomerática (Gcm), una facies limolítica (Fsm) y dos facies heterolíticas (Fl, C) Estas facies fueron descritas de la siguiente forma:

Facies Sh:

Arena con granos de tamaño medio a fino, de escogimiento moderado; rara vez se observa laminación paralela. La impregnación de petróleo de esta facies es muy buena a excelente.



Figura 4.10: Facies Sh

Facies Sp:

Arena de grano medio a grueso con laminación cruzada, de escogimiento malo a moderado, mostrando en algunos casos clastos de arcilla; su impregnación de petróleo es de buena a muy buena.

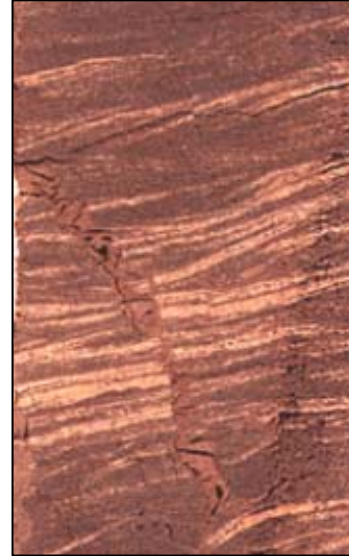


Facies Sr:

Arena de tamaño de grano muy fino a limolítico, con abundante laminación festoneada, rizaduras; se encuentran láminas de arcilla o materia orgánica vegetal. Impregnación de petróleo muy pobre.

Figura 4.11: Facies Sp

1 Pulgada

**Figura 4.12:** Facies Sr

1 Pulgada

Facies Gcm:

Conglomerado de clastos de arcilla de diámetro variable entre 1 y 10 cm., con una matriz arenosa de tamaño de grano medio a fino; en algunos casos se observa laminación cruzada marcada por la orientación de los clastos, siendo también posible observar fragmentos leñosos y buena impregnación de petróleo.

Debido a la fuerte presencia de clastos de arcilla, la respuesta de los registros de “Gamma Ray” y Resistividad tienden a confundir esta facies con depósitos arcillosos con una baja impregnación de petróleo ó tal vez pueden hacer pensar en la presencia de agua de formación, cuando en realidad se está dejando de producir un intervalo prospectivo.



Figura 4.13: Facies Gcm**Facies Fsm:**

Arcilita de color gris claro, en ocasiones presenta moteado color rojizo y raíces en posición de crecimiento; es común observar nódulos de siderita dentro de esta facies. A veces se observa laminación paralela o lenticular en esta facies.

1 Pulgada

**Figura 4.14:** Facies Gcm**Facies Fl:**

Intercalaciones de láminas de arena de grano muy fino a limolítico con láminas de arcilla; es común observar rizaduras, laminaciones lenticulares, tipo “flaser” y laminaciones festoneadas. En ocasiones se observan impregnadas las láminas de arena.

**Figura 4.15:** Facies Fl

Facies C:

Intercalaciones de láminas de arcilla con láminas de materia orgánica de origen vegetal (hojas, troncos y raíces) y láminas arena de grano muy fino a limolítico; es común observar rizaduras y laminación paralela. No se encuentran impregnadas las láminas de arena.



FIGURA 4.16: Facies C

4.3.2 AMBIENTES DE SEDIMENTACIÓN

A través de la descripción del núcleo LS 5169, evidencia fósil, respuesta de los perfiles “gamma ray” y resistividad e interpretación sísmica se logró identificar los ambientes de sedimentación presentes en el Miembro Bachaquero dentro del área de estudio.

En el núcleo LS 5169 se observaron restos de plantas como ramas, raíces y hojas completas (Figura 4.17). Luego de la correlación entre perfiles y con la información obtenida por los datos ya mencionados, se proponen entonces como ambientes de sedimentación canales fluviales en la base y la parte media del Miembro Bachaquero y canales distributarios de llanura deltaica alta hacia el tope del Miembro Bachaquero (Figura 4.18)

Se observa que en el núcleo estudiado es común encontrar depósitos de tipo granodecrecientes y cilíndricos interpretadas como depósitos corte y relleno “cut and fill”, así como superficies erosivas realizadas por canales fluviales con depósitos de carga de fondo donde predominan una facies conglomerática de clastos de arcilla redondeados de diámetro variable. Las respuestas de los registros eléctricos a estos depósitos se muestran también granodecrecientes con contactos abruptos en la base. También se observan depósitos con tendencias granocrecientes correspondientes a eventos de “crevasse splay” / abanicos de roturas. Igualmente los registros eléctricos responden a esta tendencia vertical de sedimentación. En la Figura 4.19 se muestra una correlación entre los depósitos y los registros.



Figura 4.17 Evidencia fósil, que ayuda a determinar el ambiente de sedimentación.



Figura 4.18 Ambientes de sedimentación interpretados.

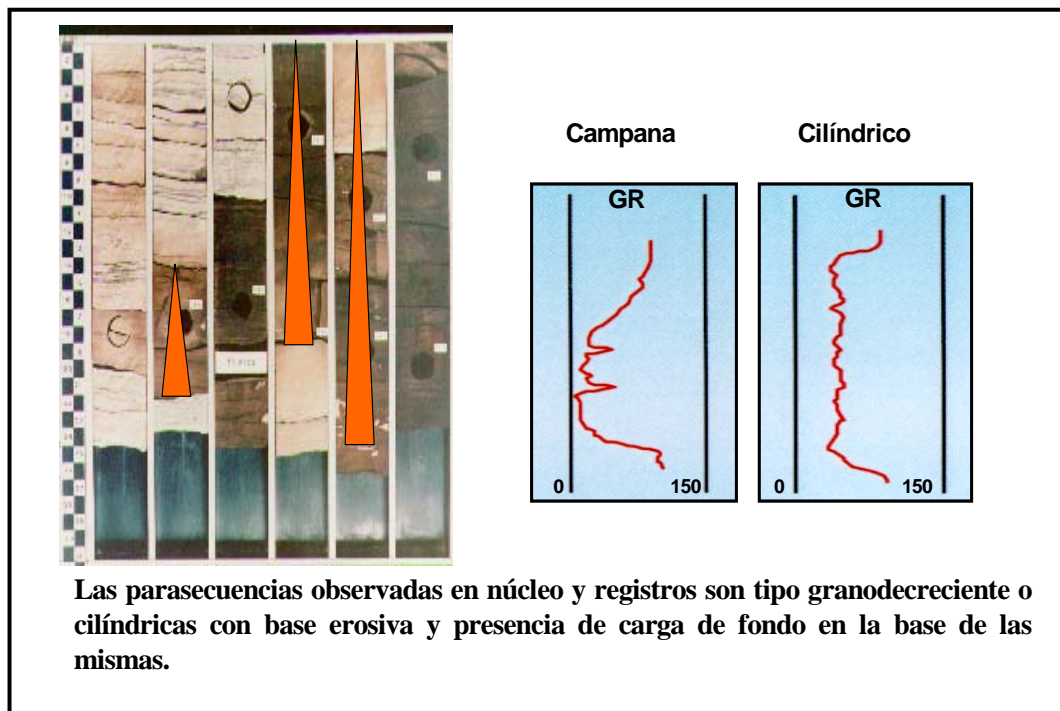


Figura 4.19 Parasecuencias observadas en núcleo y registros. Tomado de Rojas (2001)

Para elaborar los mapas de ambientes sedimentarios se trabajó a partir de los perfiles de los pozos presentes en el área, en dichos perfiles se determinaron los espesores de los paquetes de arena, previamente interpretados a través del análisis de las curvas de Gamma Ray, Resistividad, Sp, etc., una vez determinada la litología presente de acuerdo al comportamiento del registro observado (Figura 4.20), se tomaron los mayores espesores de los paquetes de arena para cada unidad, dichos valores se llevaron a un mapa base del área de estudio con la ubicación de los pozos, en los cuales se trazaron contornos que delimitaran las áreas con arenas más potentes lo que permitió delimitar los probables canales fluviales y las llanuras de inundación para cada una de las cinco unidades.

LS 5169

EMR: -3.0

X: 256204.8

Y: 1120680.7

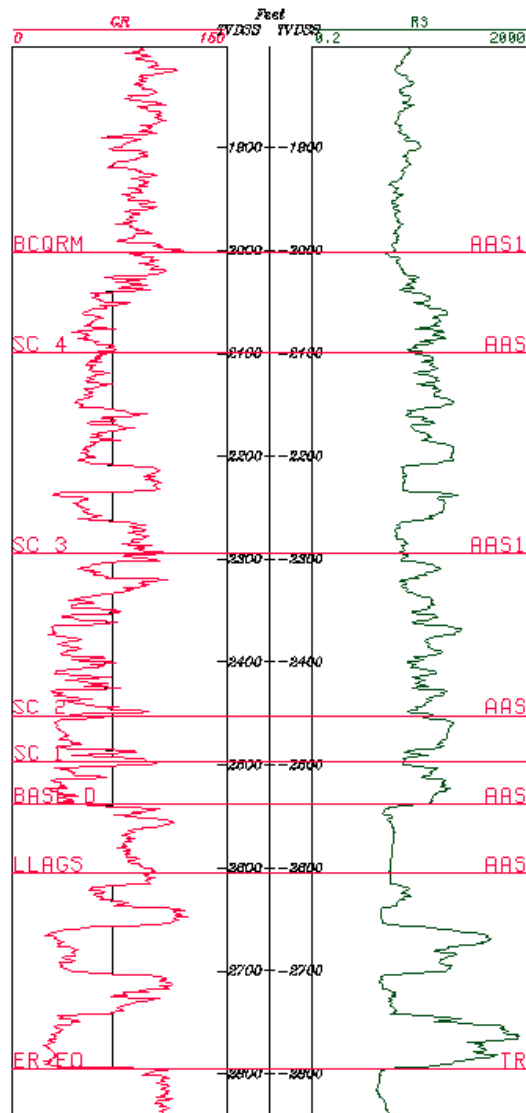


Figura 4.20 Perfil del pozo LS 5169 donde se observan las superficies de correlación con las cuales se trabajó en el presente estudio

4.3.3 ASOCIACIONES DE FACIES

Dentro de las unidades estratigráficas encontraremos asociaciones de facies que coexisten en equilibrio en un determinado ambiente de sedimentación (Figura 4.21). Comúnmente pueden faltar dos o tres de las facies dentro de una asociación, pero siguen conformando la misma asociación de facies. En la Figura 4.22 se observa un modelo teórico de un río meándrico mostrando los diferentes elementos que lo componen así como las litofacies asociadas. En este caso las facies que aparecen dentro de una asociación están siendo mencionadas de base a tope.

Asociación de Facies A:

De base a tope las facies Gcm, Sp, Sh y Sr conforman una asociación de facies que se encuentra en los depósitos de canales fluviales, (Figura 4.23)

Asociación de Facies B:

Sr, Fl, C y Fsm se encuentran en depósitos de abandono de canales.

Asociación de Facies C

Fsm, Fl, Sr, Gcm y Sh se ubica en depósitos de abanicos de rotura.

Asociación de Facies D:

Fsm y C se ubica en depósitos de pantanos, Lagos o Llanura de Inundación.

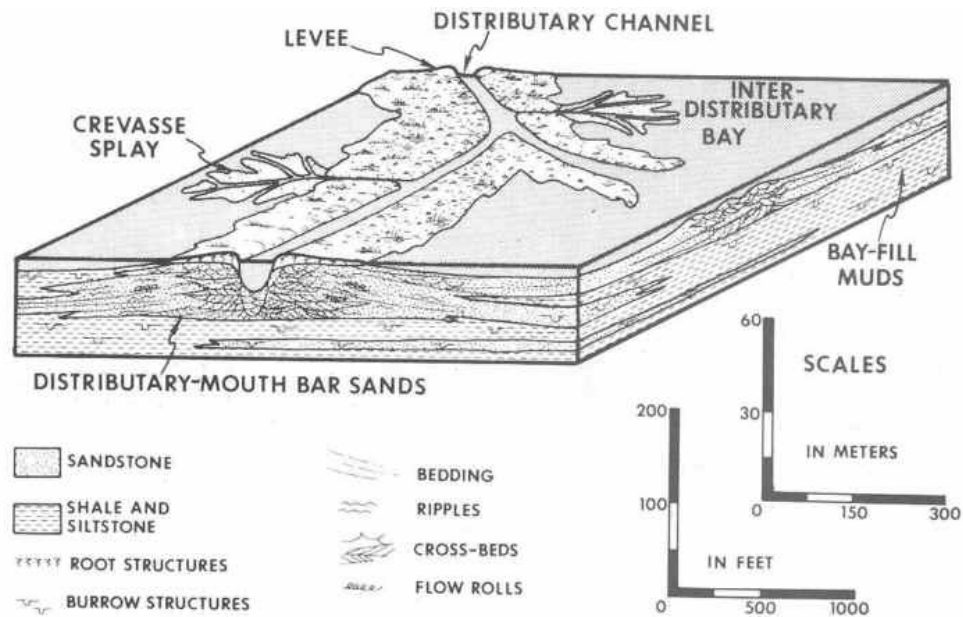


Figura 4.21 Modelo teórico de un canal distributario. Tomado de: Pittsburgh Area Geologic Sites (<http://www.geology.pitt.edu/GeoSites/index.htm>)

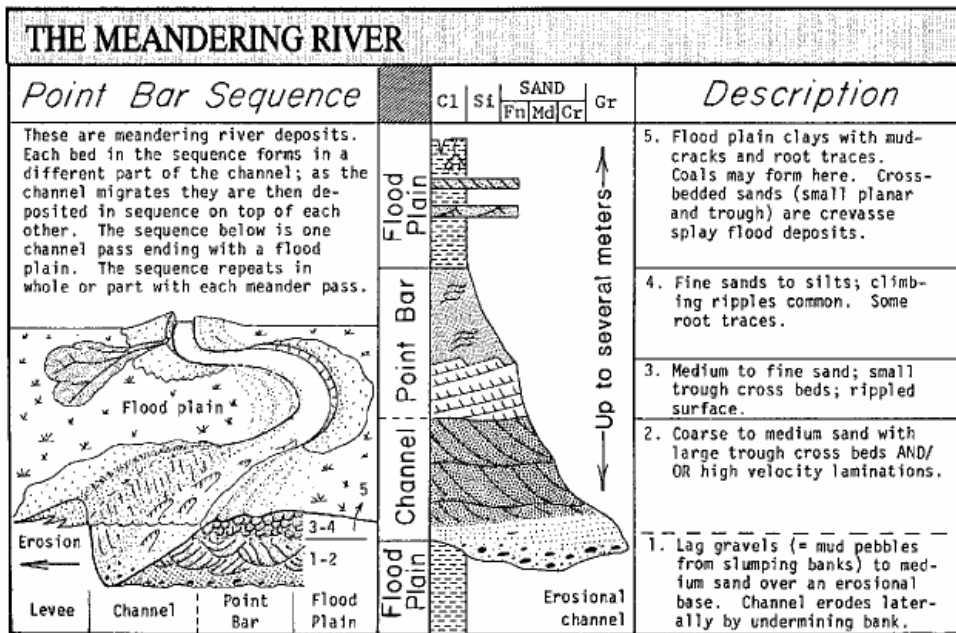


Figura 4.22 Modelo teórico de un río meándrico. Tomado de: Paleocurrents.com (<http://www.paleocurrents.com/index.html>)

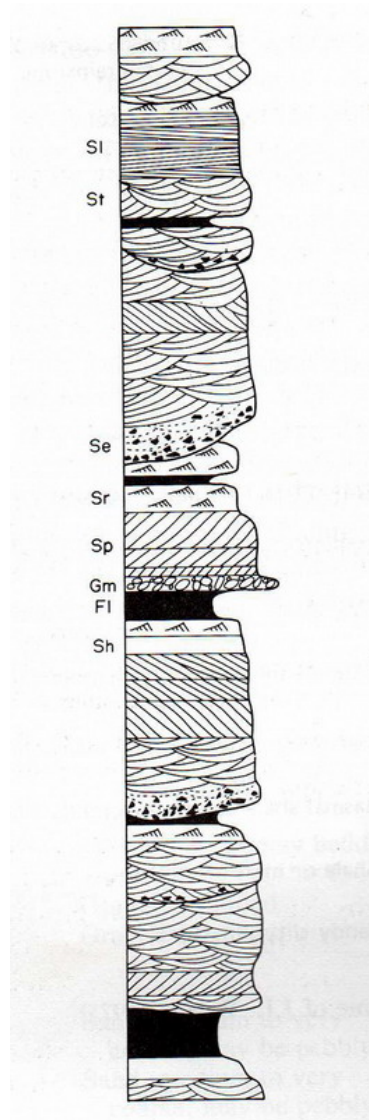


Figura 4.23. Esquema de las litofacies correspondientes a un ambiente de canales entrelazados.

Tomado de Miall (1990)

Las asociaciones de facies anteriormente mencionadas están relacionadas a las unidades sedimentarias establecidas dentro del modelo estratigráfico-sedimentario. La interpretación de los ambientes sedimentarios de estas unidades se describe a continuación siguiendo la secuencia de depositación:

Tomando en cuenta que se han perforado pocos pozos en los bloques R8 y S8, no se dispuso de suficiente información de registros por lo cual es mayor la incertidumbre en cuanto a la disposición de los ambientes, lo que se señala en el mapa a través de signos de interrogación, algo similar ocurre aunque en menor escala en los bloques U8 y V8.

A pesar de que en el núcleo se interpretaron varias asociaciones de facies y ambientes de sedimentación, debido a la gran presencia de depósitos de canales y pequeñas intercalaciones de otros ambientes, en los mapas solo se muestran solo dos tipos de macrofacies: depósitos de canales (en color rojo) y depósitos de margen de canal (en color verde).

Unidad Estratigráfica I

Ubicada a la base del Miembro Bachaquero, erosionando los sedimentos del Miembro Laguna. La base de esta unidad se interpretó como un límite de secuencia de cuarto orden (LS). Presenta un espesor promedio de 57 pies y está constituida por 20% de facies arcillosas y heterolíticas, 50% por facies arenosa Sh, 25% por facies arenosa Sp y 5% por facies conglomerática Gcm. Se interpretó como ambiente de sedimentación para la Unidad I un ambiente fluvial, en base a la presencia de contactos erosivos entre los cuerpos de arena y a la escasa presencia de láminas de arcilla. Es común encontrar parasecuencias de tipo granocreciente y cilíndricas interpretadas como depósitos corte y relleno “cut and fill”, así como superficies erosivas realizados por canales fluviales y parasecuencias granocrecientes correspondientes a eventos de roturas de canales “crevasse splay” / abanicos de rotura (Figura 4.24).

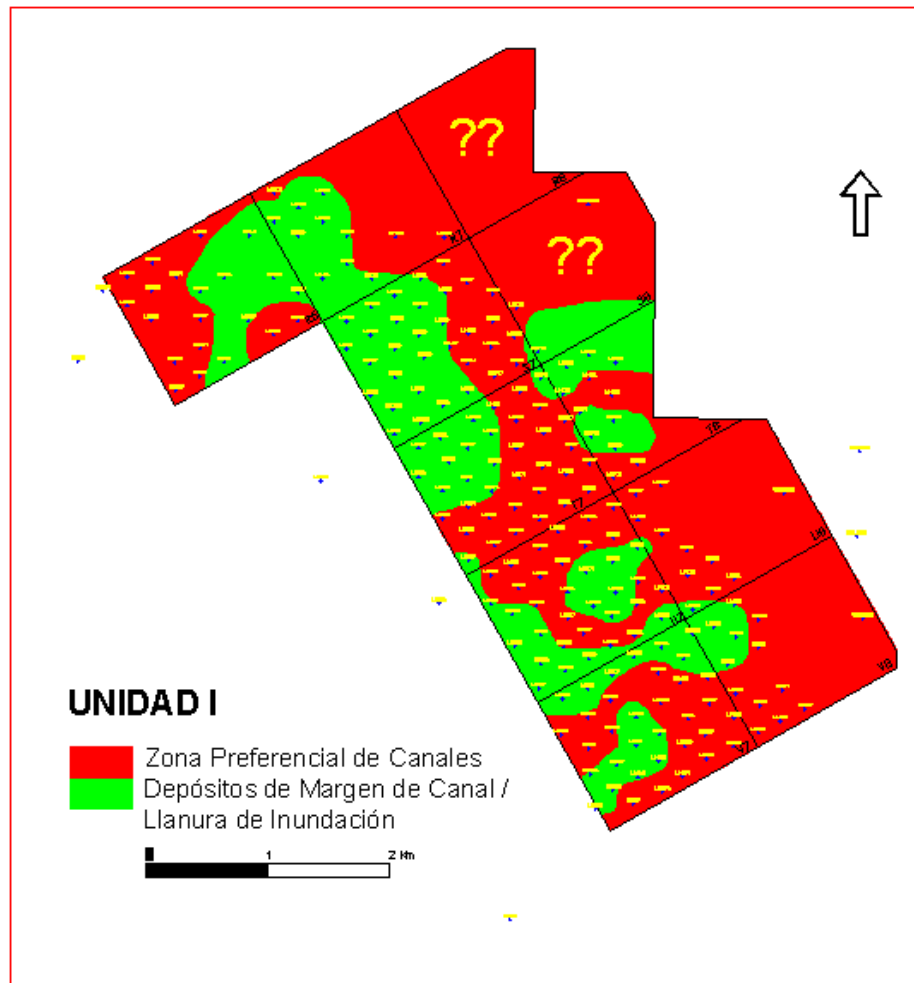


Figura 4.24. Mapa de Facies de la Unidad I

Unidad Estratigráfica II

Es la unidad que suprayace a la Unidad I. Esta unidad tiene un espesor promedio de 82 pies repartidos de la siguiente forma: un 15% de facies arcillosas y heterolíticas, 70% por facies Sh, 5 % facies Sp y 10 % facies Gcm.

Se interpretó como ambiente de sedimentación para esta unidad un ambiente de canales fluviales (Figura 4.18), observándose presencia conspicua de láminas de carbón, fragmentos leñosos, hojas completas entre las arcillas y las facies heterolíticas. Es común encontrar parasecuencias de tipo granocreciente y cilíndricas interpretadas como depósitos corte y relleno “cut and fill”, así como superficies erosivas realizados por canales fluviales y parasecuencias granocrecientes

correspondientes a eventos de roturas de canales “crevasse splay” / abanicos de roturas. (Figura 4.25)

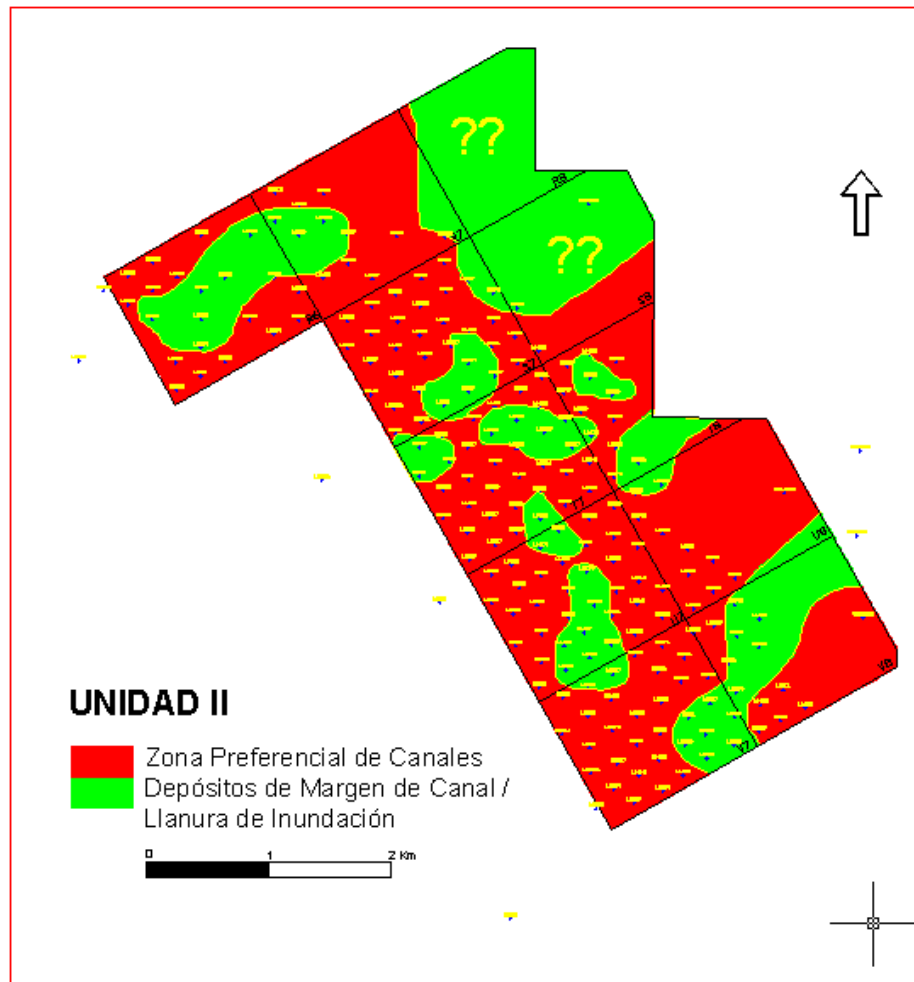


Figura 4.25 Mapa de Facies de la Unidad II

Unidad Estratigráfica III

Esta unidad suprayace a la Unidad II, con un espesor promedio de 130 pies. La distribución de facies indica un 40 % de facies arcillosas o heterolíticas, 45% de facies Sh, 10 % de facies Sp, 5 % de la facies Gcm.

