

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO DE LOS
POZOS FG12 Y FG24, MIEMBRO MORICHAL, BLOQUE
CARABOBO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Gracia E., Wileidys F.
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas, junio 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO DE LOS
POZOS FG12 Y FG24, MIEMBRO MORICHAL, BLOQUE
CARABOBO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Lenin González

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Gracia E., Wileidys F.
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas, junio 2018

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

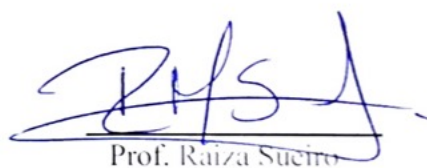
Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por Bachiller Wileidys F. Gracia E., titulado:

“ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO DE LOS POZOS FG12 Y FG24, MIEMBRO MORICIAL, BLOQUE CARABOBO”


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 los autores, lo declaran APROBADO.


Prof. Mauricio Hernández

Jurado


Prof. Raiza Sueiro

Jurado


Prof. Lenin González
Tutor Académico

RESUMEN

Gracia E. Wileidys F.

ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO DE LOS POZOS FG12 Y FG24, MIEMBRO MORICHAL, BLOQUE CARABOBO

**Tutor Académico: Prof. Lenin González. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. 2017, p. 98.**

Palabras Claves: Modelo Sedimentológico, Bloque Carabobo, Miembro Morichal, Quimioestratigrafía, Facies, Mapas de Isopropiedades, Ambientes Fluvio-Deltaicos.

Resumen. Se realizó un estudio sedimentológico y estratigráfico del Miembro Morichal de la Formación Oficina, Bloque Carabobo que corresponde al Mioceno Temprano, con descripción y selección de muestra de los núcleos FG12 y FG24 (240 y 137' de espesor) respectivamente, que a su vez se integran con el resto de pozos (22) que contienen registros eléctricos. Primeramente, se describieron los núcleos mencionados y se plasmaron con sus características en hojas sedimentológicas generadas en *Apple Core* 10.0.1 para definir las facies y ambientes, dando como resultado zonas de canales, zona de llanuras de inundación y zonas de bordes, luego se realizaron correlaciones estratigráficas con los registros *Gamma Ray* para definir los topes estratigráficos de los miembros correspondientes a dicha formación, encontrándose cuatro miembros (Pilón, Jobo, Yabo y Morichal) destacando así que el estudio actual está enfocado hacia el Miembro Morichal, el cual se dividió en 3 unidades descritas en su orden respectivo (A-B, B-C y C-D), seguidamente se hizo la calibración núcleo-perfil con los pasos anteriores para certificar las litologías encontradas y clasificar según WALKER (1992) la electrofacies dando así en su mayoría facies de canales con tendencia cilíndrica. A partir de los registros de pozos, se elaboraron cinco secciones estratigráficas utilizando los 24 pozos seleccionados en los bloques 2 y 4, para correlacionar los topes definidos anteriormente en los que se

tomó como *datum* el tope del Miembro Morichal, debido a que éste corresponde a un marcador de carácter regional y así determinar la geometría de los cuerpos en el subsuelo, la extensión lateral y la variación vertical de la sedimentación de las unidades elegidas. Se realizó una caracterización química para cada pozo principal, a través de perfiles elementales y dendrogramas de elementos mayoritarios de datos químicos obtenidos bajo *Inductively Coupled Plasma (ICP)*, en las que se evaluaron las concentraciones de estos elementos y se definieron tres quimiofacies para cada pozo, también se elaboraron *Box plots* con los 17 elementos químicos estudiados, que arrojaron niveles carbonáticos, arenosos y arcillosos. Adicionalmente se elaboraron e interpretaron mapas de isopropiedades en los que se representaron los volúmenes de arcilla, arena neta y por último las electrofacies de cada unidad, con todos estos datos obtenidos, para luego integrarlo y realizar un modelo sedimentológico y estratigráfico, explicando en él para que ambiente pertenece cada unidad descrita, esto dio como resultado un ambiente fluvio-deltaico, con características ambientales diferentes (Meandros, canales entrelazados y canales distributarios de llanura deltaica), y definiendo eventos de regresión para la unidad B-C (secuencia granocreciente) y transgresión para la unidad C-D (secuencia granodecreciente).

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía.

A José Fernando, mi abuelo

Que desde el cielo me iluminas y proteges siempre.

A Rosalba España, mi Mamá

Por ser mi inspiración, motor y entrega.