Tomando en cuenta el porcentaje considerable de facies arcillosas en ésta unidad, se puede inferir el predominio de sedimentos en suspensión lo que indica una pendiente baja dentro de los canales, observándose abundantes clastos de arcilla, restos de plantas y fragmentos leñosos. Se encuentran también parasecuencias de tipo

granocreciente y cilíndricas interpretadas como depósitos corte y relleno “cut and fill”. Entre las arcillas se observan hojas completas, encontrándose en el núcleo LS 5169 una acumulación de restos de materia orgánica vegetal: troncos, ramas, raíces, hojas y pequeños huevos de insecto agrupados. (Figura 4.26)

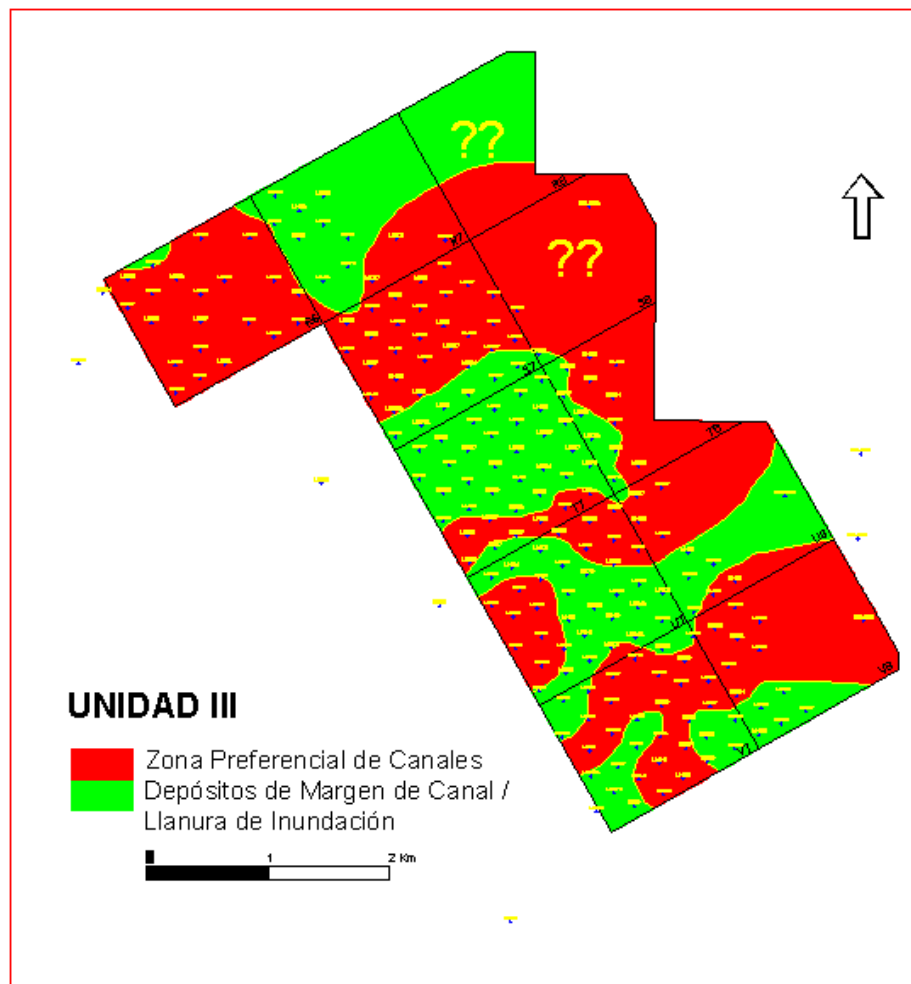


Figura 4.26 Mapa de Facies de la Unidad III

Unidad Estratigráfica IV

Unidad de espesor promedio de 180 pies, compuesta por la facies Sh en un 80%, facies Sp 5%, facies arcillosas y heterolíticas en 8 % y 7% facies Gcm. Se interpretó

para esta unidad un ambiente de sedimentación fluvial del tipo de canales fluviales (Figura 4.18), observándose abundantes clastos de arcilla, restos de plantas y fragmentos leñosos. (Figura 4.27)

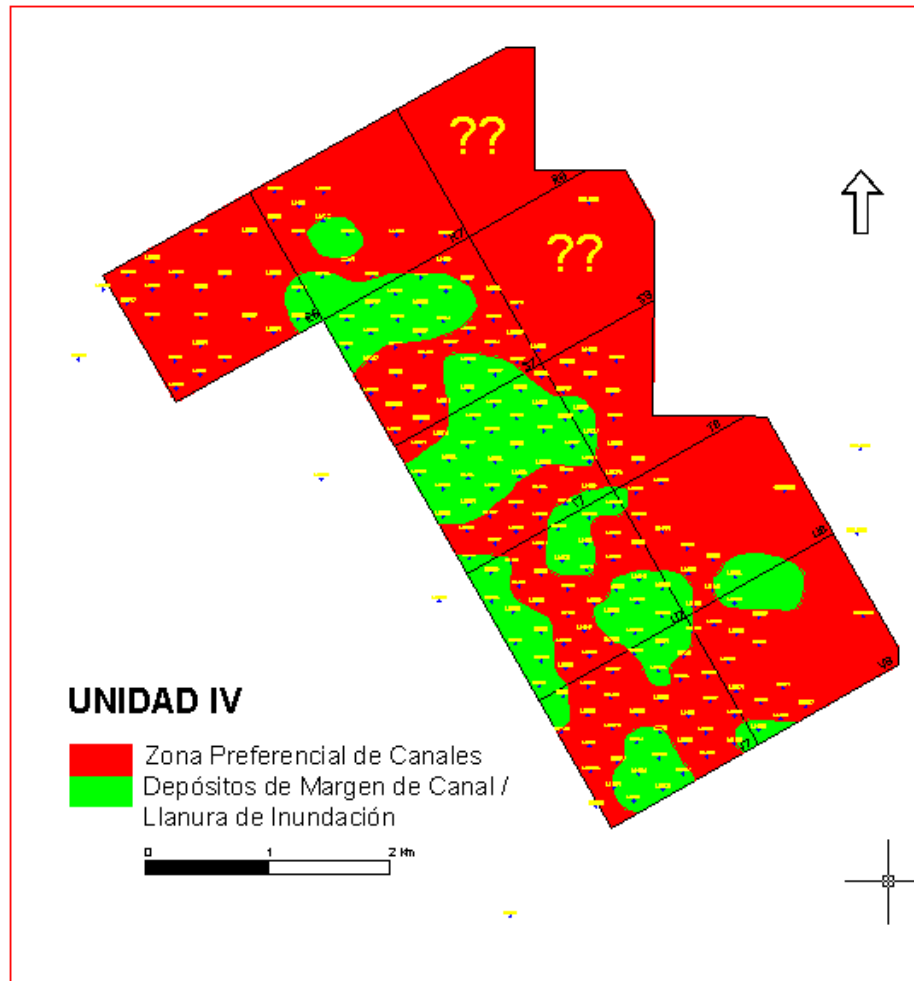


Figura 4.27 Mapa de Facies de la Unidad IV

Unidad Estratigráfica V

Esta es la unidad superior descrita para el Miembro Bachaquero. Esta unidad tiene un espesor promedio de 95 pies y se compone de facies arcillosas y heterolíticas en un 50%, facies Sh en un 45%, el 5% restante lo componen las facies Sr y Sp, se interpretó para esta unidad un ambiente de sedimentación de llanura deltaica alta, por la presencia de canales distributarios con depósitos del tipo de abanico de rotura (Figura 4.18), observándose abundantes clastos de arcilla, restos de plantas y

fragmentos leñosos. Se encuentran además parasecuencias de tipo granodecreciente y cilíndricas interpretadas como depósitos corte y relleno “cut and fill” realizados por canales distributarios de llanura deltaica alta; también se observan parasecuencias de tipo granocrecientes atribuidas a depósitos de eventos de rotura de canales. Entre las arcillas de la llanura de inundación se observan hojas completas. La arcilla que se encuentra en el tope del Miembro Bachaquero se interpretó como una superficie de máxima inundación (MFS), correspondiente al último evento del Sistema Transgresivo (TST). (Figura 4.28)

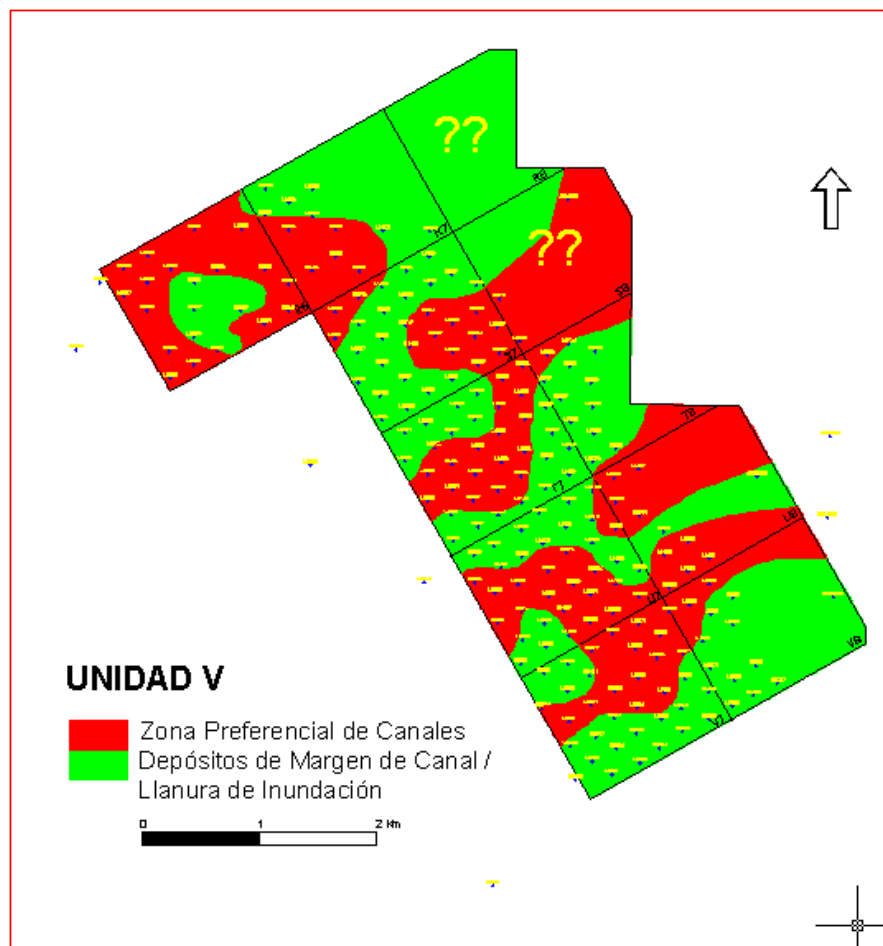


Figura 4.28 Mapa de Facies de la Unidad V

4.3.4 DISTRIBUCION DE PROPIEDADES PETROFISICAS PARA EL AREA DE ESTUDIO

A partir de la correlación de los registros de 220 pozos estudiados se generó un archivo con los topes interpretados, los cuales se le entregaron al Petrofísico de la Gerencia de Estudios Integrados del Campo Lagunillas Tierra, el cual realizó un primer filtrado de data seleccionando los pozos de acuerdo a la información que estos ofreciesen, clasificándolos en pozos clave, que son aquellos pozos que disponen de núcleo cortado , pozos control es decir aquellos que contaban con los registros de densidad, rayos gamma y resistividad y pozos no control es decir aquellos que no contaban registro de densidad, luego se realizó la evaluación petrofísica de 71 pozos distribuidos uniformemente en el área de estudio (Figura 4.29), utilizando el programa *Interactive Petrophysics* de Schlumberger , los resultados de esta evaluación (ANEXO 1) se utilizaron para generar los mapas de Isopropiedades.

4.3.4.1 PARAMETROS DE EVALUACION (NUCLEO LS 5169)

PARAMETROS DE CORTE

Antes de realizar las evaluaciones petrofísicas se determinaron los parámetros básicos como son resistividad de agua de formación, a través de los análisis físico-químicos. 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 yacimiento. A través del análisis físico-químico de las aguas de formación se obtuvieron valores de R_w , para distintos bloques del área de estudio (ANEXO 2), como se observa en la Tabla 4.5, también se utilizaron para realizar la evaluación petrofísica los siguientes parámetros de corte: volumen de arcilla (V_{sh}) menor o igual a 50%, saturación de agua (S_w) menor o igual a 50% y porosidad mayor o igual a 20%

También se utilizaron los siguientes parámetros

a: Coeficiente de tortuosidad= 1.0

m*: Factor de cementación= 1.7

N*: Exponente de saturación corregido por arcillosidad= 2.0

TABLA 4.5. Valores de R_w a partir de análisis de agua de formación

BLOQUE	POZO	R_w
T7	LS 3555	4.123
T8	LS 4783	4.792
S7	LS 3051	5.843
R7	LS 5363	5.375
U7	LS 2592	3.579
U8	LS 5159	4.343
V7	LS 2276	3.681
V8	LS 3555	4.123

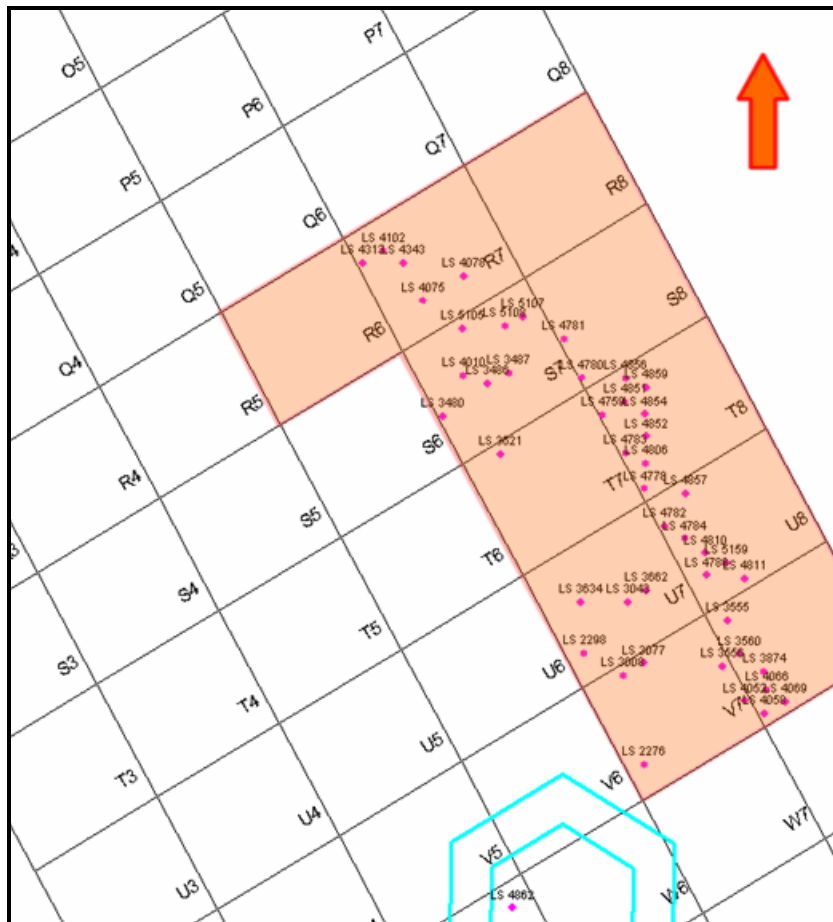


Figura 4.29. Mapa de ubicación de pozos evaluados petrofísicamente

4.4 RELACIONES ENTRE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y LAS FACIES SEDIMENTARIAS

Para buscar relaciones entre las facies sedimentarias y las propiedades petrofísicas se tomaron en cuenta los datos arrojados por los análisis de porosidad y permeabilidad realizados a tapones del núcleo LS 5169. En base a esto se clasificaron los tapones de acuerdo a la facies donde fueron tomados y se calcularon parámetros estadísticos por facies obteniéndose los siguientes resultados:

4.4.1 Facies Sh:

En la Tabla 4.6 se puede observar un resumen de los parámetros estadísticos que se obtuvieron del análisis de los datos de los tapones tomados al núcleo LS 5169 para la Facies Sh.

TABLA 4.6 Resumen de Parámetros Estadísticos para la Facies Sh

Parámetros	Permeabilidad	Porosidad
Media	2198	35,1
Mediana	1805	35,2
Desviación estándar	1450	2,7
Curtosis	-1	2,2
Rango	4593	18,4
Mínimo	345	22,7
Máximo	4938	41,0

En la Figura 4.30 se puede observar el histograma de frecuencias obtenido de los datos de tapones de núcleo para la facies Sh, donde se observa una distribución unimodal representada por el intervalo entre 34 % y 37 %.

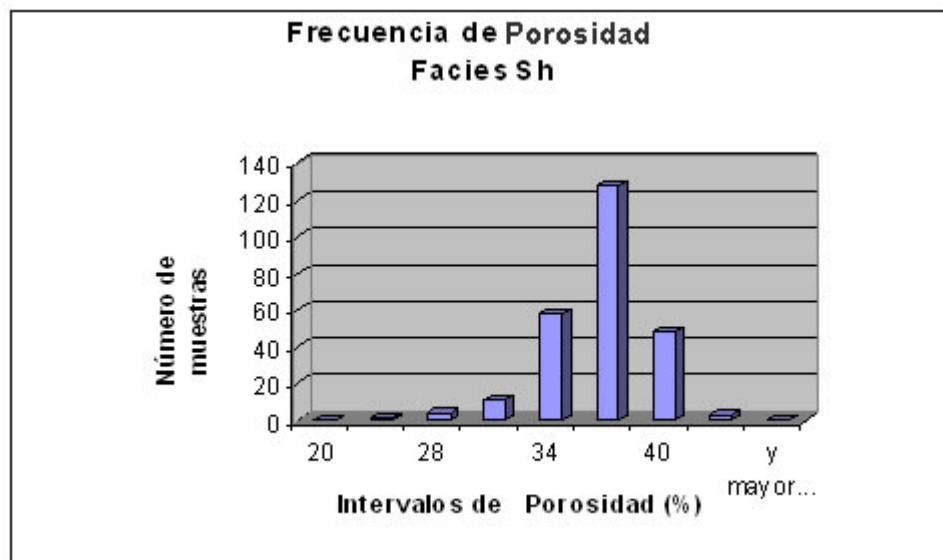


Figura 4.30 Histograma de frecuencias de Porosidad para la Facies Sh

Se construyó también un histograma de frecuencias de datos de permeabilidad donde se observa una distribución unimodal y leptocúrtica de la facies Sh ubicada en el intervalo de 1000 a 2000 milidarcys, (Figura 4.31).

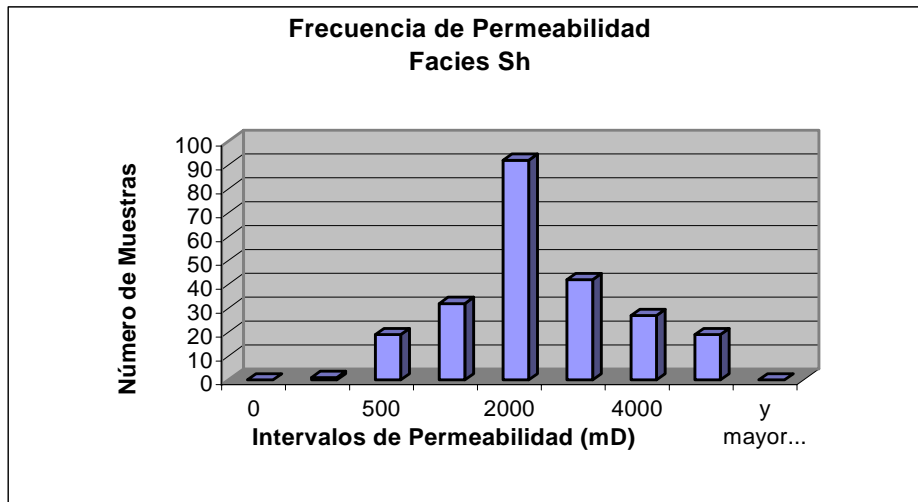


Figura 4.31 Histograma de frecuencias de permeabilidad para la facies Sh.

4.4.2 Facies Sp:

En la Tabla 4.7 se observa un resumen de los parámetros estadísticos obtenidos de los tapones petrofísicos tomados en la facies Sp.

TABLA 4.7 Parámetros estadísticos para la Facies Sp.

Parámetros	Permeabilidad	Porosidad
Media	2811	34,6
Error típico	242	0,4
Mediana	2995	35,3
Desviación estándar	1566	3,1
Curtosis	-1	-0,4
Rango	4674	11,8
Mínimo	283	27,7
Máximo	4957	39,5

La Figura 4.32 muestra el histograma de frecuencias de porosidad para la facies Sp, en el cual se observa una distribución unimodal y leptocúrtica en el intervalo de 35 % a 40 % con una asimetría gráfica hacia alta porosidad.

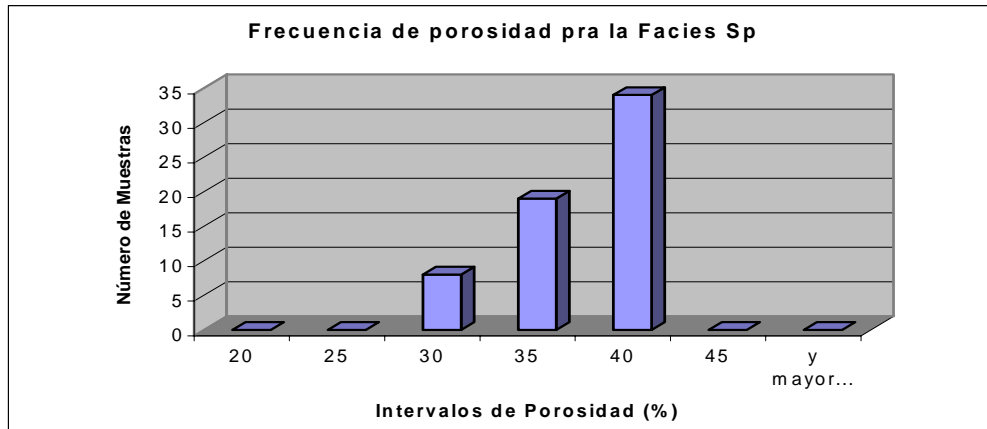


Figura 4.32 Histograma de distribución de frecuencias de Porosidad para facies Sp

El histograma de frecuencias de permeabilidad obtenido con los datos de los tapones tomados en la facies Sp muestra una distribución unimodal leptocúrtica con asimetría gráfica hacia alta permeabilidad en el intervalo de 3000 a 5000 milidarcy (Figura 4.33).

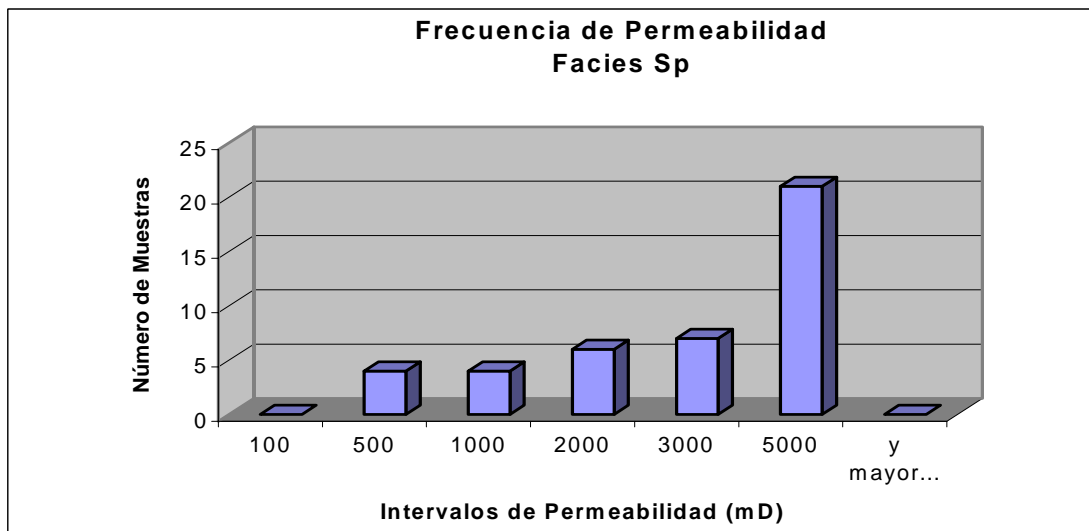


Figura 4.33 Histograma de frecuencia de Permeabilidad para la facies Sp.

4.4.3 Facies Gcm:

En la TABLA 4.8 se presentan los parámetros estadísticos para los resultados de los ensayos de porosidad y permeabilidad hechos sobre los tapones tomados en la Facies Gcm.

TABLA 4.8: Parámetros Estadísticos para la facies Gcm

Parámetros	Permeabilidad	Porosidad
Media	1448	30,7
Mediana	1350	31,3
Moda	#N/A	#N/A
Desviación estándar	999	3,9
Rango	4223	16,9
Mínimo	81	19,6
Máximo	4304	36,5

En el histograma de distribución de frecuencias de porosidad, obtenido de los tapones tomados en la facies Gcm, se observa una distribución unimodal y leptocúrtica en el intervalo de 30 % a 35 % con leve asimetría gráfica hacia alta porosidad (Figura 4.34).

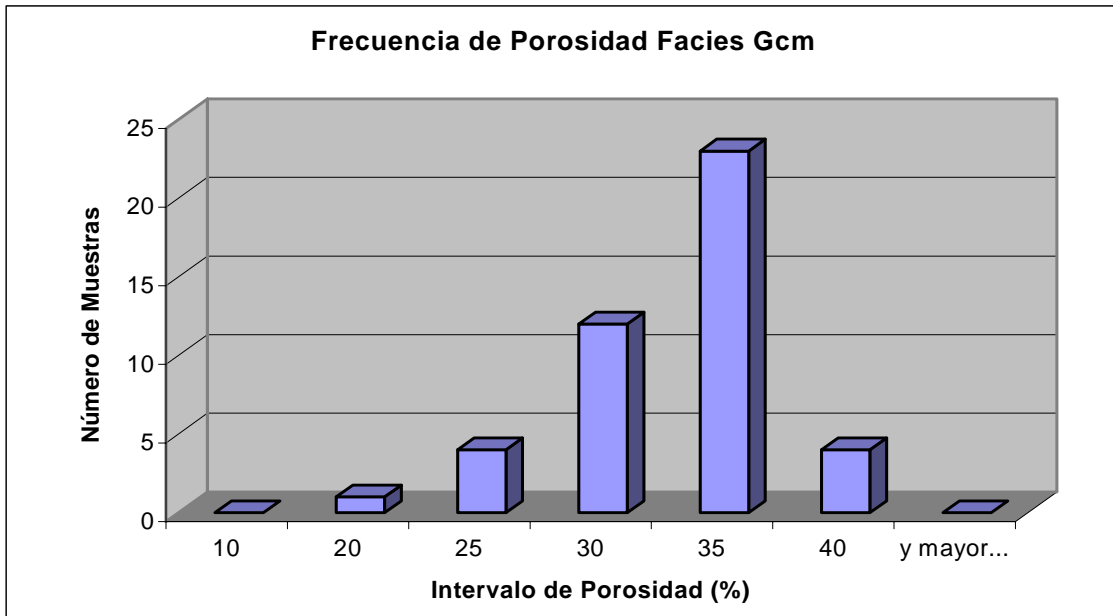


Figura 4.34 Histograma de distribución de frecuencia de Porosidad para la Facies Gcm.

En el histograma de distribución de frecuencias de permeabilidad, obtenido de los tapones tomados en la facies Gcm, se observa una distribución bimodal en los intervalos de 100 a 500 milidarcys y de 1000 a 2000 milidarcys, siendo este último el que se muestra con más frecuencia de muestras. La bimodalidad de permeabilidad en esta facies puede ser explicada por la mezcla de dos tamaños de grano tan diferentes: los clastos de arcilla de tamaño de grano conglomerático: con la matriz arenosa de tamaño de grano de fino a medio. Se observa simetría gráfica en el histograma (Figura 4.40).

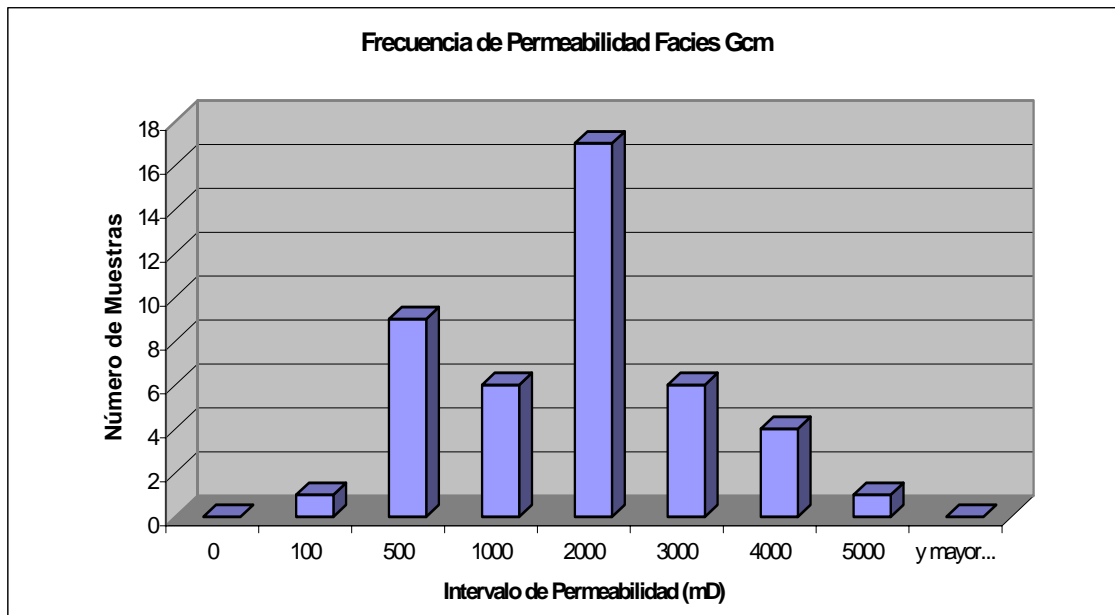


Figura 4.40 Histograma de distribución de frecuencias de Permeabilidad para la facies Gcm.

4.4.4 Facies Sr:

En la facies Sr se obtuvieron dos muestras, de las cuales se obtiene una permeabilidad promedio de 403 milidarcys y 34 % de porosidad promedio.

4.4.5 Resultados

De los resultados obtenidos en el análisis estadístico de las propiedades petrofísicas por facies, se observó que las facies más prospectivas son Sh y Sp, de acuerdo con las modas de la permeabilidad como se observa en la Figura 4.41. La porosidad en todas las facies varía en un rango parecido (30% a 35%), no observándose una relación importante entre facies y porosidad.

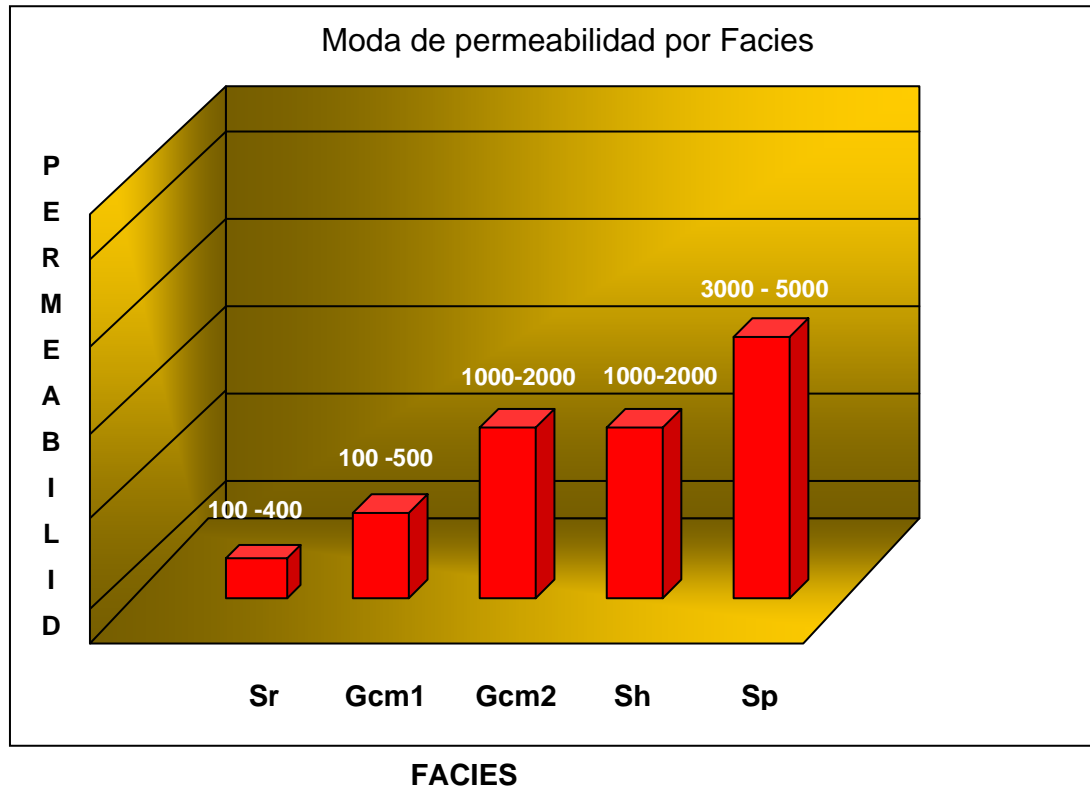


Figura 4.41 Moda de permeabilidad por facies.

Se elaboró también un gráfico de Porosidad vs. Permeabilidad por facies, en el cual se observan diferentes tendencias que podrían caracterizar cada facies en una relación de Porosidad con Permeabilidad, en dicho gráfico se aprecia que los puntos que muestran mejor relación Porosidad-Permeabilidad corresponden a las facies Sh (en azul y Sp (en amarillo) (Figura 4.42). En base a este gráfico y considerando los porcentajes de facies por unidad, se infiere que la unidad estratigráfica más prospectiva debe contener mayor porcentaje de facies Sp y Sh, lo que corresponde a las Unidades I y III

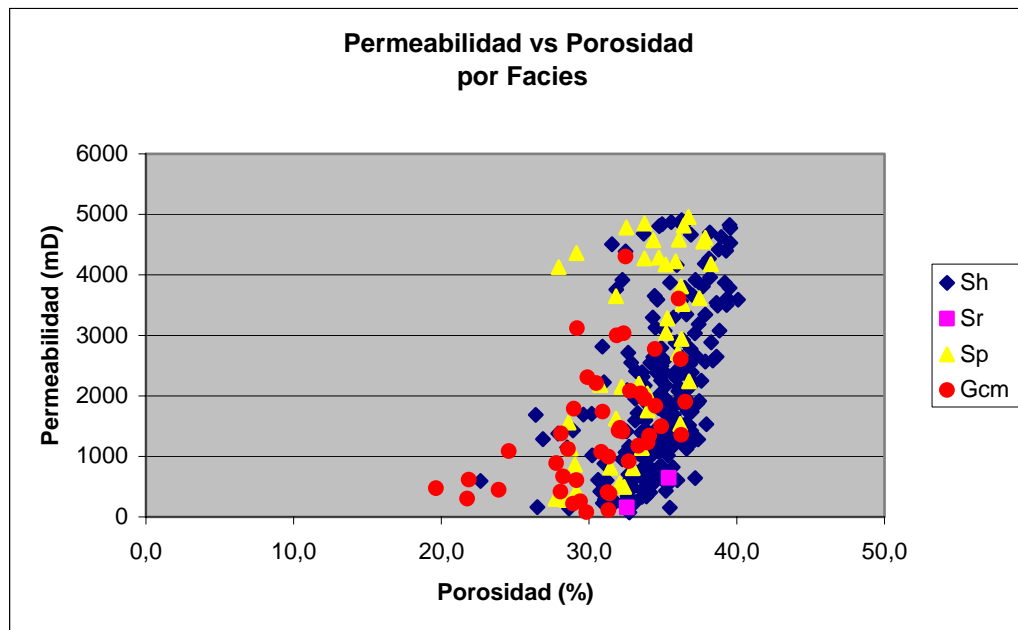


Figura 4.42 Permeabilidad vs. Porosidad por Facies.

Tomando los promedios de Permeabilidad y Porosidad obtenidos a partir de la evaluación petrofísica para cada una de las cinco unidades y luego graficando (Figura 4.43), podemos observar que la unidad que presenta mejor relación Porosidad-Permeabilidad es la Unidad I.

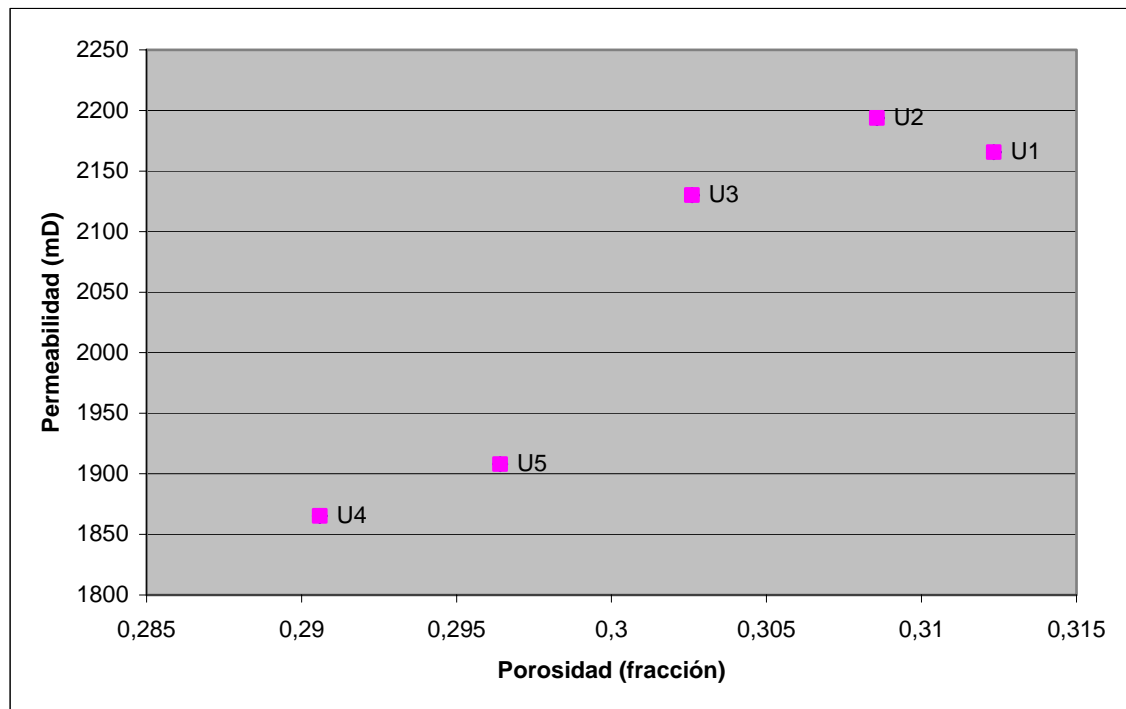


Figura 4.43 Permeabilidad vs. Porosidad, a partir de la evaluación petrofísica, para cada unidad litoestratigráfica

Ahora bien, si observamos los mapas de S_w de agua (Sección 5.2), se puede observar que efectivamente la unidad con mayor invasión de agua es la Unidad I en la que se observan grandes valores de S_w distribuidos uniformemente a lo largo de la zona de estudio y siguiendo principalmente el patrón descrito por los canales fluviales lo que coincide con el análisis realizado a partir de los gráficos de Porosidad Vs. Permeabilidad, tanto a partir de la evaluación petrofísica como de las facies. Se puede concluir que efectivamente el agua avanza con mayor facilidad por la Unidad I que en el resto de las unidades, para dicha unidad se interpretó como ambiente de sedimentación canales fluviales entrelazados en los cuales existe un gran porcentaje de facies arenosas, además de una mejor interconexión entre los paquetes de arena, lo que facilita la invasión del agua. Un modelo teórico y una imagen ilustrativa de este tipo de canales se observa en las Figuras 4.44 y 4.45

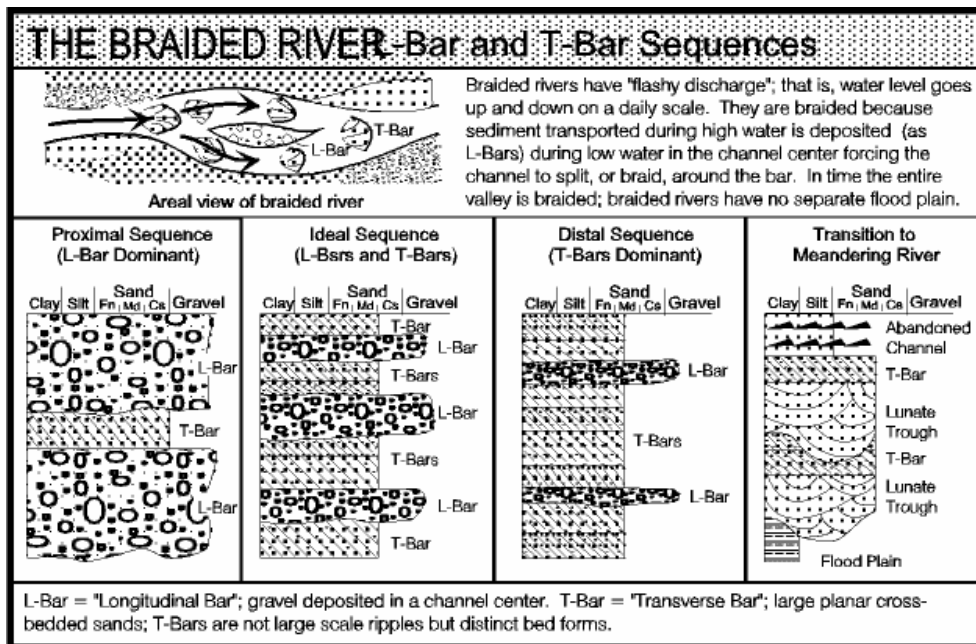


Figura 4.44 Tipos de secuencias en ríos entrelazados. Tomado de:

<http://www.geo.uu.nl/fg/palaeogeography/>



Figura 4.45 Ejemplo de canales entrelazados (photo by H.J.A. Berendsen). Tomado de:

<http://www.geo.uu.nl/fg/palaeogeography/>

CAPITULO V
RESULTADOS

5 RESULTADOS

A continuación se presenta el análisis de los resultados obtenidos a partir de la evaluación petrofísica. Para el análisis petrofísico se utilizaron un total de 71 pozos (ANEXO 1), en cambio para el análisis de facies se utilizaron 220 pozos, esto se debe a que no todos los pozos del área de estudio reunían la información necesaria para realizar el análisis petrofísico, por lo que se seleccionaron los pozos de acuerdo a la información que estos ofreciesen, clasificándolos en pozos clave, que son aquellos pozos que disponen de núcleo cortado, pozos control es decir aquellos que contaban con los registros de densidad, rayos gamma y resistividad y pozos no control es decir aquellos que no contaban con registro de densidad. Los mapas aquí presentados pueden ser apreciados en un tamaño mayor en el ANEXO 8.

5.1 DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS POROSIDAD (Ø), PERMEABILIDAD (K) Y ARENA NETA (ANT)

Una vez obtenido los resultados de la evaluación petrofísica, se procedió a realizar los mapas de Isopropiedades (Ø, K, ANT) para las cinco unidades estratigráficas propuestas. Usando los mapas de distribución de facies como mapas control de la distribución areal de las propiedades petrofísicas. Por ser el punto de más relevancia en este trabajo, la distribución de saturación de agua será tratada en la sección 5.2.

A través del análisis de los mapas de porosidad y permeabilidad para el área de estudio de este trabajo, se puede observar que existe un control sedimentológico en el patrón de distribución de dichas propiedades en cada una de las cinco unidades estratigráficas estudiadas.

Luego de generados los mapas de facies correspondientes a las unidades estratigráficas, en los cuales se delimitan los distintos paleo-ambientes de depositación, se puede dibujar la probable disposición de las zonas preferenciales tanto de canales como de zonas marginales a los canales (llanuras de inundación, lagos y abanicos de rotura) y zonas de no depositación. Al comparar los mapas de

facies con los de isopropiedades se observa que las zonas con mejores propiedades de porosidad y permeabilidad tienden a superponerse a las facies arenosas correspondientes al curso de paleo-canales fluviales. A continuación se presenta una descripción a detalle de cada mapa obtenido:

5.1.1 MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA UNIDAD I

5.1.1.1 Mapas de Arena Neta Total (ANT) para la Unidad I

Se observa que la tendencia de los mayores espesores de arena se orienta con una dirección SO-NE, presentando espesores que varían en un rango entre 45 y 115 pies en el área central y sur del área de estudio. (ver Figura 5.1).

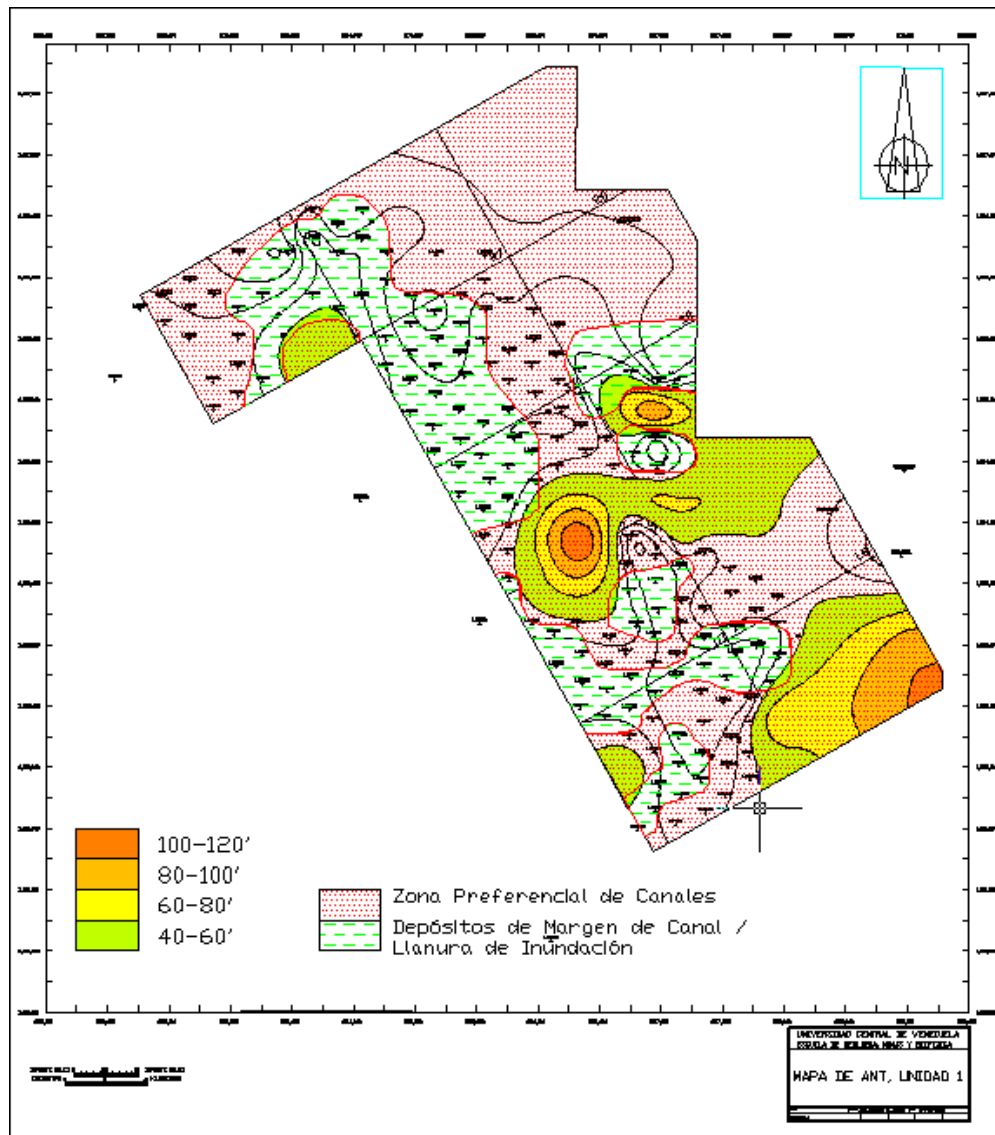


Figura 5.1. Mapa de ANT (Unidad I)

5.1.1.2 Mapas de Porosidad (ϕ) para la Unidad I

Se observa que las zonas mayores valores de porosidad se encuentran al NE del área de estudio, presentando en varios de los pozos valores mayores a 34%, mientras se acerca mas hacia el norte los valores aumentan de forma gradual, llegando a valores de 40%. (Figura 5.2).