A María Conchita, mi abuela

Por darme su amor infinito y apoyo

A Julio César y Fernandita, por ser mi motivación y fuerza.

Para ustedes este logro, LOS AMO.

AGRADECIMIENTOS

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas para cumplir esta meta, por la excelente educación que me brindaste, por siempre demostrar que somos la casa que vence las sombras, orgullosa de pertenecer a ella.

A mi tutor Lenín González, gracias totales por permitirme ser su preparadora y tesista, por confiar en mí, por estar siempre para cada duda en cualquier día y hora, por sus consejos y regaños, por enseñarme sus grandes conocimientos a lo largo de la carrera, por su ayuda incondicional, por tu paciencia, por ser mi profesor y amigo, por siempre exigirme lo que sabía que podía dar, eres una persona increíble.

A mi querido profesor Alfredo Mederos, gracias por ayudarme a enamorarme de mi carrera, por tus conocimientos adquiridos, por dedicarme de tu valioso tiempo, por tus chocolates oportunos, por tus abrazos y besos, por tus detalles.

Al profesor Mauricio Hernández y PDVSA, por prestarme su apoyo y colaboración con toda la información necesaria para la realización de este trabajo.

A los profesores Ricardo Alezones, Ruthman Hurtado, Renier Mederos, Sebastián Grande, Carolina Machillanda, Orlando Méndez, David Mendi y Enrique Toribio, Angela Rojas por su contribución a mi desarrollo como ingeniero.

A mi mamá Rosalba, mi mayor ejemplo, mi vida, mi pilar, gracias por siempre complacerme en todo, por ser mi apoyo, por consentirme, por cuidarme, por estar a mi lado en todo este largo camino, por tus sacrificios, por creer en mí, por tu valioso amor y comprensión. Este logro es tuyo.

A mi papá Robert Fernando, por ser parte fundamental en este recorrido, por siempre estar pendiente de mí, por darme palabras de aliento.

A mis abuelos María Conchita, Rosa y Ramón, por ser también mi inspiración, mi admiración, mi ejemplo de lucha y constancia, por su apoyo y su amor, por adoptarme como una hija más allá del nexo que ya nos une.

A mis hermanos Julio César, Ramón Ramón, Carlitos, Nandita, Luisa María y Marquito por los ánimos, por ayudarme a crecer, por brindarme alegrías, porque la vida sin ustedes no sería igual.

A Marcos Palacio, eres una persona especial en mi vida, gracias por ser mi padre adoptivo y apoyo incondicional, por tus llamadas para despertarme temprano, por tu dedicación y tu consentimiento.

A mi tía Liris, por ser mi guía al principio de este rumbo, por tus comidas, por tus regaños, por tus ánimos, por tus cuentos ocurrentes para hacerme reír.

A mis tíos y mis primos, por su valioso apoyo, por su compañía a través de un teléfono y por creer en mí.

A Liseth Jara, mi otra mamá a pesar de la distancia, por tus desvelos a mi lado, por tu dedicación, por tenerme siempre la comida hecha, por tus consejos y por tu amor.

A Yuraima, gracias por siempre estar para cada día de llegada de viaje, por tus recibimientos, por tus consentimientos, por ser mi cómplice, por siempre cuidar de mis cosas.

A Eliseo Araque, llegaste en la última etapa, pero has sido mi refugio, mi felicidad, mi motivo, mi apoyo, mi almohada, mi compañía a toda hora, mi presión por culminar este recorrido, gracias infinitas por tu paciencia, entrega y amor.

A mi grupo de Campo Largo, Geraldine Araujo, Reinaldo Gil y José Mogollón, gracias por ser mis amigos a lo largo de toda la carrera, por su paciencia, por sus alegrías, por su ayuda, por ser tan unidos, han sido el mejor grupo, si me dieran a elegir nuevamente, los volvería a escoger.

A mis hermanas y mejores amigas que me arrojó este camino, Génesis Vizcaya, Oriana Martínez, Magda Acosta, Bárbara Díaz, Hormary Fernández y Raicelys Díaz, cada una de ellas gracias ocupa un lugar en mi corazón, por siempre estar para mí, por escucharme, por sus alientos, por su ayuda, por su compañía, por su lealtad, por transmitirme tanta felicidad y ánimos, porque a pesar de la distancia nunca han dejado de estar conmigo.

A José Hernández, eres esa persona que sin interés estuvo conmigo ayudándome en todo momento, por consentirme, por tu compañía absoluta, por demostrarme tanta humildad y paciencia, por escucharme, por ser mi desahogo, porque solo tú me conoces tanto y durante largos años fuiste el libro de mi vida, infinitas gracias.