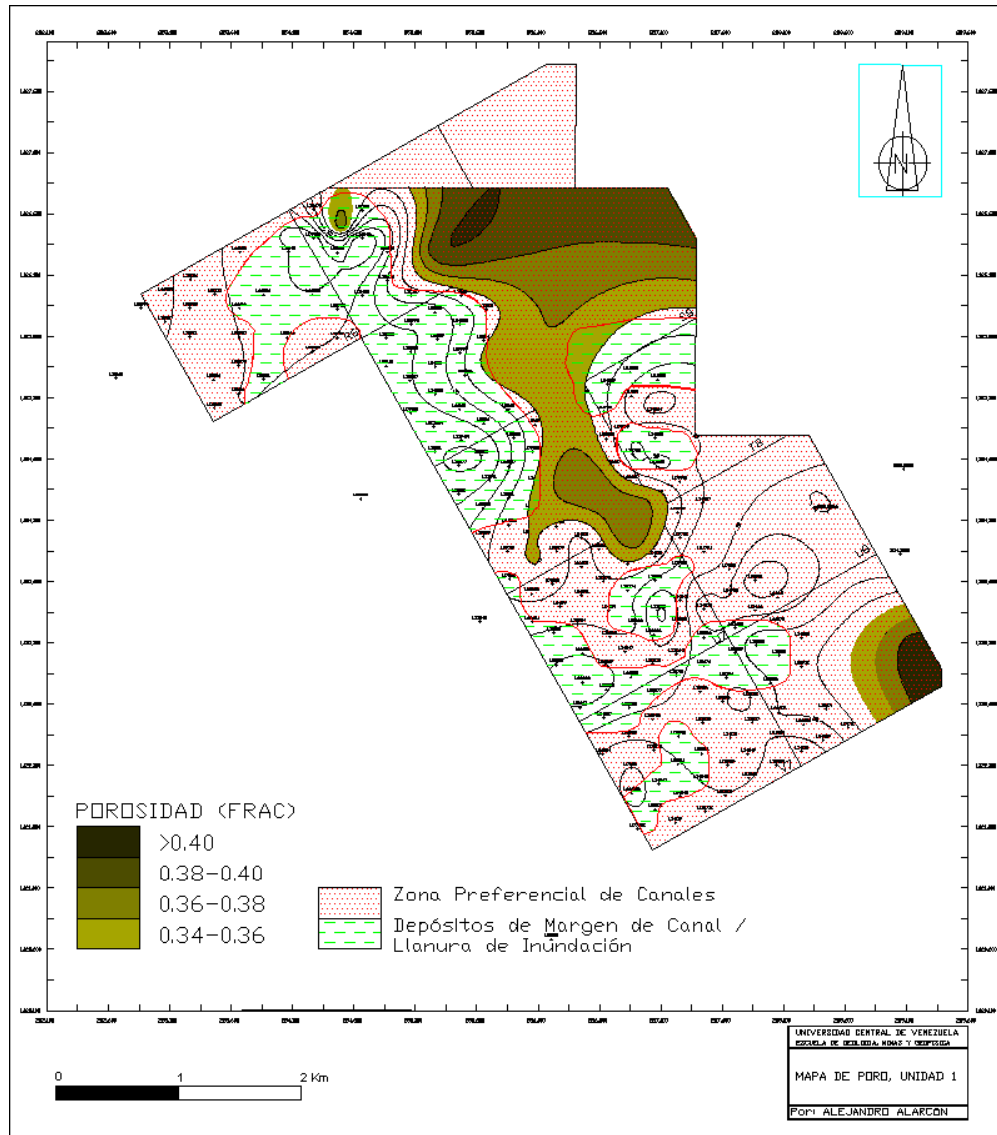


Figura 5.2. Mapa de Porosidad (Unidad I)

5.1.1.3 Mapas de Permeabilidad (K) para la Unidad I

Observando el mapa de permeabilidad, se aprecia que el área con mayores valores se ubica en una franja con dirección SE-NO la cual coincide con el trazado de un paleocanal. (Figura 5.3).

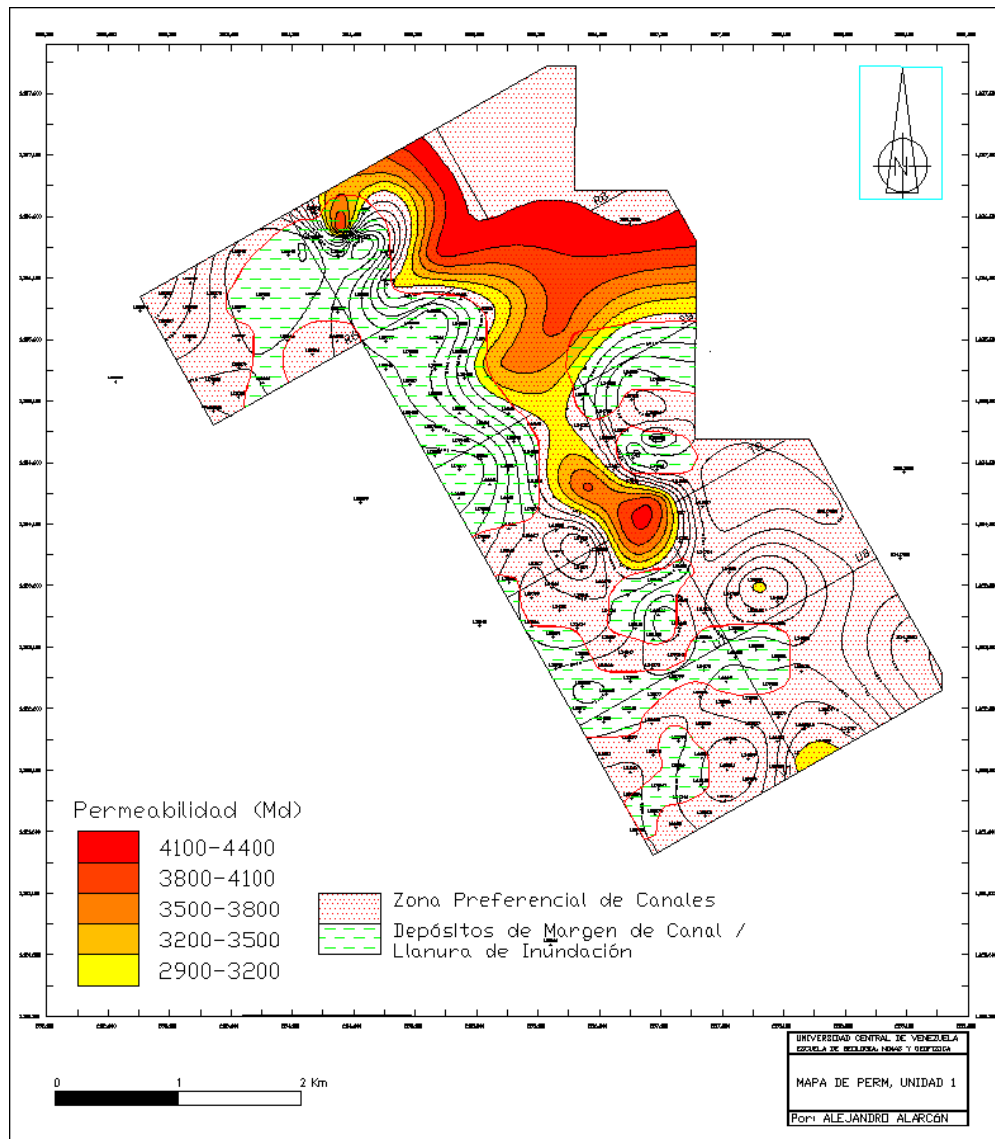


Figura 5.3. Mapa de Permeabilidad (Unidad I)

5.1.2 MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA UNIDAD II

5.1.2.1 Mapas de Arena Neta Total (ANT) para la Unidad II

Los mayores espesores de arena se observan ubicados en las zonas de canales al NO, SE y SO siguiendo la dirección de los canales mayores. Se observan espesores de arena que alcanzan los 82 pies como en el caso del pozo LS 3634. (Figura 5.4).

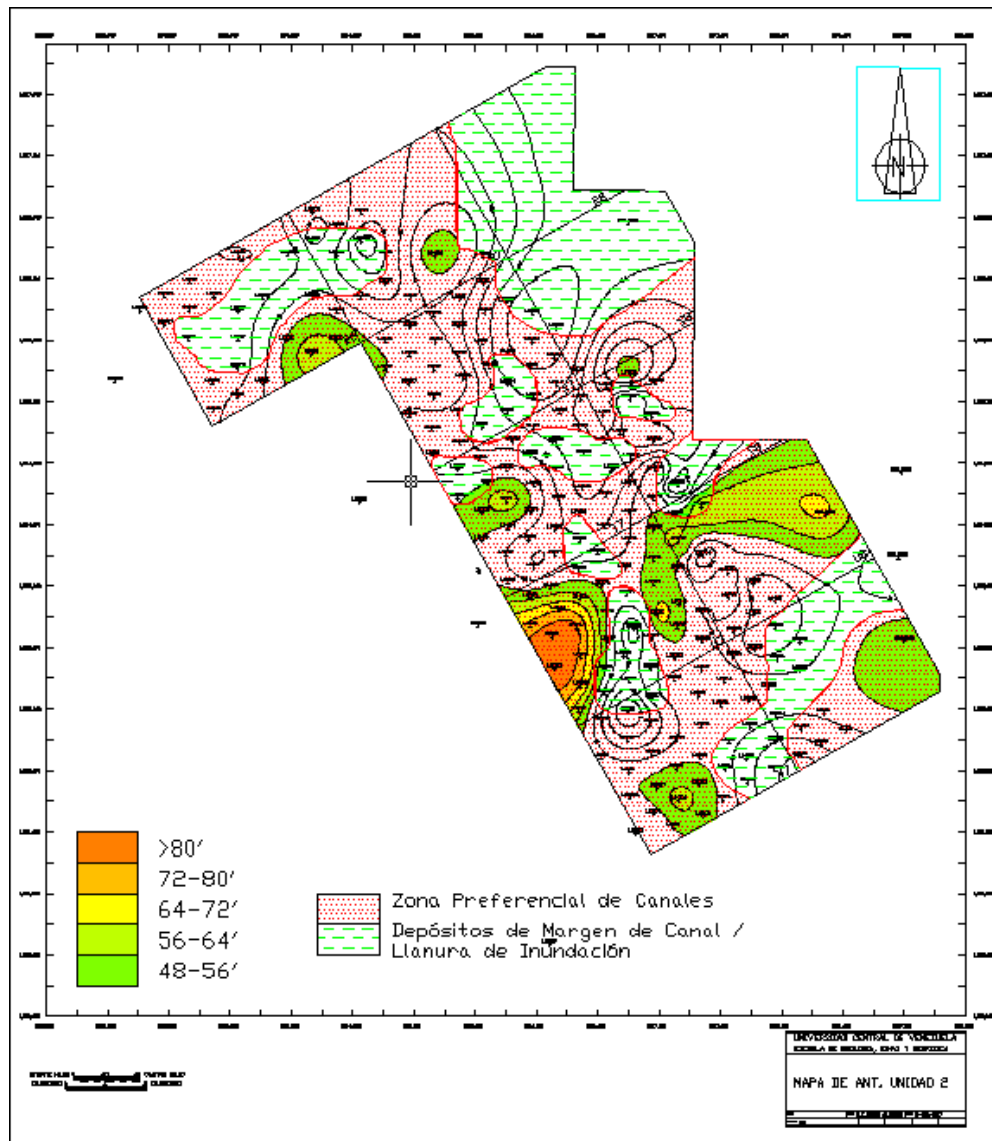


Figura 5.4. Mapa de ANT (Unidad II)

5.1.2.2 Mapas de Porosidad (ϕ) para la Unidad II

Se observa que las zonas con mayores valores de porosidad siguen aproximadamente la dirección de la zona preferencial de canales entrelazados, en el área sur y central de la zona de estudio, donde se encuentran porosidades por encima del 32% hasta alcanzar el 39%. (Figura 5.5).

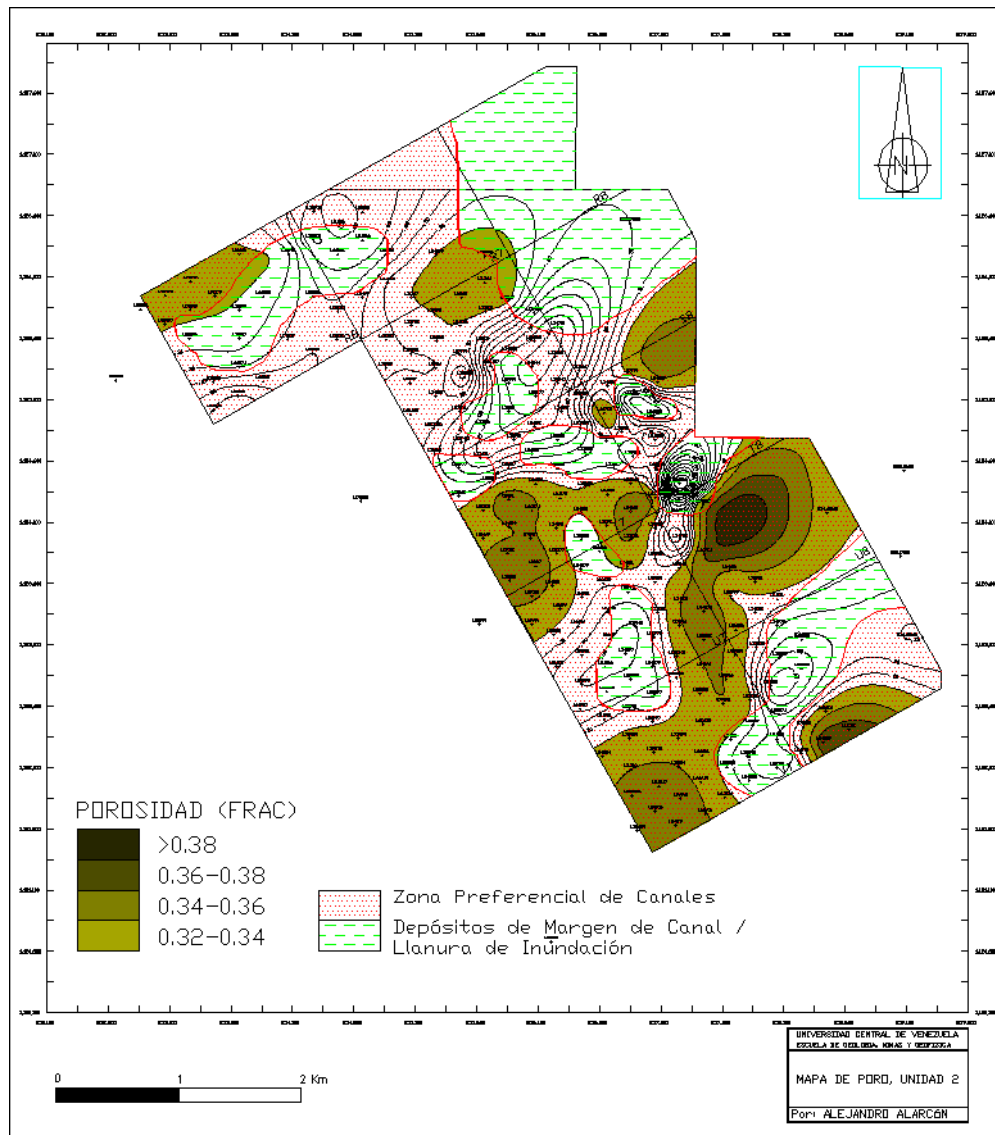


Figura 5.5. Mapa de Porosidad (Unidad II)

5.1.2.3 Mapas de Permeabilidad (K) para la Unidad II

En el mapa de permeabilidad se aprecia que el área con mejores valores se ubican en las zona central y sur. El hecho de que las zonas con mejor permeabilidad coincidan con los ambientes sedimentarios interpretados (zona de canales) confirma el control que ejerce la sedimentología en el patrón de distribución de dicha propiedad. También se puede apreciar que en la zona NO que corresponde básicamente a una

llanura de inundación ocurre una disminución gradual de los valores de permeabilidad. (Figura 5.6).

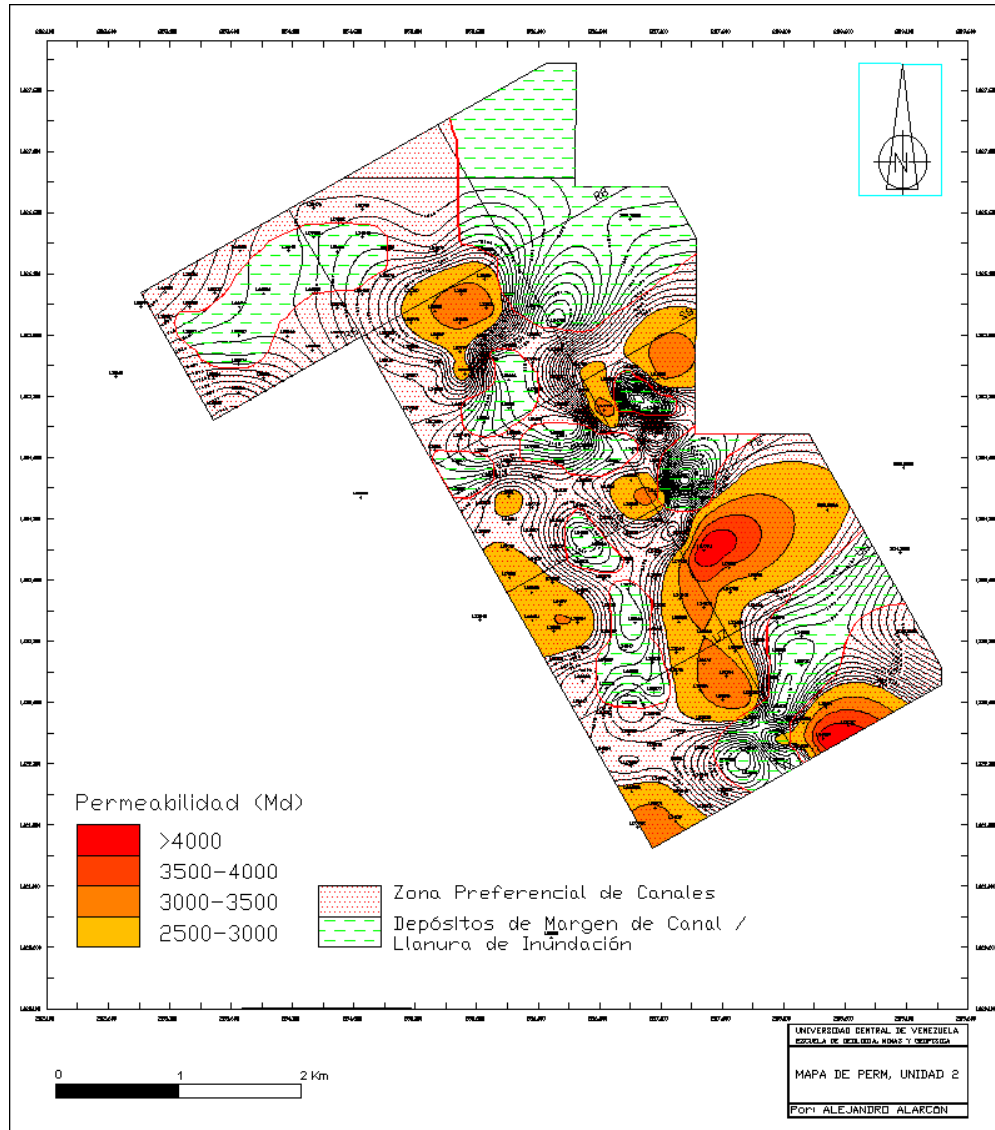


Figura 5.6. Mapa de Permeabilidad (Unidad II)

5.1.3 MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA UNIDAD III

5.1.3.1 Mapas de Arena Neta Total (ANT) para la Unidad III

En esta Unidad los espesores mayores de arena están localizados en la zona ubicada en el NO. Si bien una considerable porción del área de contorno que dibuja los mayores espesores se ubica dentro del trazado de los canales interpretados, parte de esta área esta ubicada en zonas marginales a los canales lo que puede estar causado por el contenido arcilloso de dichas arenas que genera una cierta incertidumbre al momento de delimitar los diferentes ambientes sedimentarios. En esta Unidad los espesores van desde 37 pies y se alcanza un máximo de ANT de 148 pies en el pozo LS 3487 (Figura 5.7).

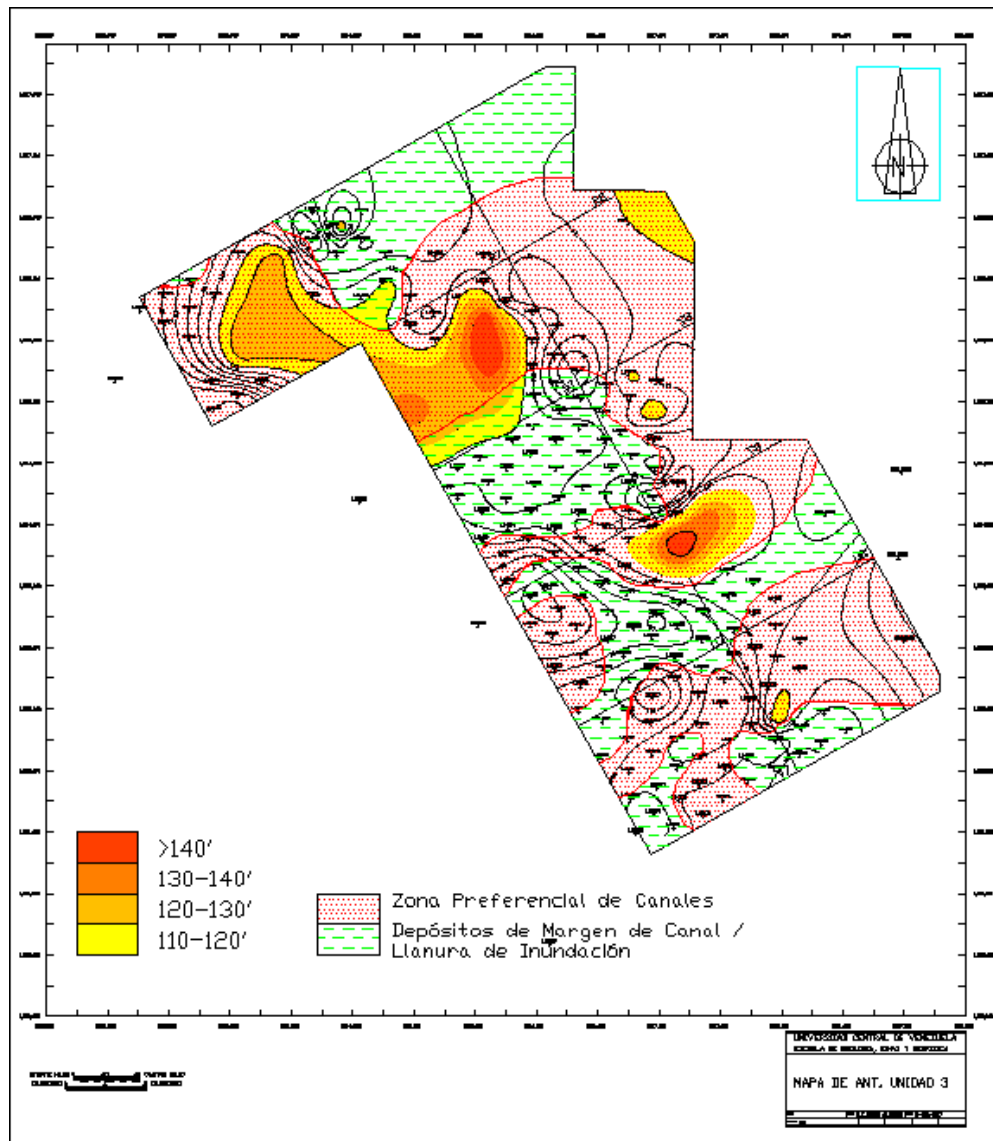


Figura 5.7. Mapa de ANT (Unidad III)

5.1.3.2 Mapas de Porosidad (ϕ) para la Unidad III

Para la Unidad III se observa que las zonas con mayores valores de porosidad se encuentran formando áreas de contorno dispersas y aisladas en toda la extensión del área de estudio. Los pozos presentan valores mayores a 32%, si bien no hay mayor interconexión de las áreas con mejor porosidad (Figura 5.8).

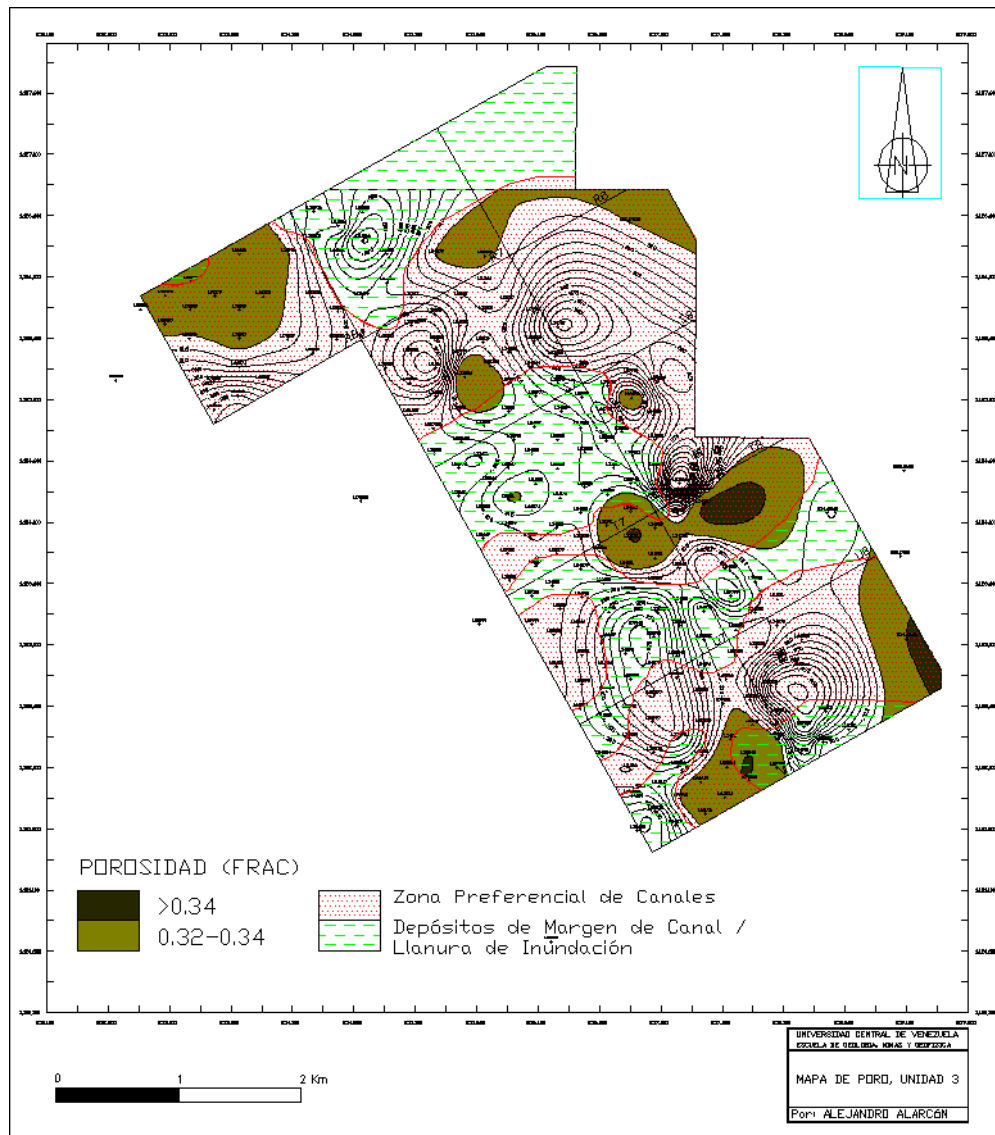


Figura 5.8. Mapa de Porosidad (Unidad III)

5.1.3.3 Mapas de Permeabilidad (K) para la Unidad III

En el mapa de permeabilidad, se aprecia que las áreas con mayores valores se ubican en las zonas NE y sur, coincidiendo con la zona de canales. Al igual que en el mapa anterior se observa un cierto aislamiento de las zonas con mejor permeabilidad. (Figura 5.9).