A Pedrimar Díaz y Kenny Escobar, por ser mis primeros preparadores, apoyarme, orientarme con sus conocimientos y brindarme su amistad a lo largo de todos estos años.

A mis amigos Braulimar López, Juan Marín, Wilden Vasquez, Ninibeth Galicia, Libia López, Jesse Cardier, Lucymar Rodríguez, Aryanna Campos, Keiber Rivas, Arturo Bolívar, Henry Font, Roger Herrera, Gabriel Balza, Javier Rodríguez, Henry Cáceres, Tomás Tirado, Lidia Segovia, gracias por todos los momentos compartidos, por las experiencias, por las salidas, por la compañía, son la parte más importante de este largo camino.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	iv
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE GENERAL.....	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
CAPÍTULO I: GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Ubicación del área de estudio.....	1
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivos Específicos.....	3
1.4 Planteamiento del problema	4
1.5 Justificación de la investigación.....	4
1.6 Alcance	5
1.7 Antecedentes	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO	9
2.1 Consideraciones teóricas	9
2.1.1 Modelo sedimentológico.....	9
2.1.2 Modelo estratigráfico	9
2.1.3 Correlación.....	10
2.1.4 Secciones estratigráficas	10
2.1.5 Registro rayos gamma.....	10

2.1.6	Mapas de isopropiedades	11
2.1.7	Quimioestratigrafía	11
2.1.8	Electrofacies	11
2.2	Marco metodológico.....	12
2.2.1	Generalidades	12
2.2.2	Revisión bibliográfica	13
2.2.3	Selección de datos	13
2.2.4.	Registros de pozos	14
2.2.5.	Descripción de núcleos	15
2.2.6.	Análisis de electrofacies.....	15
2.2.7	Definición de topes y columnas estratigráficas de los miembros de la Formación Oficina	16
2.2.8	Secciones estratigráficas	16
2.2.9	Calibración Núcleo-Perfil	18
2.2.10	Generación de perfiles quimioestratigráficos y relaciones elementales	19
2.2.11	Mapas de isopropiedades	19
2.2.12	Interpretación y discusión de resultados	20
CAPÍTULO III: GEOLOGÍA REGIONAL.....		21
3.1	Marco estructural regional.....	21
3.2.	Marco estratigráfico regional	23
3.3.	Evolución tectono-sedimentaria de la de la cuenca.....	29
3.3.1	Etapa de <i>Pre-Rift</i>	29
3.3.2	Etapa de <i>Rift</i>	29
3.3.3	Etapa de Margen Pasivo.....	30
3.3.4	Etapa de Colisión Oblicua.....	30
CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS		34
4.1	Descripción de núcleos.....	34
4.1.2	Pozo FG12.....	34

4.1.2	Pozo FG24.....	37
4.2	Hojas sedimentológicas.....	40
4.3	Columnas estratigráficas.....	43
4.3.1	Miembro Pilon.....	44
4.3.2	Miembro Jobo.....	44
4.3.3	Miembro Yabo.....	44
4.3.4	Miembro Morichal.....	44
4.4	Calibración núcleo-perfil.....	47
4.4.1	Pozo FG12.....	47
4.4.2	Pozo FG24.....	50
4.5	Secciones estratigráficas.....	52
4.5.1	Norte-Sur 1.....	53
4.5.2	Norte-Sur 2.....	54
4.5.3	Norte-Sur 3.....	55
4.5.4	Este-Oeste 1.....	55
4.5.5	Nor-Este 1.....	56
4.6	Caracterización quimioestratigráfica los pozos FG12 y FG24.....	62
4.7	Mapas de isopropiedades.....	78
4.7.1	Mapa de volumen de arcilla (Unidad A-B).....	78
4.7.2	Mapa de volumen de arcilla (Unidad B-C).....	79
4.7.3	Mapa de volumen de arcilla (Unidad C-D).....	80
4.7.4	Mapa de arena neta (Unidad A-B).....	81
4.7.5	Mapa de arena neta (Unidad B-C).....	82
4.7.6	Mapa de arena neta (Unidad C-D).....	83
4.7.7	Mapa de electrofacies (Unidad A-B).....	83
4.7.8	Mapa de electrofacies (Unidad B-C).....	87
4.7.9	Mapa de electrofacies (Unidad C-D).....	88
4.8	Modelo sedimentológico y análisis estratigráfico.....	89