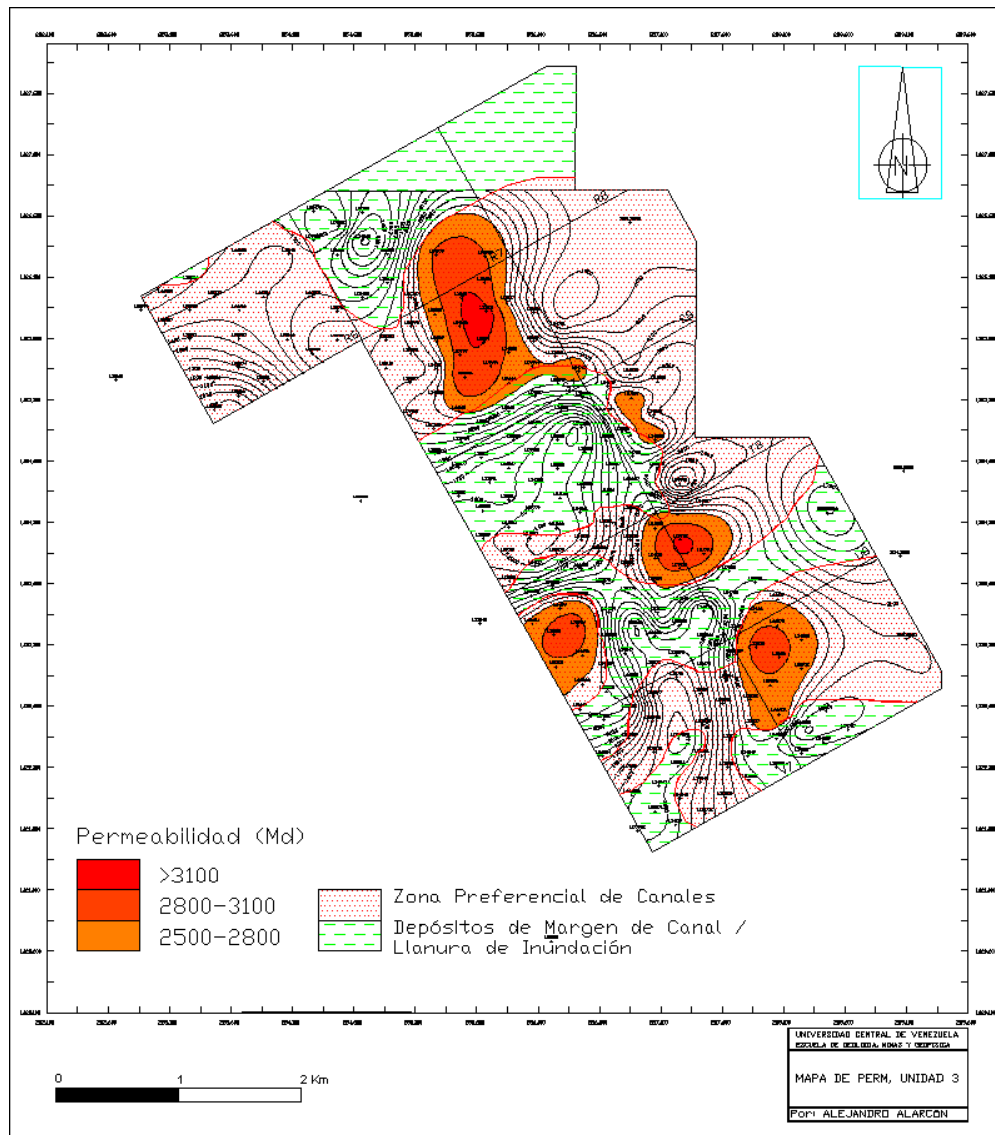


Figura 5.9. Mapa de Permeabilidad (Unidad III)

5.1.4 MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA UNIDAD IV

5.1.4.1 Mapas de Arena Neta Total (ANT) para la Unidad IV

Se aprecia que la tendencia de los mayores espesores de arena se encuentra en las zonas que bordean el área de estudio al norte y también en las zonas ubicadas al centro

y al sur,. En esta unidad se observan los mayores espesores de arenas con valores que alcanzan los 170 pies. (Figura 5.10).

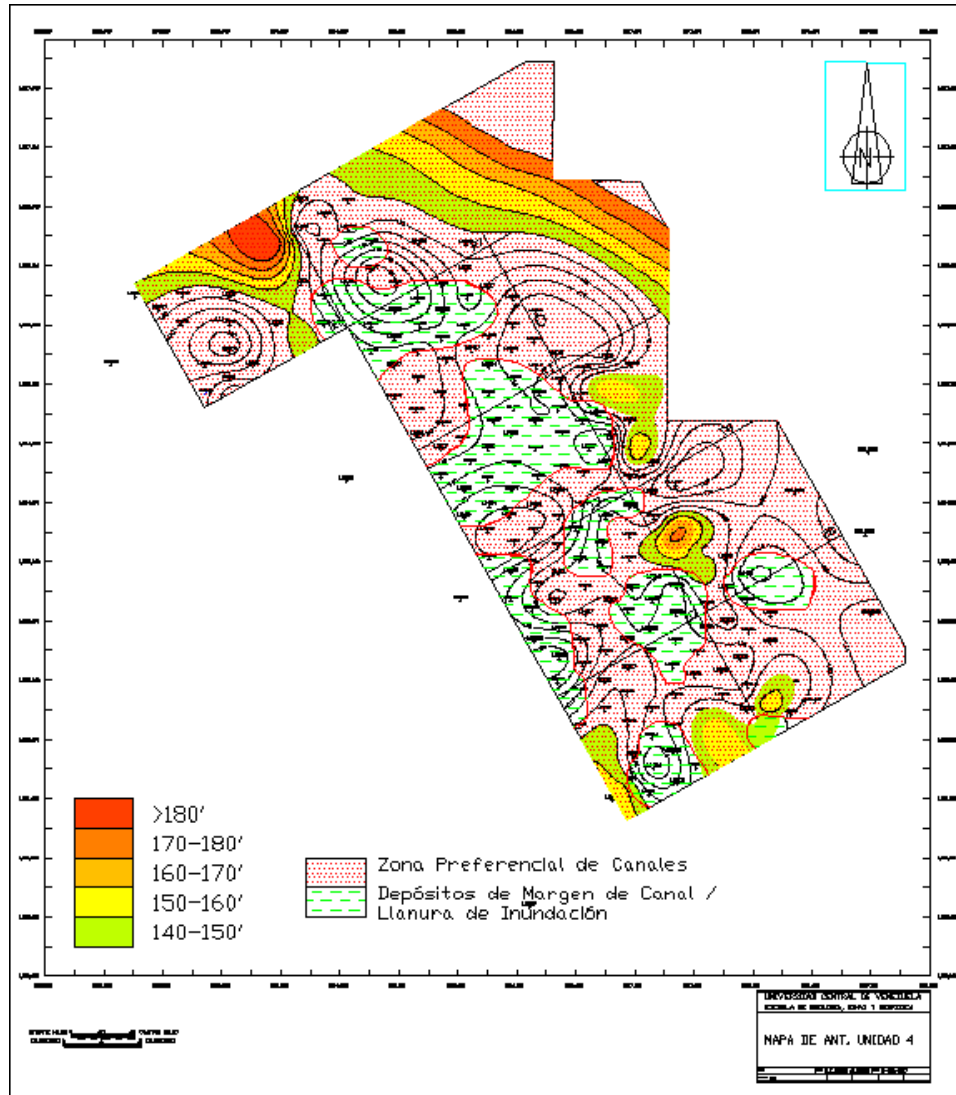


Figura 5.10. Mapa de ANT (Unidad IV)

5.1.4.2 Mapas de Porosidad (ϕ) para la Unidad IV

En la Unidad IV se observa también el control que ejerce la sedimentología en la distribución de las propiedades petrofísicas. Los mayores valores de porosidad se ubican al NO del área de estudio con valores de hasta 34% y en la zona centro-sur, el área central del área de estudio, con valores máximos de 30%. (Figura 5.11).

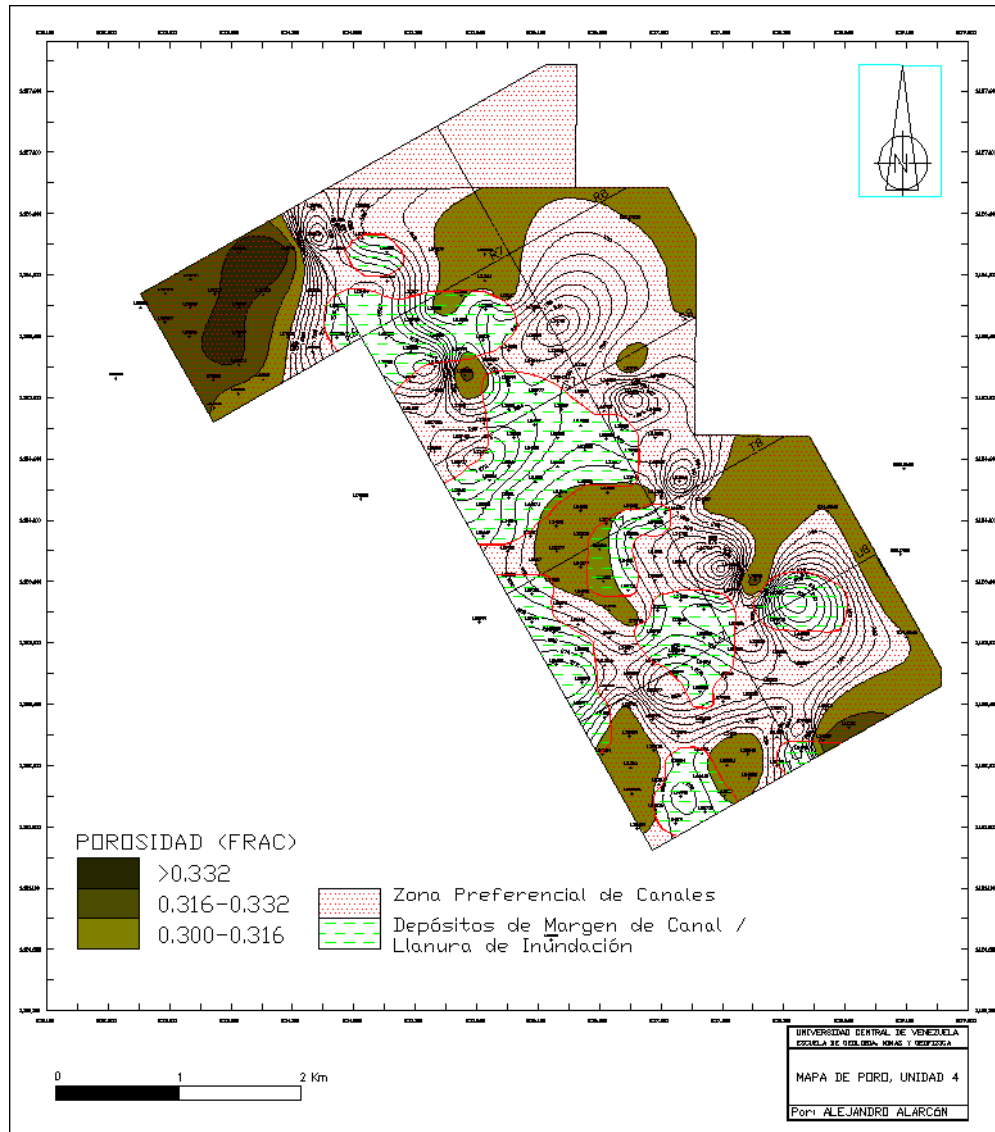


Figura 5.11. Mapa de Porosidad (Unidad IV)

5.1.4.3 Mapas de Permeabilidad (K) para la Unidad IV

Observando el mapa de permeabilidad, se aprecia que las áreas con mayores valores se ubican en la zona NE y SE con buena interconexión entre las áreas con mejores valores de permeabilidad, las cuales se comunican siguiendo el patrón descrito por las zonas de canales fluviales. (Figura 5.12).

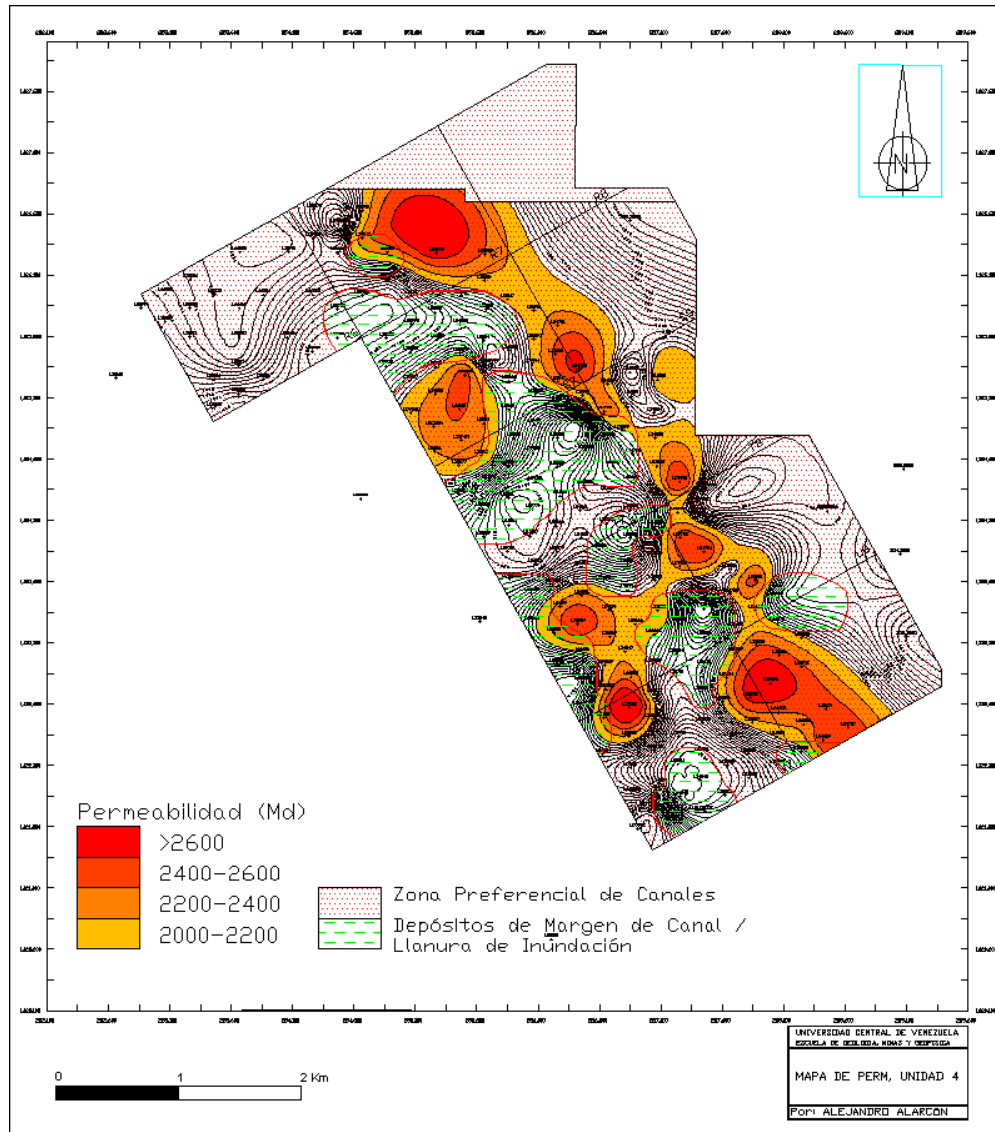


Figura 5.12. Mapa de Permeabilidad (Unidad IV)

5.1.5 MAPAS DE ISOPROPIEDADES PARA LA UNIDAD V

5.1.5.1 Mapas de Arena Neta Total (ANT) para la Unidad V

Se observa que las zonas con mayores espesores de arena se encuentran dispersas y con poca interconexión y ubicada preferentemente al oeste y al sur, en esta unidad cuyos ambientes se clasifican como de Llanura Deltaica Alta. Los espesores pueden

alcanzar valores cercanos a los 100 pies, como en los pozos LS 4962 y LS 2298, ubicados al sur del mapa. (Figura 5.13).

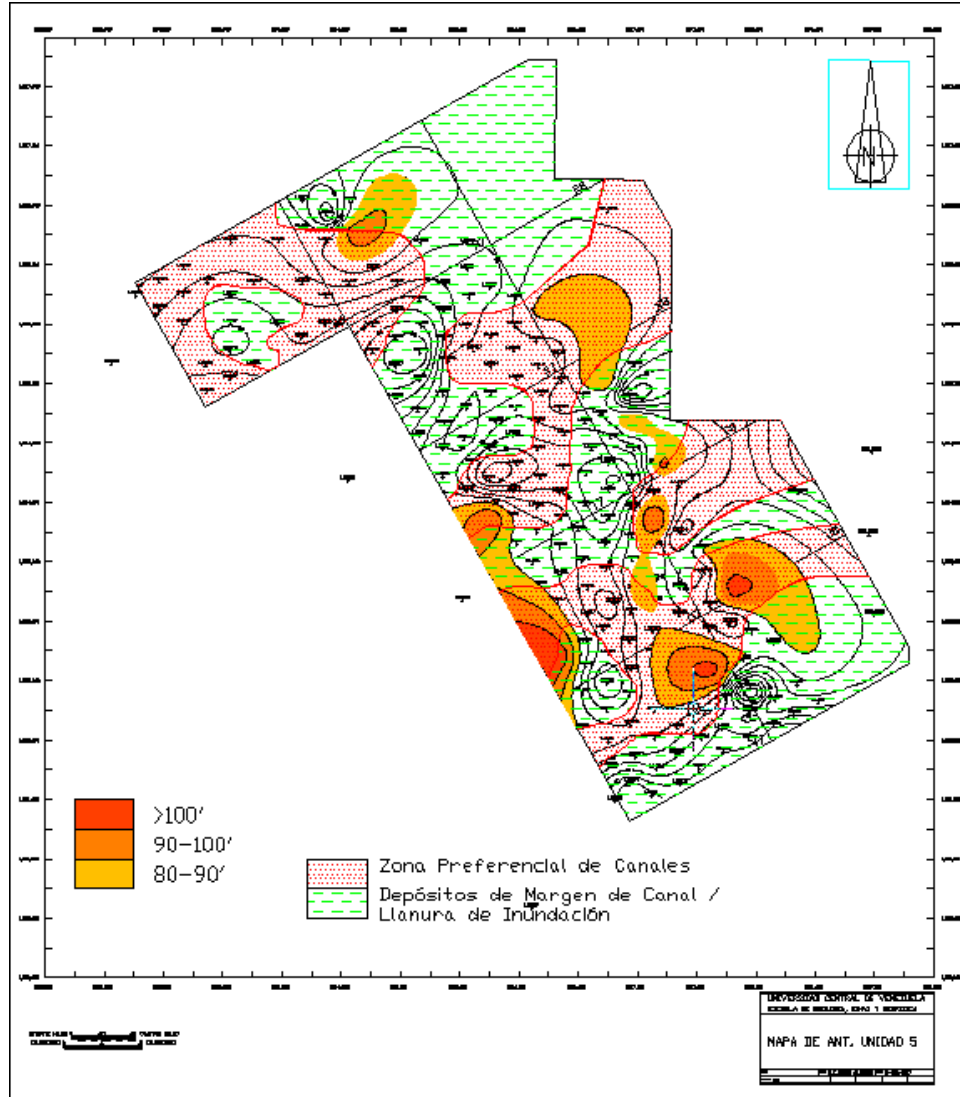


Figura 5.13. Mapa de ANT (Unidad V)

5.1.5.2 Mapas de Porosidad (ϕ) para la Unidad V

Se observa que las zonas mayores valores de porosidad se encuentran a lo largo del área de estudio siguiendo el trazado de los paleocanales interpretados, en dichas zonas se alcanzan valores superiores a 30% de porosidad. (Figura 5.14).

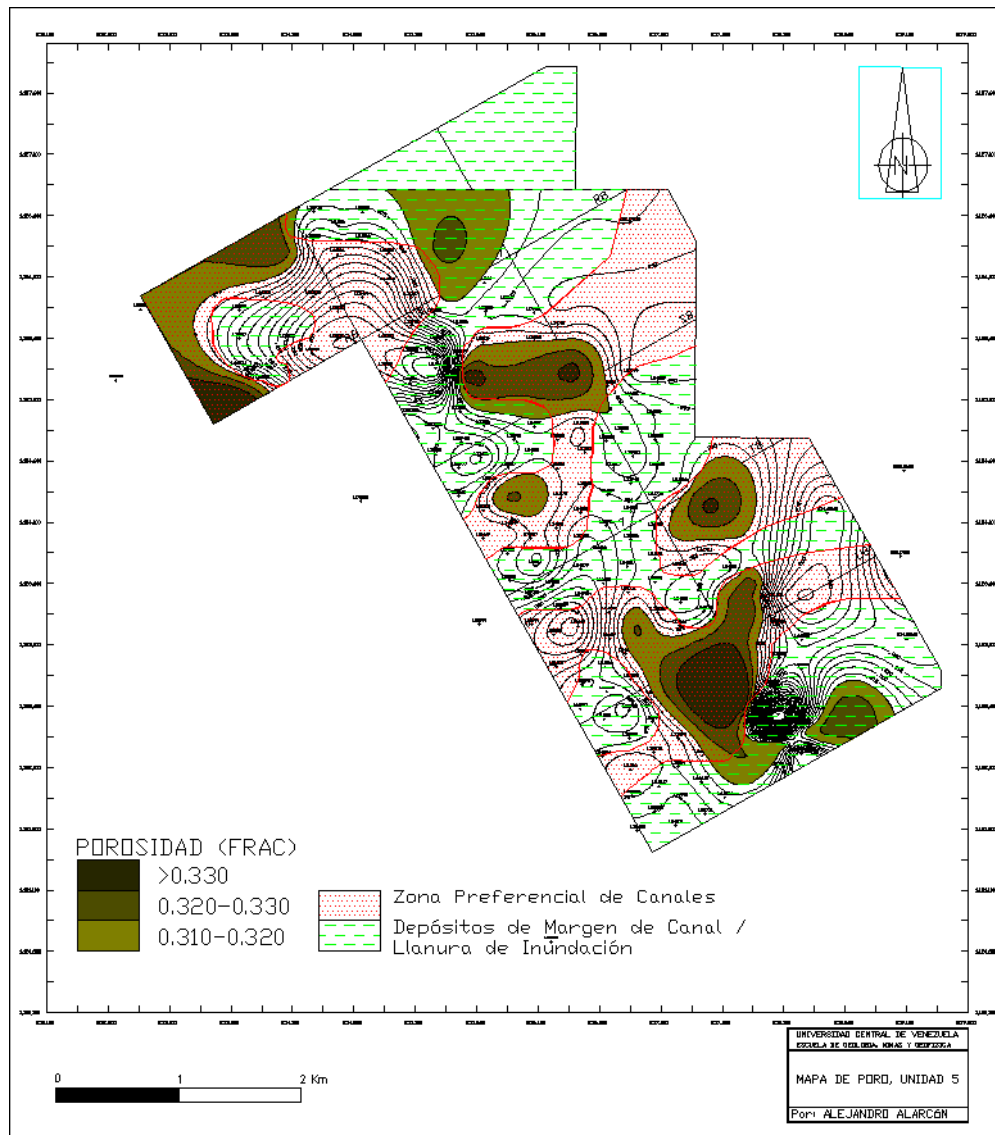


Figura 5.14. Mapa de Porosidad (Unidad V)

5.1.5.3 Mapas de Permeabilidad (K) para la Unidad V

Para la Unidad V se observa que existen dos zonas con mejores valores de permeabilidad las cuales coinciden con áreas interpretadas como canales fluviales, dichas zonas se ubican en las parte central y en la parte sur. (Figura 5.15).