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
BIBLIOGRAFÍA	95
ANEXOS	99

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO, TOMADO DE INFORME INTERNO DE INTEVEP (2011).	2
FIGURA 2. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE POZOS	3
FIGURA 3. ESQUEMA METODOLÓGICO	12
FIGURA 4. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DE POZOS	13
FIGURA 5. PATRONES DE ELECTROFACIES EN CURVAS DE RAYOS GAMMA (MODIFICADO DE WALKER, 1992).....	15
FIGURA 7.....	17
FIGURA 6. REPRESENTACIÓN DE UNA CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA	17
FIGURA 8. REPRESENTACIÓN DE UNA SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA	18
FIGURA 9. CALIBRACIÓN NÚCLEO-PERFIL.....	19
FIGURA 10. CORTE GEOLÓGICO CONCEPTUAL NORTE-SUR DESDE EL CINTURÓN DE DEFORMACIÓN DEL CARIBE EN CURAZAO HASTA EL RÍO ORINOCO, TOMADO DE YORIS & OSTOS (1997).....	21
FIGURA 11. CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL ESQUEMÁTICA DE LA FAJA DEL ORINOCO, (MODIFICADO DE AUDEMARD ET AL., 1985).	23
FIGURA 12. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA (MODIFICADO DE: L.E.V., 1970)	28
FIGURA 13. DESARROLLO DEL BORDE SUR DEL CARIBE DURANTE EL EOCENO MEDIO AL PRESENTE. TOMADO DE DI CROCE ET AL. (1999).....	33
FIGURA 14. PARTE DEL NÚCLEO DEL POZO FG12 (2332-2359')	35
FIGURA 15. PARTE DEL NÚCLEO DEL POZO FG12 (2390-2406')	35
FIGURA 16. PARTE DEL NÚCLEO DEL POZO FG12 (2446-2466')	36
FIGURA 17. PARTE DEL NÚCLEO DEL POZO FG12 (2473-2479')	36
FIGURA 18. PARTE DEL NÚCLEO DEL POZO FG24 (3025-3029')	37
FIGURA 19. PARTE DEL NÚCLEO DEL POZO FG24 (3025-3029')	38
FIGURA 20. PARTE DEL NÚCLEO DEL POZO FG24 (3056-3063')	39
FIGURA 22.....	41

FIGURA 21. LEYENDA DE LA COLUMNA SEDIMENTOLÓGICA DEL POZO FG12	41
FIGURA 23. LEYENDA DE LA COLUMNA SEDIMENTOLÓGICA DEL POZO FG24	41
FIGURA 24. COLUMNA SEDIMENTOLÓGICA DEL POZO FG12	42
FIGURA 25. COLUMNA SEDIMENTOLÓGICA DEL POZO FG24	43
FIGURA 26. REGISTROS DE <i>GAMMA RAY</i> DE LOS POZOS FG12 Y FG24. VALORES MENORES A 30 <i>API</i> (ARENISCAS) Y VALORES MAYORES A 70 <i>API</i> (LUTITAS).....	46
FIGURA 27. UNIDAD A-B. POZO FG12	48
FIGURA 28. UNIDAD B-C. POZO FG12	48
FIGURA 29. UNIDAD C-B. POZO FG12	49
FIGURA 30. UNIDAD A-B. POZO FG24	50
FIGURA 31. UNIDAD B-C. POZO FG24	51
FIGURA 32. UNIDAD C-D. POZO FG24	52
FIGURA 33. MAPA DE REPRESENTACIÓN DE SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS	54
FIGURA 34. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA NORTE-SUR 1	57
FIGURA 35. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA NORTE-SUR 2	58
FIGURA 36. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA NORTE-SUR 3	59
FIGURA 37. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA ESTE-OESTE 1	60
FIGURA 38. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA NOR-ESTE 1	61
FIGURA 39. PERFILES QUIMIOESTRATIGRÁFICOS DEL MIEMBRO MORICHAL POZO FG12	66
FIGURA 40. PERFILES QUIMIOESTRATIGRÁFICOS DEL MIEMBRO MORICHAL POZO FG24	67
FIGURA 41. DENDROGRAMA MULTIVARIANTE CRUDO DEL MIEMBRO MORICHAL DEL POZO FG12	68
FIGURA 42. DENDROGRAMA MULTIVARIANTE DEL MIEMBRO MORICHAL DEL POZO FG12	69
FIGURA 43. DENDROGRAMA MULTIVARIANTE CRUDO DEL MIEMBRO MORICHAL DEL POZO FG24	70
FIGURA 44. DENDROGRAMA MULTIVARIANTE DEL MIEMBRO MORICHAL DEL POZO FG24	71

FIGURA 45. GRÁFICOS <i>BOX PLOTS</i> DE AL, FE Y SI LOS POZOS FG12 Y FG24 DEL MIEMBRO MORICHAL SUPERIOR Y MEDIO.....	72
FIGURA 46. GRÁFICOS <i>BOX PLOTS</i> DE AL, FE Y SI CORRELACIONADOS DE LOS POZOS FG12 Y FG24 DEL MIEMBRO MORICHAL SUPERIOR Y MEDIO.....	73
FIGURA 47. GRÁFICOS <i>BOX PLOTS</i> DE LOS POZOS FG12 Y FG24 DEL MIEMBRO MORICHAL SUPERIOR Y MEDIO	74
FIGURA 48. GRÁFICOS <i>BOX PLOTS</i> CORRELACIONADOS DE LOS POZOS FG12 Y FG24 DEL MIEMBRO MORICHAL SUPERIOR Y MEDIO.....	75
FIGURA 49. GRÁFICOS <i>BOX PLOTS</i> DE LOS POZOS FG12 Y FG24 DEL MIEMBRO MORICHAL SUPERIOR Y MEDIO	76
FIGURA 50. GRÁFICOS <i>BOX PLOTS</i> CORRELACIONADOS DE LOS POZOS FG12 Y FG24 DEL MIEMBRO MORICHAL SUPERIOR Y MEDIO.....	77
FIGURA 51. MAPA DE VOLUMEN DE ARCILLA (UNIDAD A-B)	78
FIGURA 52. MAPA DE VOLUMEN DE ARCILLA (UNIDAD B-C)	79
FIGURA 53. MAPA DE VOLUMEN DE ARCILLA (UNIDAD C-D)	80
FIGURA 54. MAPA DE ARENA NETA (UNIDAD A-B)	81
FIGURA 55. MAPA DE ARENA NETA (UNIDAD B-C)	82
FIGURA 56. MAPA DE ARENA NETA (UNIDAD C-D)	83
FIGURA 57. MAPA DE ELECTROFACIES (UNIDAD A-B).....	84
FIGURA 58. INTERPRETACIÓN ARQUITECTURAL DE LA SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA NOR-SUR 2	85
FIGURA 59. INTERPRETACIÓN ARQUITECTURAL DE LA SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA NOR-ESTE 1	86
FIGURA 60. MAPA DE ELECTROFACIES (UNIDAD B-C).....	87
FIGURA 61. MAPA DE ELECTROFACIES (UNIDAD C-D).....	89
FIGURA 62. REPRESENTACIÓN DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO Y ESTRATIGRÁFICO	91

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. DISTRIBUCIÓN, UBICACIÓN Y PROFUNDIDAD DE LOS POZOS.....	14
TABLA 2. FORMACIONES LITOLÓGICAS COMPRENDIDAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO	25
TABLA 3. CARACTERÍSTICAS DEPOSITACIONALES DEL MIEMBRO MORICHAL SUPERIOR	92
TABLA 4. DATOS QUÍMICOS DE 7 ELEMENTOS DEL POZO FG24	100
TABLA 5. DATOS QUÍMICOS DE 10 ELEMENTOS DEL POZO FG24	101
TABLA 6. DATOS QUÍMICOS DE 8 ELEMENTOS DEL POZO FG12	102
TABLA 7. DATOS QUÍMICOS DE 8 ELEMENTOS DEL POZO FG12	103
TABLA 8. DATOS QUÍMICOS DE 9 ELEMENTOS DEL POZO FG12	104
TABLA 9. DATOS QUÍMICOS DE 9 ELEMENTOS DEL POZO FG12	105

CAPÍTULO I: GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Introducción

La Cuenca Oriental de Venezuela, por su contenido de hidrocarburos, constituye la segunda cuenca petrolífera más importante de América del Sur, sólo superada por la Cuenca Occidental del Lago de Maracaibo en el estado Zulia (REINA, 2002). Está situada específicamente en la zona centro-este de Venezuela, que incluye a los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro. Todos los campos petrolíferos de esta cuenca presentan una estratigrafía común, siendo la Formación Oficina la principal roca productora. Dentro de esta cuenca se encuentra ubicada la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), que ha sido dividida de oeste a este por Petróleos De Venezuela, S.A. (PDVSA), en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

En el proceso de exploración para el conocimiento de la FPO se utilizan los últimos avances tecnológicos que se encuentran en el mercado, entre ellos se encuentran las herramientas de quimioestratigrafía de pozos que determinan el porcentaje en peso de elementos químicos que se encuentran en una formación.