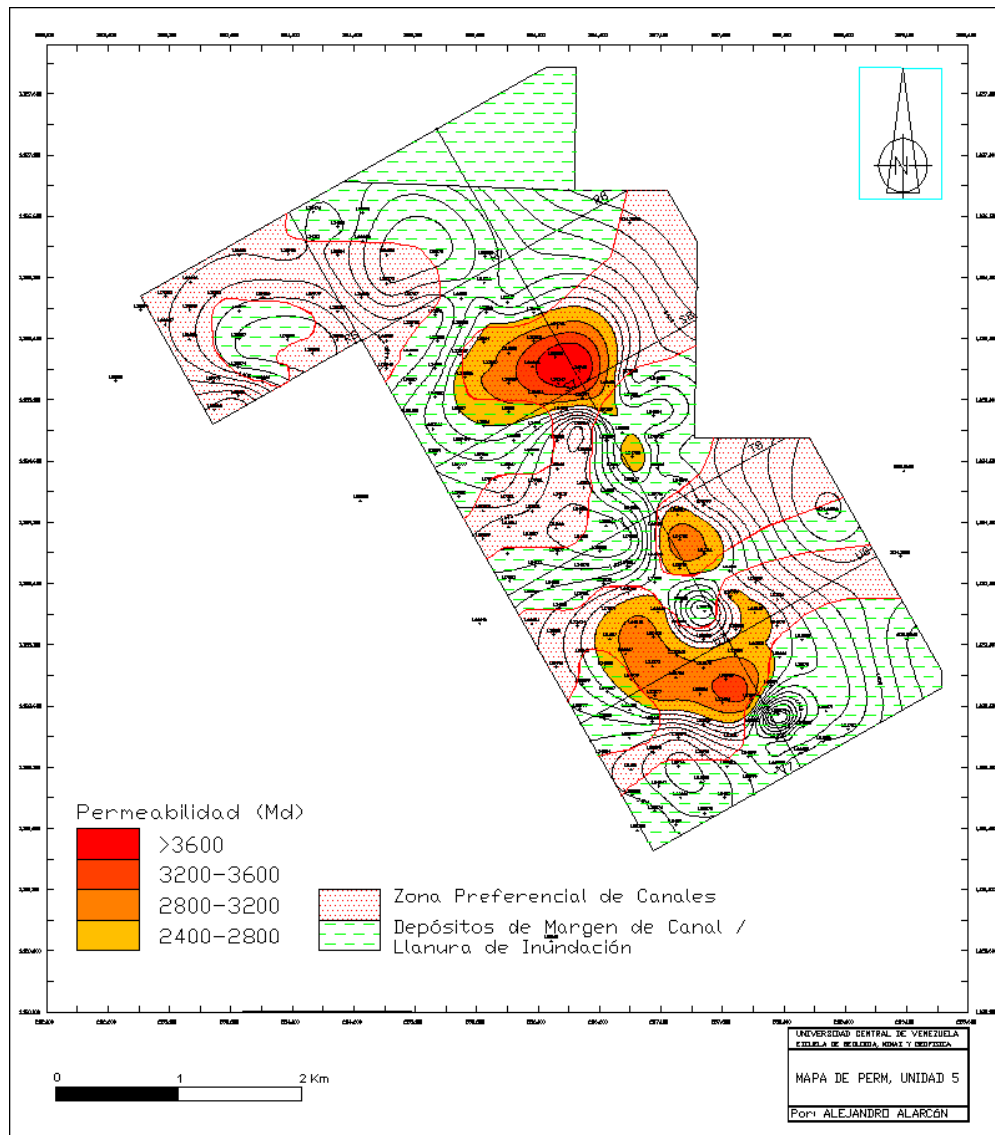


Figura 5.15. Mapa de Permeabilidad (Unidad V)

5.2 DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS (AGUA-PETRÓLEO S_w)

En los mapas de Saturación de Agua se puede apreciar la distribución de agua dentro del área de estudio. La geometría de los depósitos fluviales interpretados incide en los patrones de distribución de las propiedades petrofísicas evaluadas. La disposición de los depósitos de canales arenosos determina las rutas mas favorables para la

circulación de fluidos, esto asociado a la presencia de valores adecuados de permeabilidad y porosidad dentro de los cuerpos arenosos.

En los siguientes mapas se puede apreciar que la invasión de aguas afecta a un gran porcentaje del área estudiada. En todas las unidades el promedio de S_w , para los pozos estudiados, está por encima del 50%, lo que explica los altos niveles de producción de agua, problema que se ha ido incrementando con el transcurso del tiempo como se puede apreciar en los mapas de agua acumulada del Yacimiento Laguna (Figuras 5.22-23-24-25). Se observa que el frente de avance del agua proviene principalmente del norte, sin embargo parte de las zonas al sur presentan una alta saturación de agua, sobre todo en las Unidades I y II (Figura 5.17 y 5.18). En las Unidades III, IV y V, se observa claramente que el acuífero tiene su fuente al norte del área, y utiliza zonas preferenciales para su avance hacia el sur, observándose una extensión que ocupa casi el 50% del área estudiada, con mayor presencia en la mitad norte.

En los mapas de distribución de saturación de agua se observa que el agua avanza por las zonas de mayor permeabilidad (zonas de canales arenosos) pero a medida que se extrae petróleo de las áreas con propiedades petrofísicas menos favorables cercanas a los depósitos arenosos de canales principales, estas son inmediatamente rellenadas con agua proveniente del acuífero, es así como se observan zonas de baja permeabilidad asociadas a márgenes de canales-abanicos de rotura con saturaciones de agua mayores al 80%. Esto asociado al alto contenido de arcilla en estas áreas, las facies con alto contenido de arcilla tienen mayor saturación de agua irreducible. En la Figura 5.16 se ve como cuando se acerca a una zona arcillosa la S_w aumenta y cuando está en una arcilla la S_w es de 100% .

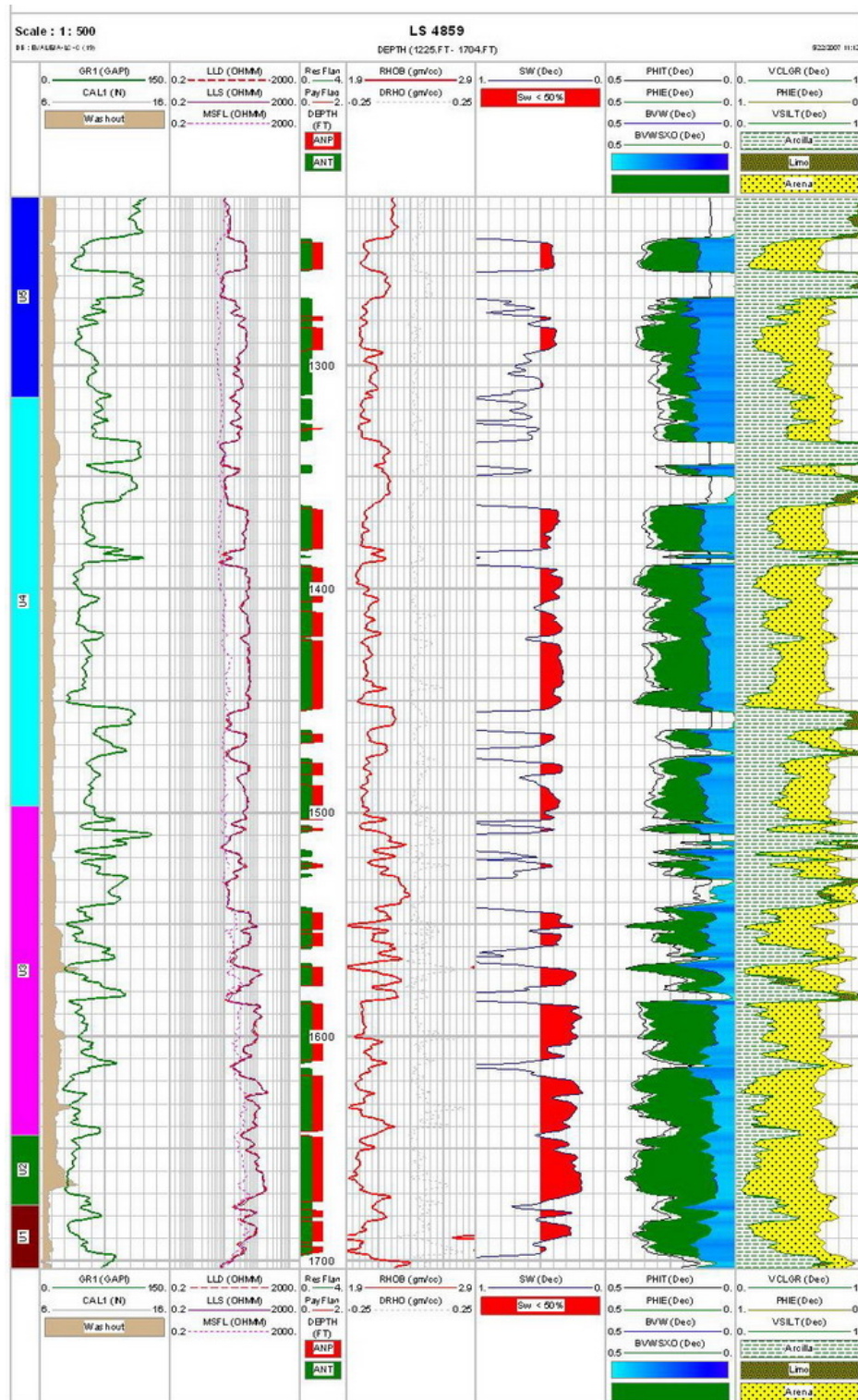


Figura 5.16. Evaluación Petrofísica Pozo LS 4859, donde se observa el incremento de los valores de Sw, en las zonas arcillosas, debido a la alta saturación de agua irreducible de estas.

5.2.1 Mapa de Saturación de Agua (S_w) para la Unidad I

En éste mapa se aprecia que las zonas con mayor saturación de agua dentro de la Unidad 1, se encuentran localizadas en la zona centro-este del área de estudio., ocupando tanto zonas de canales como sus áreas periféricas, (Figura 5.17).

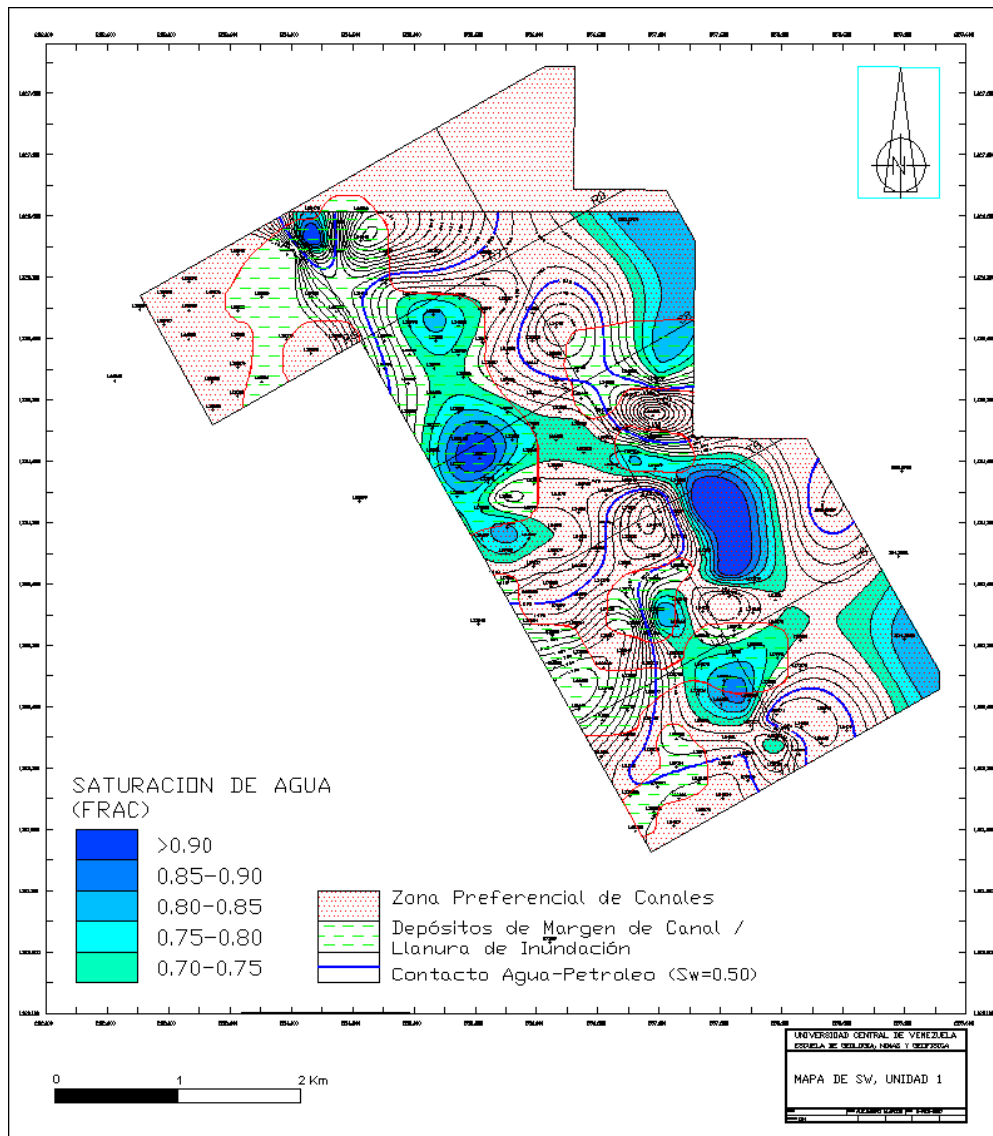


Figura 5.17. Mapa de Saturación de Agua (Unidad I)

5.2.2 Mapa de Saturación de Agua (S_w) para la Unidad II

En este mapa se aprecia lo que es la tendencia general de alcance del frente de aguas en la unidad II, dicho frente proviene principalmente del norte y NO del campo, aunque con una presencia importante en la zona sur del área de estudio, este frente de agua parece envolver los bloques ubicados más al norte, también se observan contornos con alta saturación en la parte media y SO de la zona de trabajo.

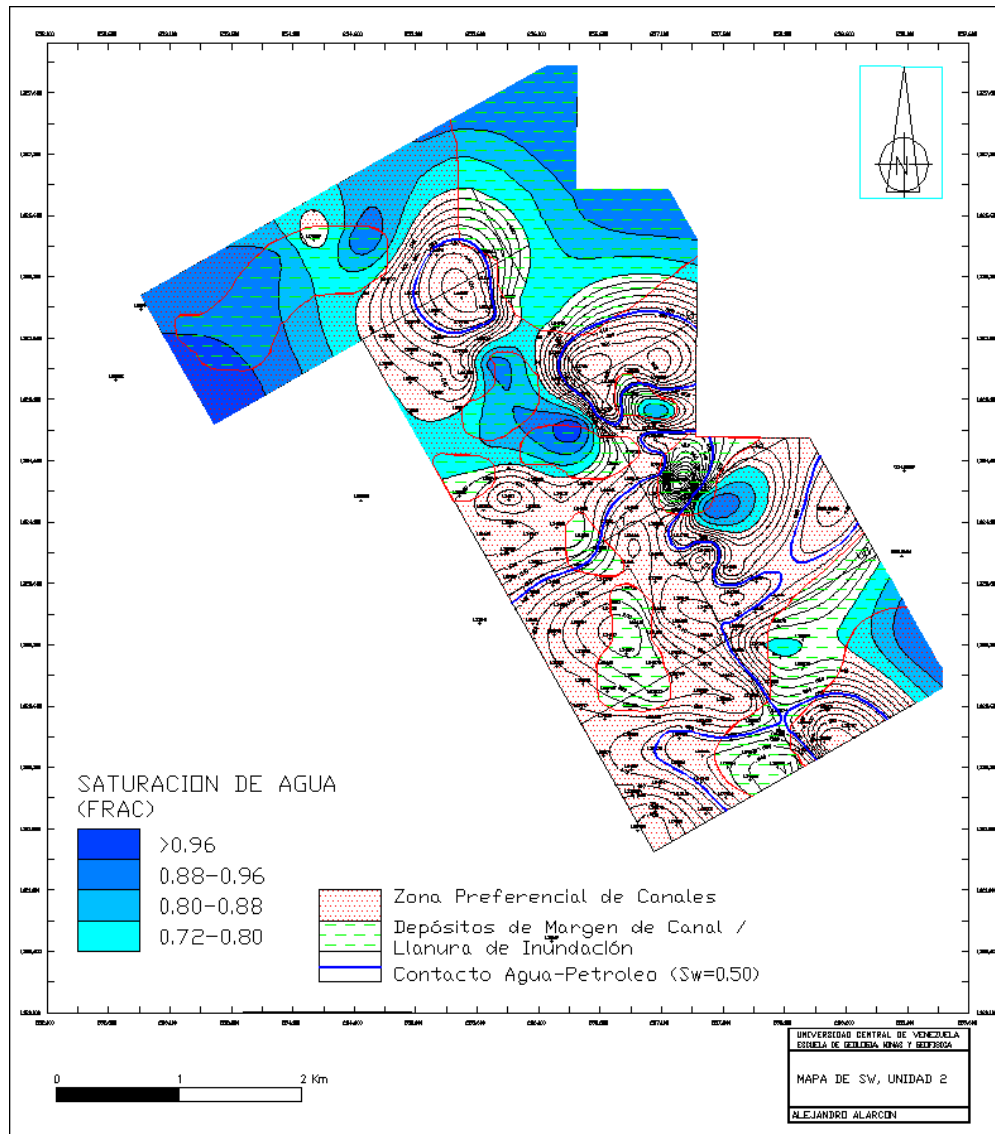


Figura 5.18. Mapa de Saturación de Agua (Unidad II)

5.2.3 Mapa de Saturación de Agua (S_w) para la Unidad III

En la Unidad III se observa una distribución similar a la Unidad II de los contornos con alta S_w , si bien el agua tiende a avanzar primordialmente por la zona preferencial de canales, en las zonas aledañas en las cuales se encuentran arenas con contenido de arcilla, también los valores de S_w tienden a ser elevados, ya que el agua ocupa rápidamente el espacio dejado por la extracción de hidrocarburos, esto sumado al contenido de agua presente en las moléculas de arcilla tiende a disparar los valores de S_w . (Figura 5.19).

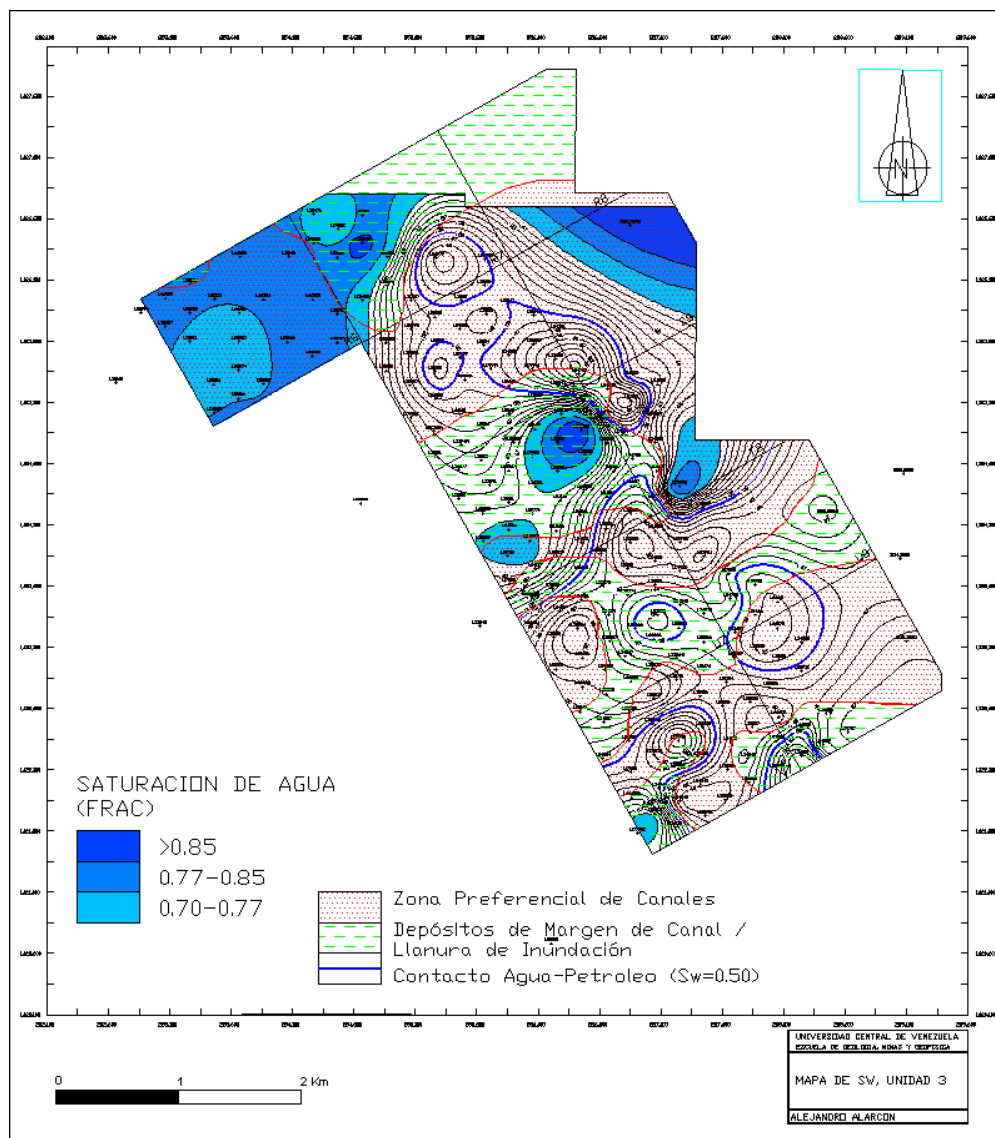


Figura 5.19. Mapa de Saturación de Agua (Unidad III)

5.2.4 Mapa de Saturación de Agua (S_w) para la Unidad IV

Los patrones de distribución de los mayores valores de S_w , son similares a las unidades anteriormente descritas, un frente principal de avance del agua ubicado al NO, que envuelve los bloques superiores, avanzando principalmente a través de los canales arenosos, observándose también valores de S_w mayores al 70% en la zona media. (Figura 5.20).

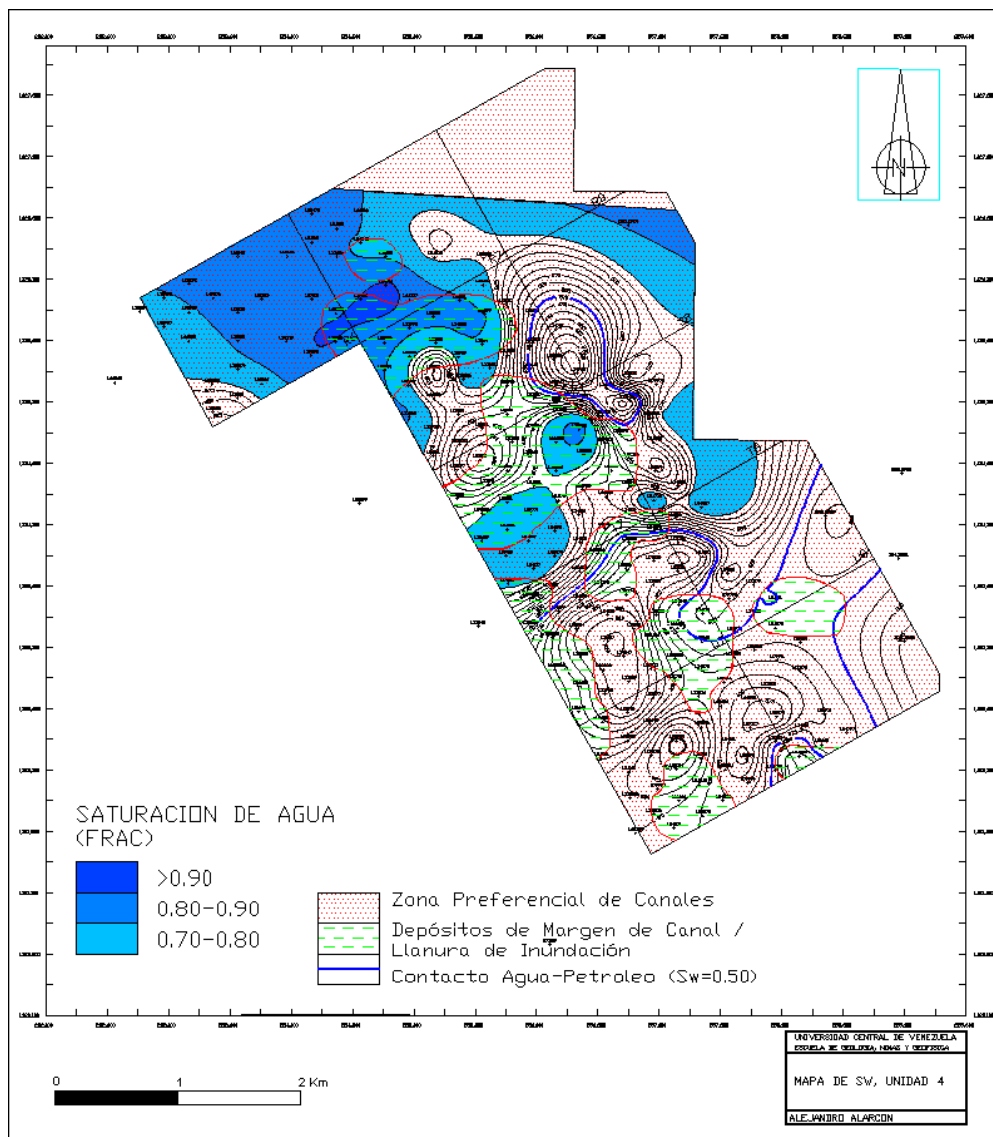


Figura 5.20. Mapa de Saturación de Agua (Unidad IV)

5.2.5 Mapa de Saturación de Agua (S_w) para la Unidad V

Los mayores valores de S_w se distribuyen según un patrón similar al de las unidades anteriormente descritas como un área de contornos ubicado en la parte norte del área de estudio, y distribuida tanto en canales como en llanuras de inundación.