La caracterización química de las formaciones es de gran utilidad para el conocimiento de las condiciones de depositación de las rocas. Además, estas implican una huella química que puede ser correlacionable con pozos y zonas adyacentes. La caracterización química permite el establecimiento de unidades quimioestratigráficas que pueden ser identificadas y correlacionadas independientemente de las unidades litoestratigráficas.

Para este estudio se elaborará un modelo sedimentológico y estratigráfico entre dos campos aledaños de la F.P.O., a través de generación de columnas estratigráficas, perfiles quimioestratigráficos y mapas de isopropiedades.

1.2 Ubicación del área de estudio

La Cuenca Oriental está ubicada en la zona centro-este de Venezuela, y comprende aproximadamente 165.000 km². El área del Bloque Carabobo es el más oriental de los

cuatro bloques, se extiende desde el sureste del estado Anzoátegui y ocupa toda la parte sur del estado Monagas y un sector de occidente del estado Delta Amacuro. Tiene una superficie total de 2.311 km². Dentro de este bloque se encuentran los pozos principales FG12 y FG24, que constituyen parte de la zona de estudio en este trabajo, están ubicados en la parte sur central del área y en el noreste de dicho bloque, ocupando una superficie total de 342.21 km² (Ver figura 1), la otra parte de la zona de estudio se representa a través de 22 pozos distribuidos en los bloques 2 y 4 de Carabobo (Ver figura 2).

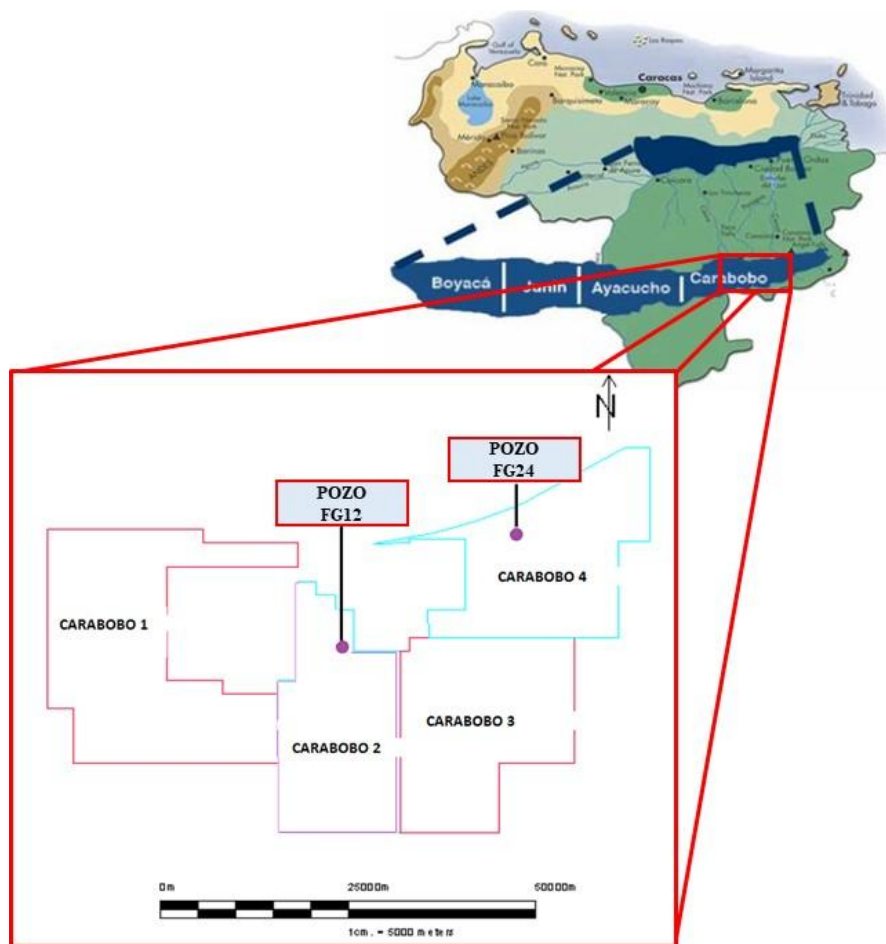


FIGURA 1. Ubicación de la zona de estudio, tomado de informe interno de Intevep (2011).

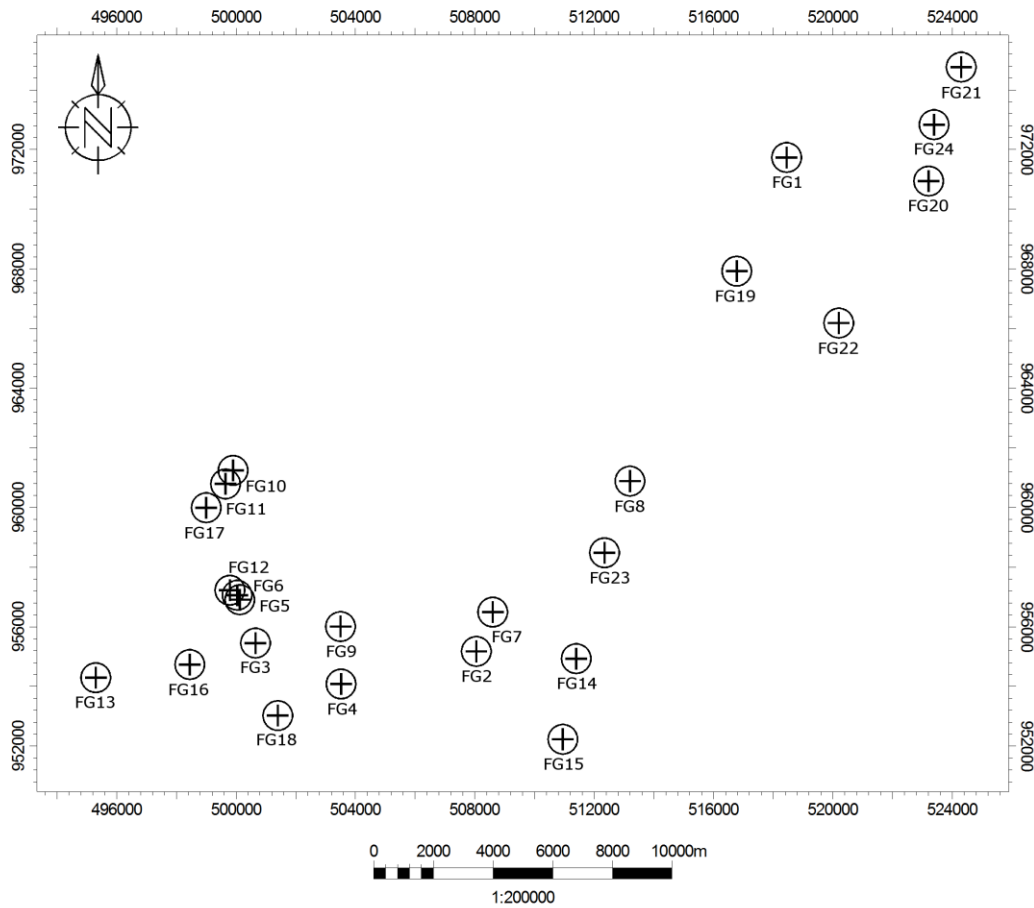


FIGURA 2. Mapa de distribución de pozos

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar sedimentológicamente y estratigráficamente los pozos FG12 y FG24, Miembro Morichal del Campo Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Identificar las facies sedimentarias en los pozos FG12 y FG24

2. Interpretar los ambientes sedimentarios a través de la descripción de núcleos de los pozos FG12 y FG24
3. Extrapolar la interpretación de núcleos en los 22 registros de pozos con su tendencia de dirección de sedimentación
4. Realizar correlaciones estratigráficas perpendiculares y paralelas a la sedimentación
5. Caracterizar quimioestratigráficamente los pozos FG12 y FG24
6. Elaborar el modelo sedimentológico a través de los diferentes mapas de isopropiedades.

1.4 Planteamiento del problema

La Faja Petrolífera del Orinoco, fue dividida por Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) en cuatro bloques, que a su vez se subdividen en campos petroleros, estos campos son de gran importancia dentro de la industria, en donde la mayor adquisición de información cuenta para la exploración de la Cuenca Oriental, con el fin de comprender y analizar los procesos geológicos involucrados en su formación y evolución.