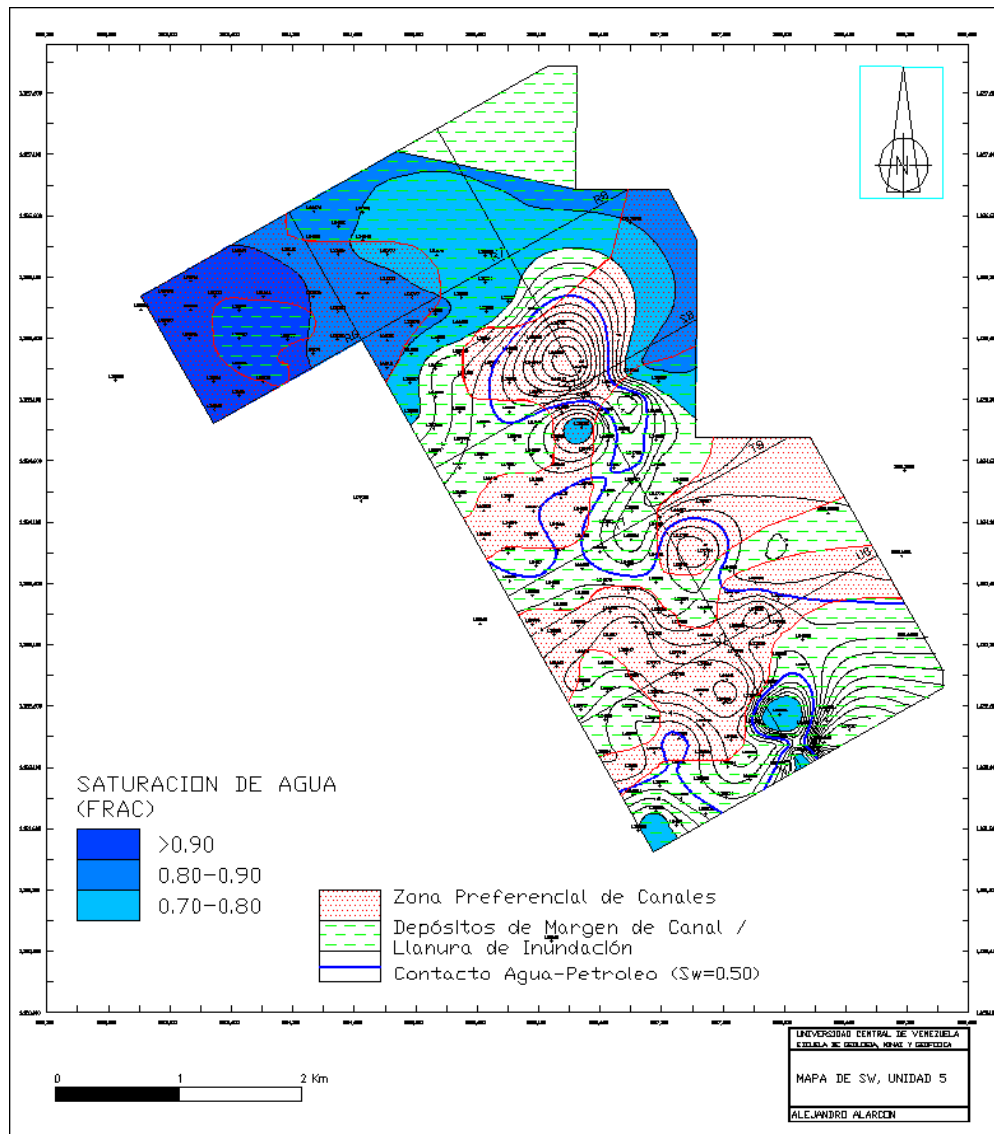


Figura 5.21. Mapa de Saturación de Agua (Unidad V)

5.3 MAPAS DE PRODUCCION ACUMULADA DE AGUA

A continuación se presenta una serie de gráficos de Agua Acumulada pertenecientes al Yacimiento Laguna Superior Campo, en los cuales se puede apreciar que la producción de agua aumenta de norte a sur con el tiempo (Figuras 5.22; 5.23; 5.24), a medida que el frente de agua avanza por el campo ocupando los espacios generados por la producción de hidrocarburos, también se aprecia que hay zonas en las que esa tendencia cambia debido a que los pozos que se perforaron posteriormente solo se completaron en intervalos no afectados por el agua, como se aprecia claramente en los bloques S6 y S7 (Figura 5.25) .

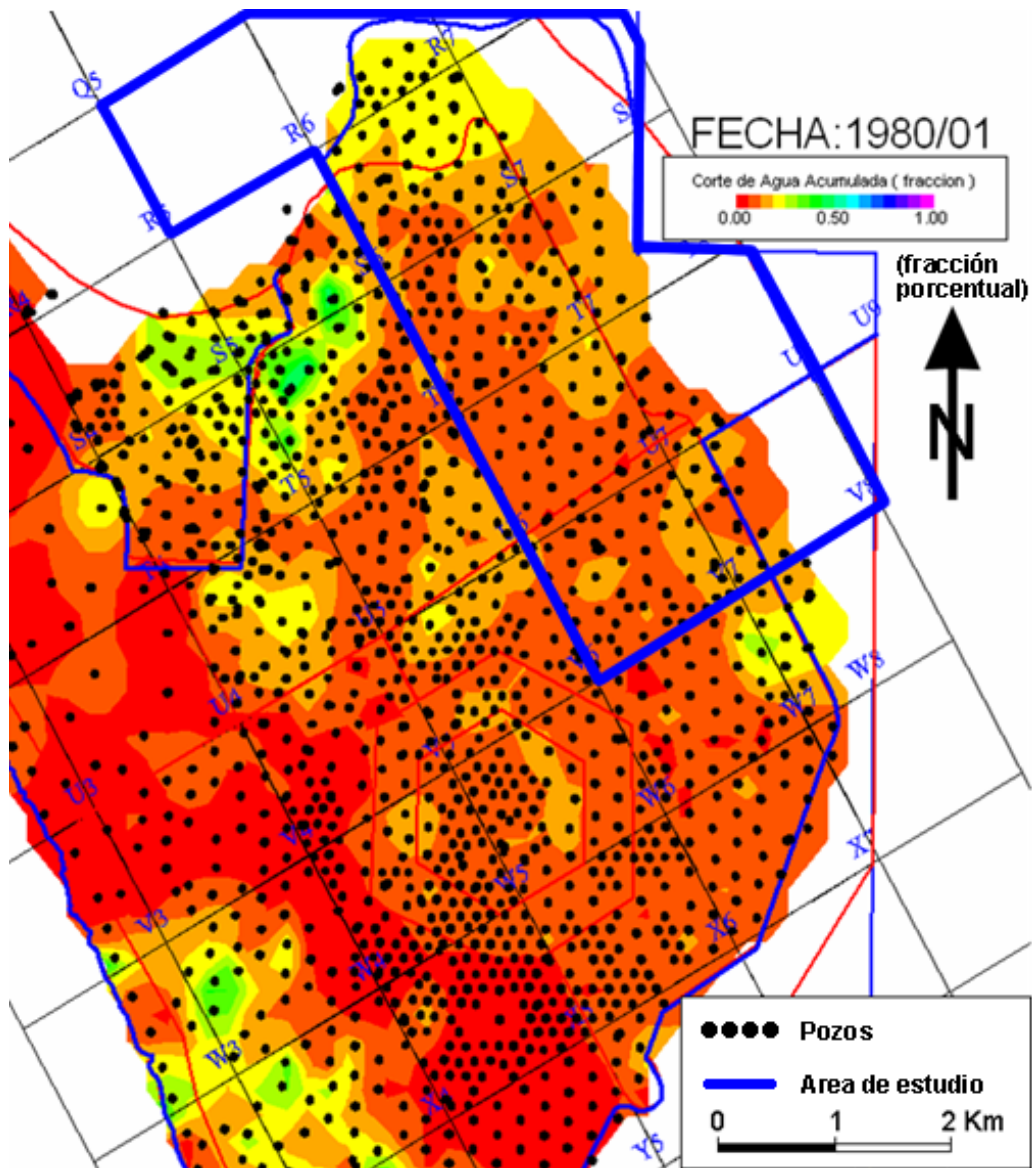


Figura 5.22. Mapa de Agua Acumulada, Enero 1980

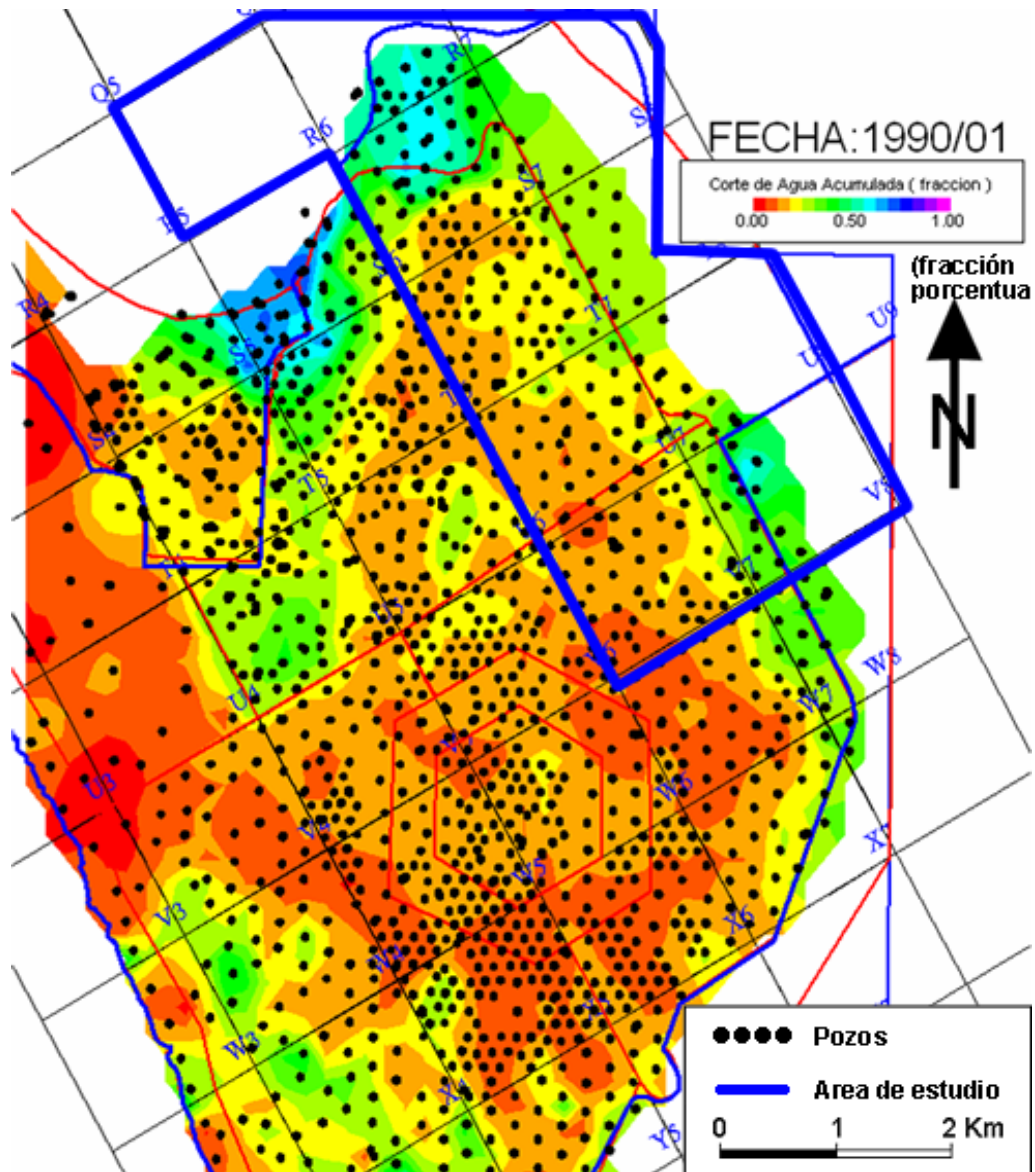


Figura 5.23. Mapa de Agua Acumulada, Enero 1990

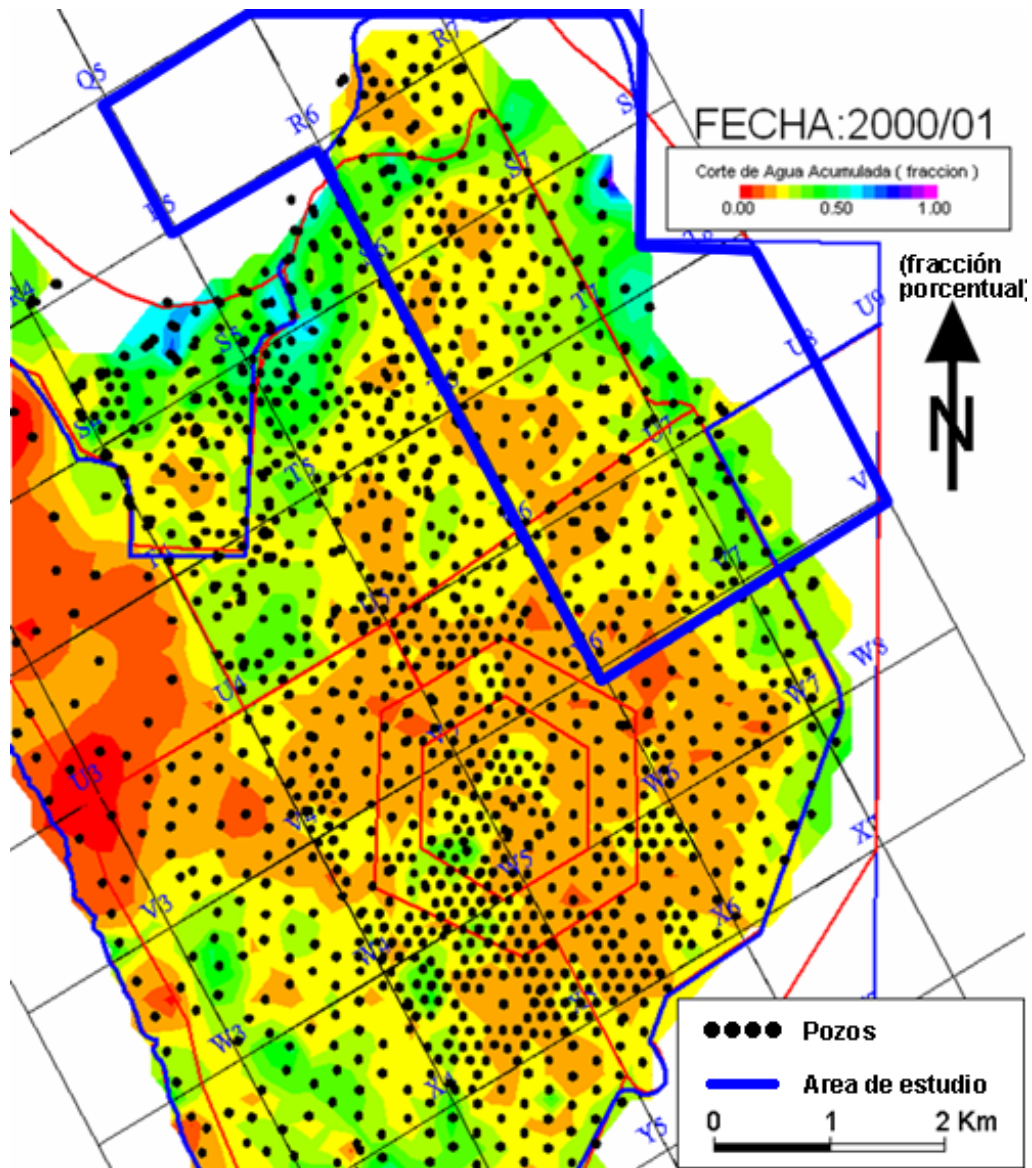


Figura 5.24. Mapa de Agua Acumulada, Enero 2000

5.4 DISCUSION DE RESULTADOS

En cada uno de los siguientes gráficos se trazaron en los mapas de permeabilidad (identificados con la letra “c”) las posibles rutas para la circulación de los fluidos dentro del área de estudio al unir las zonas con mayor permeabilidad, dichos canales no representan la geometría original de los canales fluviales. Las flechas indican posible dirección de flujo de agua o petróleo dentro del área de estudio, no indican origen del aporte de sedimentos.

5.4.1 UNIDAD ESTRATIGRÁFICA I

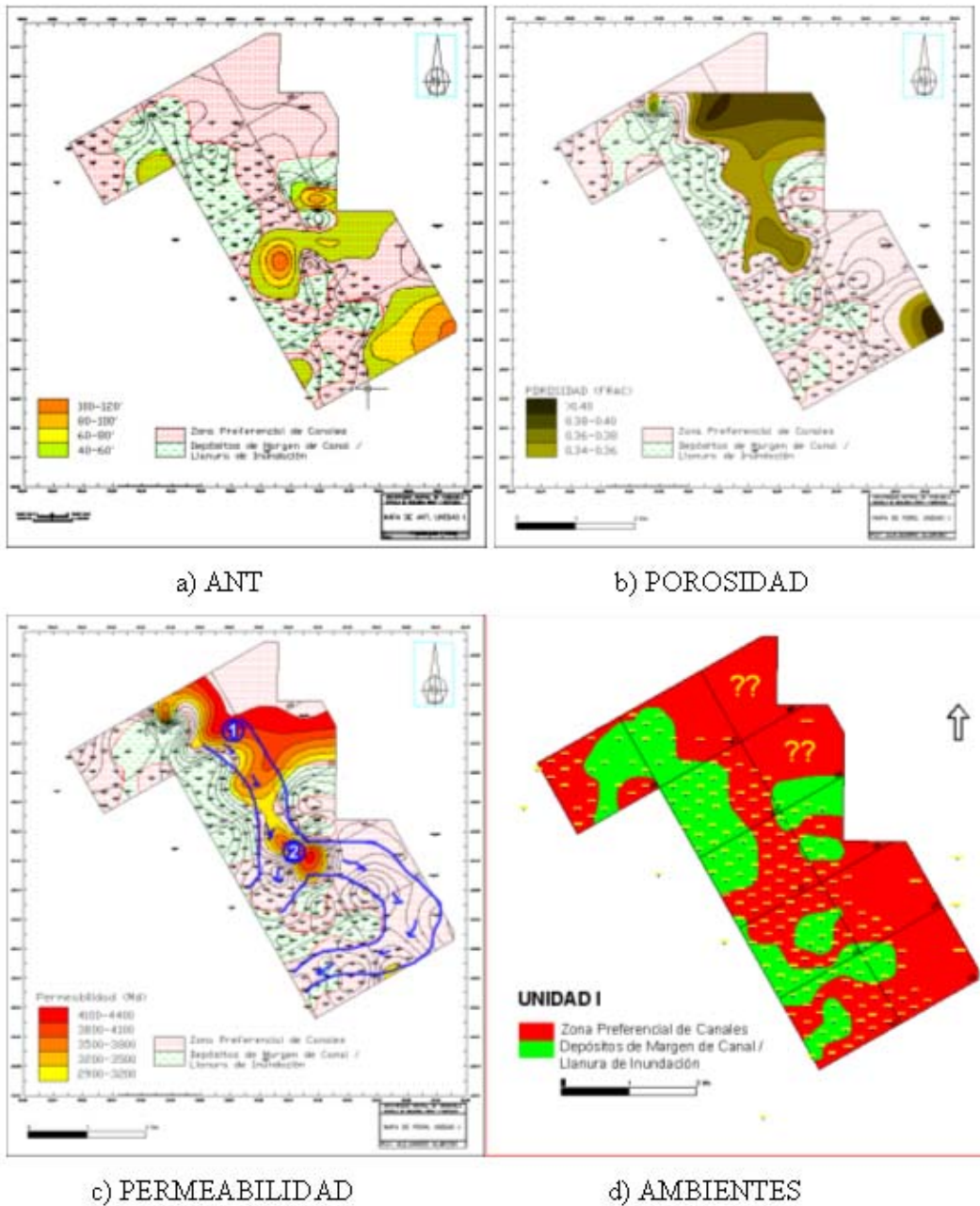


Figura 5.26. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad I

En la Unidad I, la porosidad y la permeabilidad coinciden en buena parte del área trazada por sus contornos los cuales delimitan el trazado de un canal fluvial en la parte central del área de estudio en dirección norte-sur. Existen dos zonas de mayor

coincidencia con el área de contorno de ANT, dichas zonas están señaladas con los puntos (1) y (2), este canal puede ser la ruta preferencial para que el agua invada el yacimiento en esta unidad.

5.4.2 UNIDAD ESTRATIGRÁFICA II

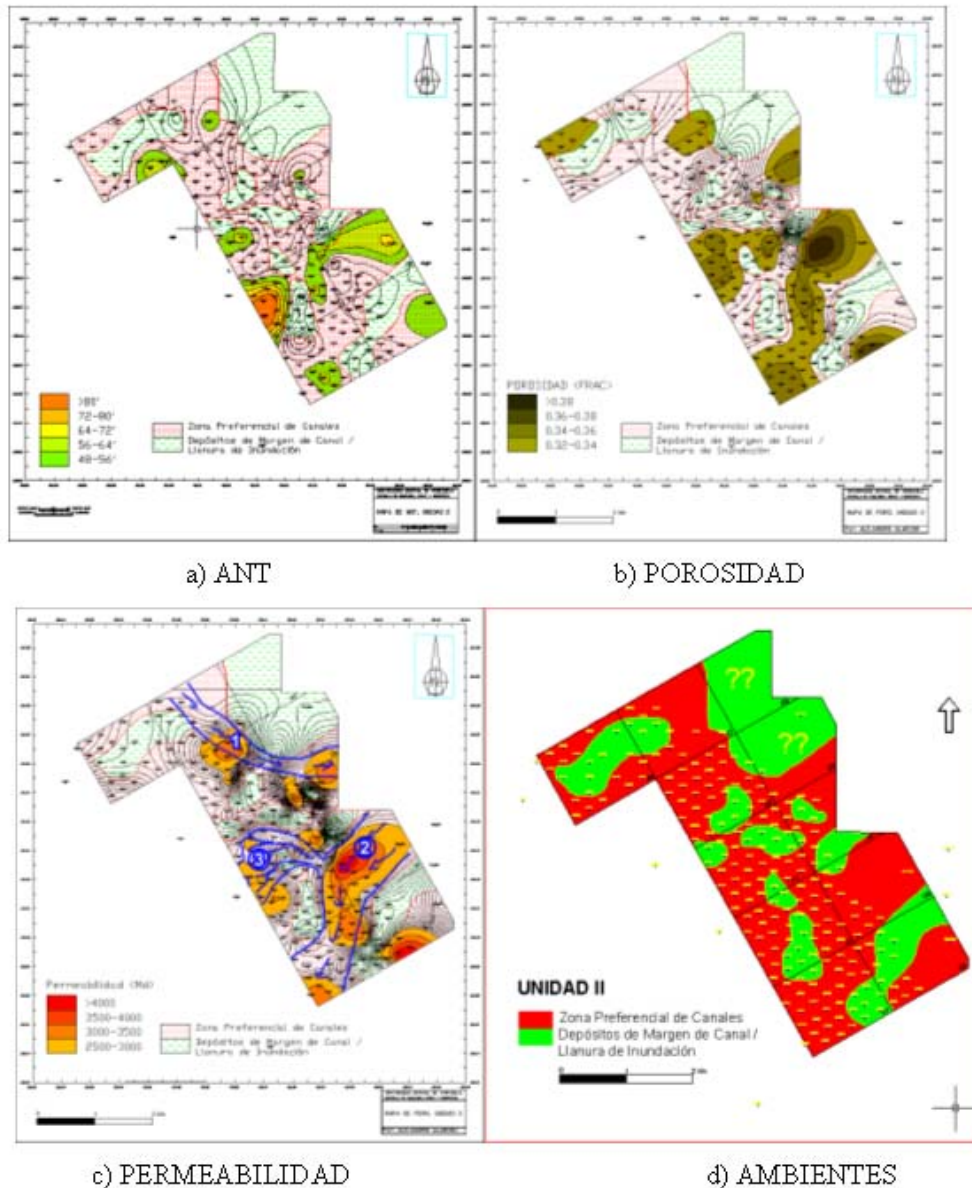


Figura 5.27. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad II

En la Unidad II existe buena correspondencia, ya que las áreas de contorno con valores mas elevados de porosidad y permeabilidad se encuentran ubicados en las zonas con mayores espesores de arena, dichas áreas están señaladas con los números (1) y (2). El punto (3) marca la ubicación de un posible abanico de rotura al margen del canal principal. El canal interpretado puede favorecer la invasión de agua proveniente del norte del área de estudio

5.4.3 UNIDAD ESTRATIGRÁFICA III

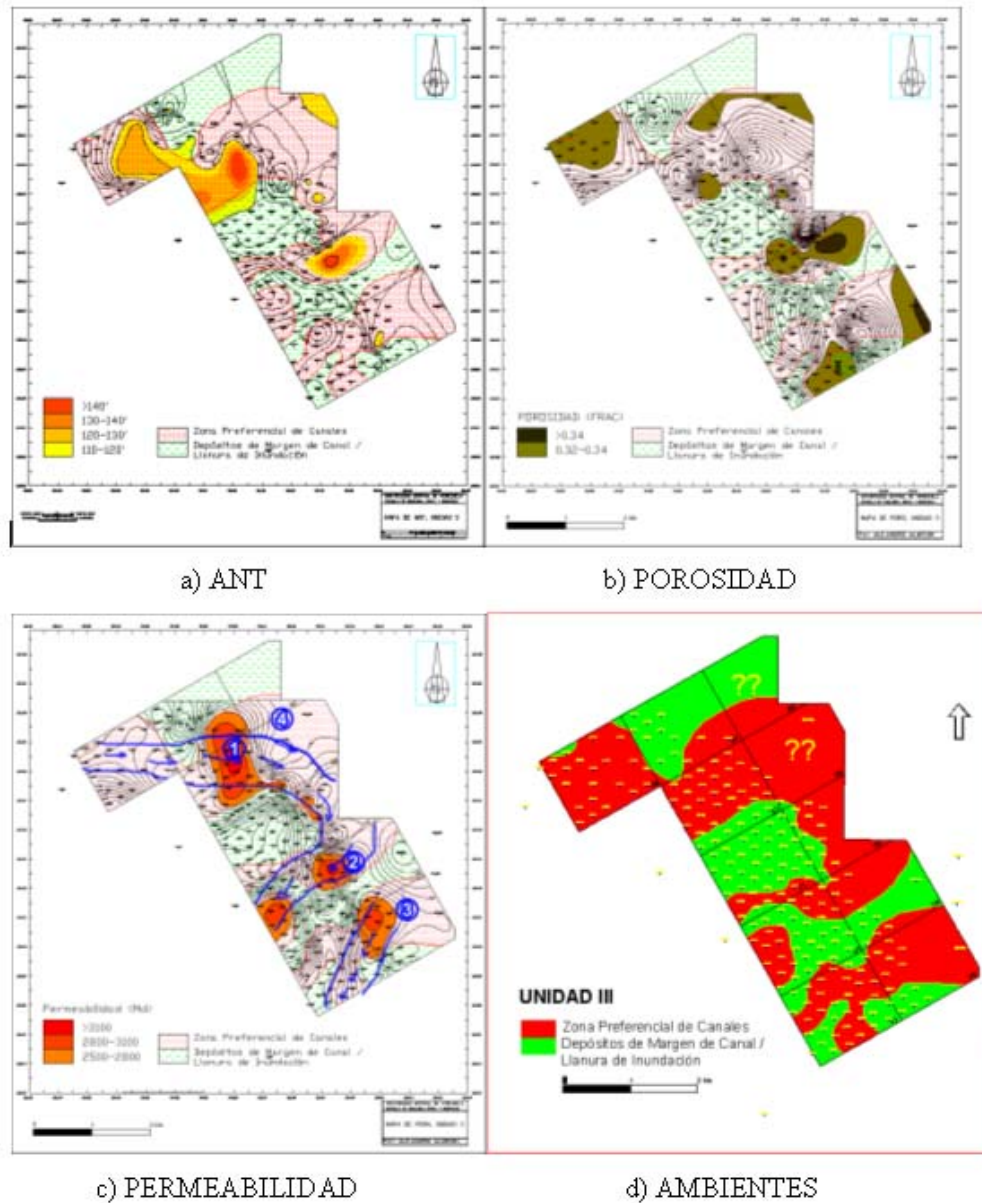


Figura 5.28. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad III

En la Unidad III las áreas de contornos de la porosidad y la permeabilidad representan un canal fluvial en el cual existen zonas de mayor coincidencia con los espesores de arena del mapa de ANT, tales zonas (1) y (2), definen áreas con buenos espesores de arena y buena relación permeabilidad-porosidad, probablemente determinadas por la alta presencia de facies arenosas.

También existe un alto contenido de facies arcillosa lo que indica la presencia de abundantes sedimentos en suspensión que pudieron haberse distribuido en llanuras de inundación como las señaladas con los números (3) y (4).

5.4.4 UNIDAD ESTRATIGRÁFICA IV

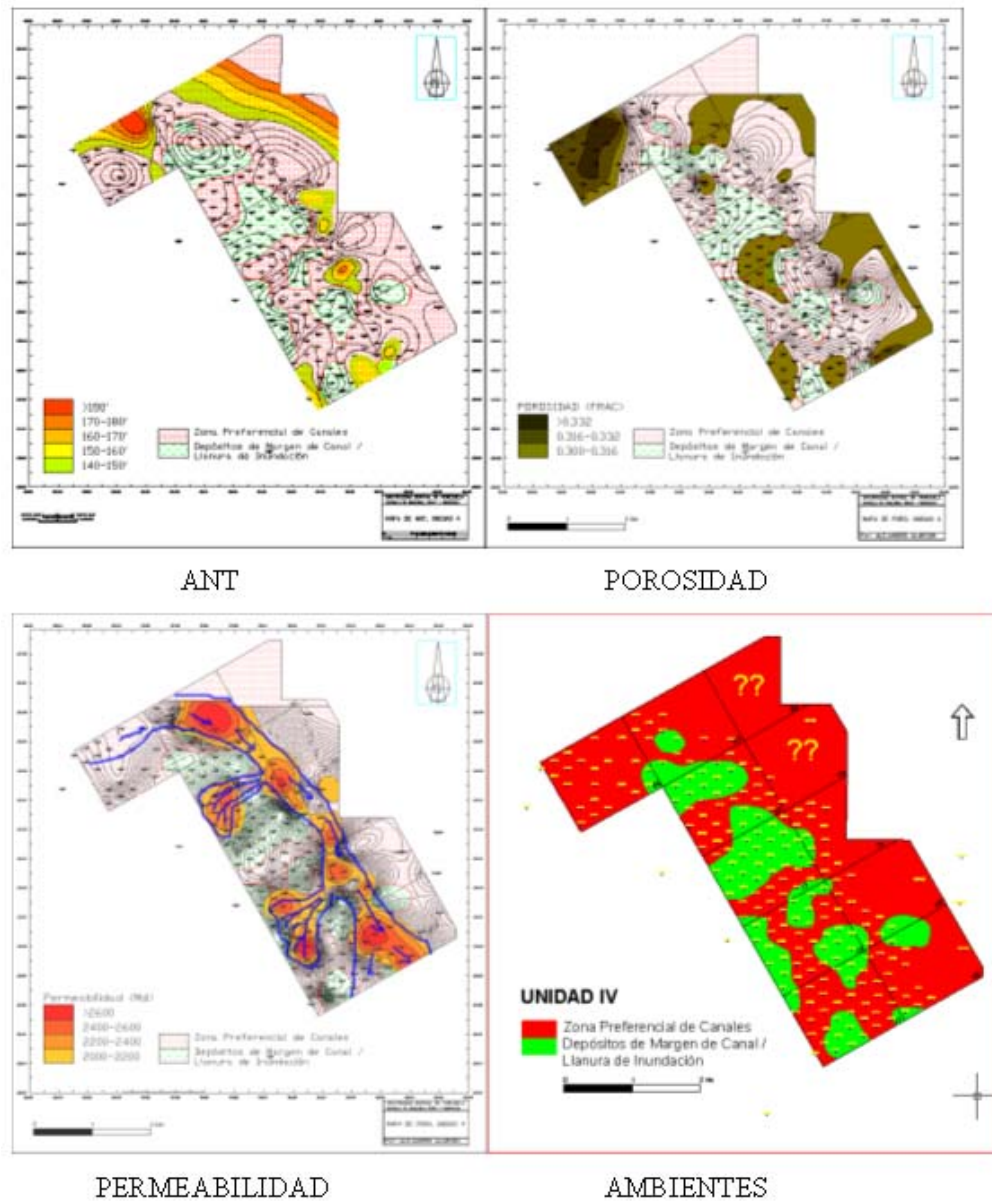


Figura 5.29. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad IV

En la Unidad IV, el área con mejores valores de permeabilidad se ubica en un canal que recorre longitudinalmente el área de estudio el cual está señalado con el número (1), en dicho canal se interpretaron dos abanicos de rotura señalados con los números (2) y (3). Dicho canal debe servir como vía de distribución en esta unidad, de las aguas que invaden el yacimiento.

5.4.5 UNIDAD ESTRATIGRÁFICA V

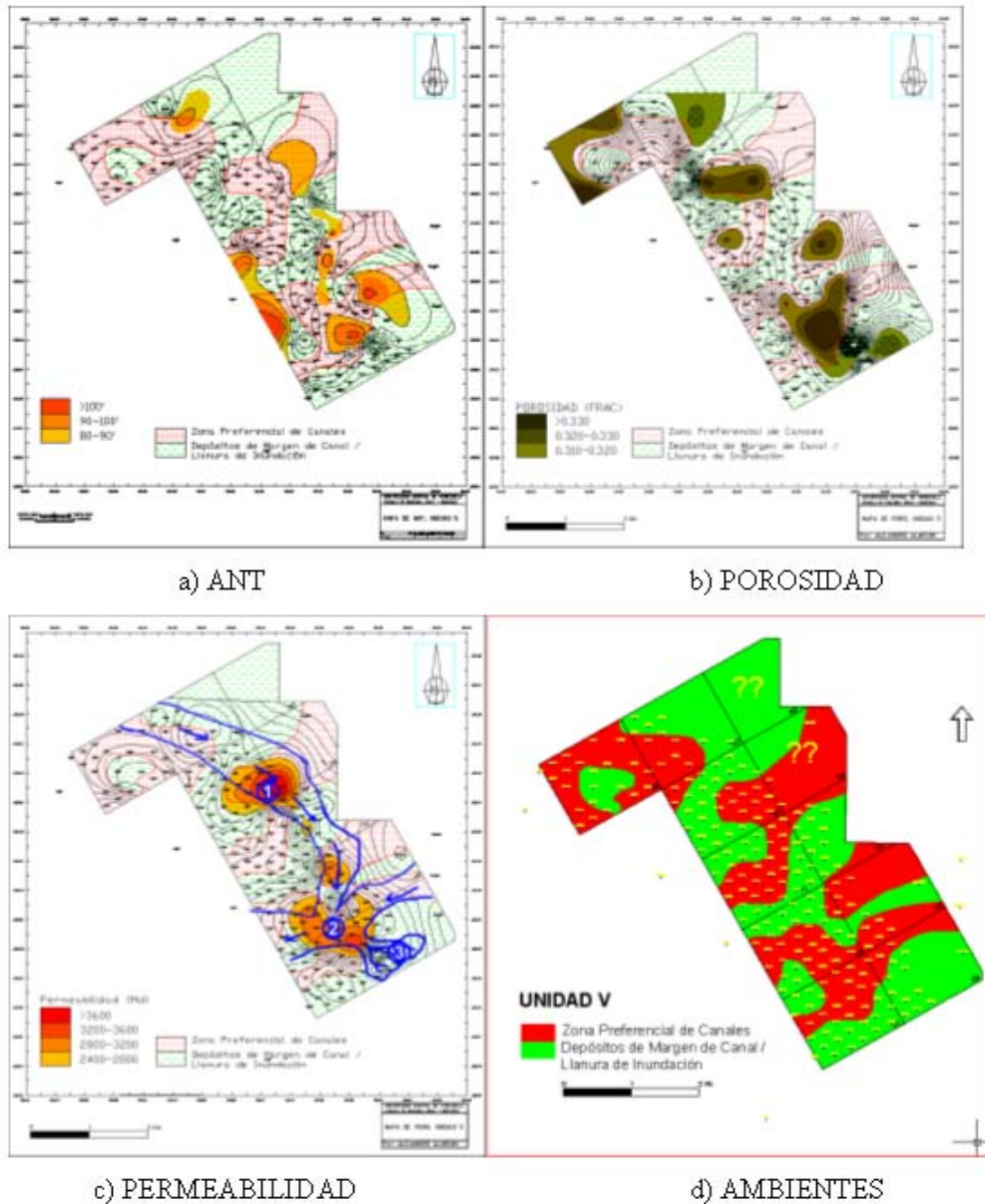


Figura 5.30. Interpretación de mapas de isopropiedades para la Unidad V

La Unidad V esta ubicada en el tope del Miembro Bachaquero, en dicha unidad que se interpreto como de canales distributarios de planicie deltáica alta, se observa para el área estudiada la presencia de un canal en el cual existe relación directa entre los valores de permeabilidad y porosidad, que se ubican en las zonas con mayor

contenido de facies arenosas (puntos (1) y (2)), el punto (3) señala un abanico de rotura ubicado al sur del área de estudio.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se identificaron un total de 7 facies sedimentarias distribuidas de la siguiente forma: 3 facies arenosas (Sp, Sr y Sh), una facies conglomerática (Gcm), una facies limolítica (Fsm) y dos facies heterolíticas (Fl, C)
- Las facies mas prospectivas según las propiedades petrofísicas obtenidas de análisis de núcleo son Sh y Sp.
- Se interpretaron cinco unidades sedimentarias correspondientes a 5 ciclos de sedimentación, delimitadas por horizontes distinguidos como superficies de correlación a lo largo del área. Para hacer la división estratigráfica interna en el Miembro Bachaquero dentro del área de estudio se usó la metodología de estratigrafía secuencial para ambientes continentales propuesta por Ramón y Cross (1997a).
- Las unidades estratigráficas están separadas en el área por intervalos arcillosos constituidos por facies como Fsm, Fl y C, las cuales funcionan como sello y generan el entrampamiento estratigráfico que caracteriza al Yacimiento Laguna del Campo Lagunillas.
- La sedimentación del Miembro Bachaquero de la Formación Lagunillas se ubica dentro de un sistema encadenado de bajo nivel (LST) y un sistema transgresivo (TST), limitado en la base por un límite de secuencias de 4to orden (SB) y en el tope por una superficie de máxima inundación (MFS).
- Los ambientes de sedimentación en el Miembro Bachaquero van de ambiente fluvial (Unidades I, II, III y IV) y canales distributarios de llanura deltaica alta hacia el tope del Miembro Bachaquero (Unidad V).
- La unidad estratigráfica que presentan mayor prospectividad de acuerdo al estudio de facies y a la evaluación petrofísica, es la Unidad I y en menor magnitud las unidades II y III.
- Se puede observar a través del análisis de los mapas de porosidad y permeabilidad para el área de estudio de este trabajo, que existe un control sedimentológico en el

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

patrón de distribución de dichas propiedades en cada una de las cinco unidades estratigráficas estudiadas.

- Se observa que, al comparar los mapas de facies con los de isopropiedades que las zonas con mejores propiedades de porosidad y permeabilidad tienden a superponerse a las facies arenosas correspondientes al curso de paleo-canales fluviales.
- La producción de agua aumenta de norte a sur con el tiempo.
- La dirección principal de avance del frente de agua proviene del norte del campo, con predominio de la dirección NO.
- La unidad con mayor invasión de agua es la Unidad I en la que se observan grandes valores de Sw distribuidos uniformemente a lo largo de la zona de estudio y siguiendo principalmente el patrón descrito por los canales fluviales
- Los mayores valores de Sw se pueden observar tanto a lo largo de los canales como en zona marginales a estos canales.
- Tomando los promedios de permeabilidad y porosidad obtenidos a partir de la evaluación petrofísica para cada una de las cinco unidades, podemos observar que la unidad que presenta mejor relación porosidad-permeabilidad es la Unidad I.
- Se recomienda extender este estudio al área NO del campo para obtener un buen control en la ubicación del contacto agua-petróleo en las zonas del Yacimiento Laguna afectadas por el acuífero.
- Los bloques U7 y V7 en la Unidad 5 no están aun muy afectados por el agua, y presentan buenos espesores de arena, al igual que la zona media a inferior entre los bloques S7 y S8
- Debido a la extensión del área saturada de agua y la buena relación porosidad-permeabilidad, la unidad con mayor susceptibilidad de ser casi totalmente invadida por el agua es la unidad I.
- Se recomienda perforar los pozos hasta la Unidad II, ya que si se perfora hasta la Unidad I existe una alta probabilidad de producir agua

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ALLEN G. P. (Diciembre, 1997). **Sedimentología y Estratigrafía de los Yacimientos Aluviales y Deltaicos**, Maraven S.A. 98p.
- ANDERTON, R. (1985), **Clastic Facies Models and Facies Analysis**. *Sedimentology*
- ARATA, J.; J. Llerena, E. Arzola; M. López; J. Salazar y M. Vivas, 1985. **Geología del Post-Eoceno en el Campo de Cabimas, costa oriental del Lago de Maracaibo, Venezuela**. *Memoria VI Cong. Geol. Venez.*, Caracas, 4: 2747-2779.
- BOBERG T. (1994). **Desarrollo Arena Superior del Yacimiento Laguna, Campo Lagunillas**.
- BOCKMUELEN, H., BARKER, C., y DICKEY, P. (1983). **Geology and geochemistry of crude oils, Bolivar Coast Fields, Venezuela**. *AAPG Bulletin*, V.67, N° 2, P.242-270.
- BORGER, H. D. y E. F. Lenert, 1959. **The geology and Development of the Bolívar Coastal field at Maracaibo, Venezuela**. *Boletín Informativo, Asoc. Ven. de Geol. Min y Petról.* 2(9): 237-257.
- 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.
- CHACARTEGUI, F. 1985. **Sedimentación y Diagénesis de la Formación Lagunillas en el Area de Ceuta**. *Memoria VI Cong. Geol. Venez.*, Caracas, 1: 226-278.
- CIED, (1998). **Interpretación de Perfiles de Pozos (Avanzado)**. Manual 76 p
- CROSS, Timothy A. (2000) **Stratigraphic Control on Reservoir Attributes in Continental Strata**. *Earth Sci. Frontiers*, 7(4):322-350
- D' ANDREA, R. y J. Soria, 1977. **Revisión petrofísica y sedimentológica del yacimiento de Laguna, Lago de Maracaibo**, *Memoria III Cong. Geol. Venez.*, Caracas, 4: 1505-1529.

- DE MENA Arenas, J., 1985. **Modelo geológico del Miembro Lagunillas Inferior (Formación Lagunillas, Mioceno Inferior-Medio), en el área de Ulé, Campo Tía Juana, Edo. Zulia**, Memória VI Cong. Geol. Venez., Caracas, 5: 2930-2948.
- DICKENSON, D. (1936). **Report on the Lagunillas Field, Venezuela**. Maraven, EPC-8235
- DRESSER, ATLAS: (1974). **Introducción al Perfilaje**. Dresser Industries, Inc, U.S.A p.p. 1-18.
- DUFOUR, J. (1929). **Geological considerations in the shore Lagunillas Field**. Maraven, EPC-5892.
- 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
- GARNER, A. H., (1926). **Suggested nomenclature and correlation of the geological formations in Venezuela**, *Am. Inst. Min. Metall. Eng., Tr.*, p. 677-684.
- GIL A., José Luís (Agosto, 1986). **Campo Lagunillas: Revisión Geológica de las Áreas Periféricas Norte y Este (Yacimientos “Laguna” y Lagunillas Inf.)**. Nota Técnica RS-238, MARAVEN, S.A. 7p.
- GODDARD, D. (Agosto, 1985). **Campo Lagunillas: Revisión geológica de los yacimientos Miocenos**. Nota Técnica RS-226, MARAVEN, S.A. 10p.
- GONZÁLEZ DE JUANA, C.; J. M. Iturralde de Arozena y X. Picard, (1980). **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**, Tomo II, Ediciones Foninves, Caracas.
- GUTIÉRREZ, F., 1972. **Ambientes sedimentarios de algunas arenas petrolíferas Miocenas en la costa del Lago de Maracaibo**, Memoria IV Cong. Geol. Venez., Caracas, 5: 2637-2686.
- HAAS, M. W. y R. G. Hubman, 1937. **Notas sobre la estratigrafía de los campos costaneros del Distrito Bolívar, Cuenca de Maracaibo, Venezuela**. *Bol. Geol. y Min.*, Caracas, 1(2-4): 123-164.

- HEDBERG, H. D. and L. C. Sass, 1937-a. **Sinopsis de las formaciones geológicas de la parte occidental de la Cuenca de Maracaibo, Venezuela.** *Bol. Geol. y Min.*, Caracas, 1(2-4): 77-120.
- HOFFMEISTER, W. S., 1938. **Aspecto y división en zonas de la fauna de moluscos en las formaciones La Rosa y Lagunillas, campos costaneros de Bolívar, Venezuela.** *Bol. Geol. y Min.*, Caracas, 2(2-4): 103-122.
- HUNG, Enrique. (1997), **Registros a Hoyo Desnudo y Entubado**, PDVSA-CIED, Caracas, Venezuela, 145 p.
- JAM, L., P., (1977). **Aplicación de técnicas de computación al estudio geológico de un yacimiento petrolífero.** *Memoria V Cong. Geol. Venez.*, Caracas 4: 1393-1405.
- LIDDLE, R. A., (1928). **The geology of Venezuela and Trinidad**, J. P. MacGowan, Fort Worth, Texas, 552 p.
- MACKENZIE, A. N., (1937), **Sección geológica de la región de Barinas: distritos Barinas, Bolivar y Obispos del Estado Barinas, Venezuela:** Caracas, Boletín Geología y Minas, t.1, p. 269-283
- MANGER, G. E., 1938. **Notas adicionales sobre la estratigrafía de las formaciones del Terciario Superior de la región costanera del Distrito Bolívar, Estado Zulia.** *Bol. Geol. y Min.*, Caracas, 2(2-4): 57-81.
- MIALL, Andrew D. (1981). **Analysis of Fluvial Depositional Systems.** Originally presented at the American Association of Petroleum Geologists, Fall Education Conference, Calgary. 67 p.
- MIALL, Andrew D. (1990). **Principles of Sedimentary Basin Analysis.** Springer, 668 p.
- MIALL, Andrew D. (1996). **The Geology of Fluvial Deposits, Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology.** Springer, 582 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.
- PARNAUD, F., Y. Guu, J.-C. Pascual, M. A. Capello, I. Truskowski, and H. Passalacqua. (1995), **Stratigraphic Synthesis Of Westem Venezuela**, in A. J.

- Tankard, R. Suárez S., and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62,. 681-698 p
- PINDELL, J.L., and J. P. Erikson, (1993). **The Mesozoic passive margin of northern South America**, in A. Vogel, ed., Cretaceous tectonics in the Andes: International Monograph Series, Earth Evolution Sciences, Wiesbaden, FRG, Vieweg Publishing, p. 1-30.
- RAMON, Juan Carlos y CROSS, Timothy (Noviembre, 1997a). **Estratigrafía Secuencial en estratos continentales, Es el nivel base un parámetro útil.** Memorias del I Congreso Latinoamericano de Sedimentología, Soc. Venezolana de Geol. Tomo II – 201-207, Noviembre 1997.
- RAMON, Juan Carlos y CROSS, Timothy (Noviembre, 1997b). **Controles estratigráficos en la arquitectura de canales fluviales: Revisión a los modelos de facies fluviales e implicaciones en caracterización de yacimientos.** Memorias del I Congreso Latinoamericano de Sedimentología, Soc. Venezolana de Geol. Tomo II – 209-215, Noviembre 1997.
- RENDALL, S. D. (1958). **The fresh water of the ULH in the North Lagunillas and Tia Juana Areas.** Maraven, EPC-4649.
- RUTTEN, R.F.X., 1984. **Geological investigation of 31 cores from Well LS-3803, Lagunillas Field, Bolivar COSAT Fields, Venezuela. Interval 2022-2649 feet.** Maraven, EPC-5840.230
- ROJAS, T y V. GUERRERO (2000). **Descripción Sedimentológica de los Núcleos de los Pozos LS 3803 y LS 5169.** Informe Técnico Interno PDVSA
- ROJAS, T. (2001). **Modelo Estratigráfico y Sedimentológico. Yacimiento Laguna, Campo Lagunillas Tierra. Area Este.** Informe Técnico Interno PDVSA
- ROXAR (2005). **Modelo Estático Del Yacimiento Laguna Bloques W6 Y W6 Extendido, Campo Lagunillas,** Reporte Final, Maracaibo, 49p.
- 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
- SUTTON, F. A., 1946. **Geology of Maracaibo basin, Venezuela**, *Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull.*, 30(10): 1621-1741.
- SOTO, C. (1976). **Evolución de la nomenclatura del Post-Eoceno en los campos Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero de la costa Bolívar**. Maraven, EPC-5556.
- SZENK, B. J., 1959. **The Lagunillas Formation in Central Lake Maracaibo**. Boletín Informativo. *Asoc. Ven. Geol., Min. y Petról., Bol. Inform.* Caracas, 2(7): 164-178.
- YOUNG, G. A., 1958. **Correlation of the Oligo-Miocene formations in the Districts of Urdaneta and Perijá, State of Zulia**. *Asoc. Venez. Geol., Min., y Petrol., Bol. Inform.*, 1(4): 116-135.