El Bloque Carabobo, se encuentra dividido por cuatro campos, lo que ha traído como consecuencia, una correlación poco certera entre los campos, donde se deben unificar los ambientes sedimentarios para cada bloque y extrapolar entre ellos. Es por esta razón que se plantea realizar una integración del modelo sedimentológico e incorporación del análisis de los campos dos y cuatro específicamente utilizando los pozos FG12 y FG24 respectivamente del Miembro Morichal.

La herramienta de quimioestratigrafía es de gran utilidad para establecer correlaciones dentro de una cuenca y para el conocimiento de las condiciones de depositación y ambientales de las rocas. Debido a esto surge caracterizar patrones y/o tendencias de variables químicas elementales asociadas a la sedimentación.

1.5 Justificación de la investigación

Los campos que constituyen el Bloque Carabobo se han analizado de manera tradicional, a través de registros de pozos, por tanto, surge la necesidad de incorporar

nuevos pozos y actualización de registros para una mejor y robusta interpretación del modelo sedimentológico y estratigráfico que constituyen dicho bloque, es decir, se trabajará con los campos dos y cuatro, a través de los pozos FG12 y FG24, haciendo énfasis en el estudio del Miembro Morichal. Todo esto con la finalidad de obtener un modelo sedimentológico y estratigráfico que represente de manera eficiente el reservorio.

1.6 Alcance

El alcance de esta investigación persigue vincular información previa en los campos dos y cuatro, de la Faja Petrolífera del Orinoco, con la información actual, incorporando la variable quimioestratigráfica, es decir, es un estudio descriptivo-correlacionar y a su vez un modelo predictivo. Finalmente, en este trabajo se obtendrá una norma para que represente adecuadamente las características geológicas del yacimiento a través de la interpretación de facies.

1.7 Antecedentes

MORENO (1982), a través de un estudio de estratigrafía sísmica en el área de Cerro Negro elabora dos modelos del subsuelo mediante la correlación geológico-estructural de pozos, un modelo comprendido entre los pozos CNX-15 y CNX-17 y el otro entre el CNX-2 y CNX-3. Los mejores resultados se obtuvieron, al relacionar el tiempo de tránsito con la profundidad. Para obtener secciones sísmicas de buen poder resolutivo, en función de fuentes vibratorias, se debe extender la banda de oscilación en igual proporción hacia las altas y bajas frecuencias y no solamente hacia las altas.

FIORILLO (1983), genera una evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Realizó una exploración y evaluación general del área con la finalidad de definir el volumen, distribución y calidad de los recursos, selección de las áreas más prospectivas, ejecución de proyectos pilotos de producción y desarrollo y hacer un estudio de planificación de desarrollo. Interpretó el ambiente sedimentario, en el área de Carabobo, generalmente fluvial correspondientes a los depósitos de corrientes

entrelazadas. El agua presente se trata de agua connata, que ha quedado depositada en fosas o depresiones del basamento.

AUDEMARD ET AL. (1985), presentan un modelo sedimentológico-estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco para el Terciario; mediante correlaciones litoestratigráficas se reconocen tres ciclos de transgresión-regresión. Mencionan que las unidades arenosas tipifican deltas progradantes hacia el norte, asociados a fases regresivas, influenciados por la acción de olas y mareas.

CAMPOS ET AL. (1988), elaboran un modelo de evolución geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela en función de orientar la exploración futura y definir áreas de interés exploratorio. Determinan megasecuencias sedimentarias asociadas a eventos tectónicos y rasgos tectónicos mayores responsables de la arquitectura y relleno de la cuenca.

DUERTO (1995), realiza un reprocesamiento e interpretación estructural de 350 km de las líneas sísmicas en el área de Cerro Negro. En este trabajo de reprocesamiento, la calidad de las secciones sísmicas antes del procesamiento fue mejorada, además se integró la información en transeptos realizando una interpretación regional del área y corroborando lo postulado en la geología. Se comprueba tras la interpretación que la parte meridional de la zona de estudio es eminentemente extensiva, con un estilo estructural típico del “*hinterland*” de una cuenca antepaís (*foreland*), mientras en la zona septentrional el fallamiento tiene características inicialmente extensionales, y posteriormente reactivadas inversas, de edad pre-tope y tope de la Formación Freites.

PARNAUD ET AL. (1995), construyen un modelo geológico integrado por primera vez mediante datos estratigráficos, estructurales, geoquímicos y de yacimiento, que le permitieron identificar sistemas petrolíferos y definir yacimientos en el cinturón de pliegues y cabalgamientos de la cuenca antepaís de Venezuela Oriental.

DI CROCE ET AL. (1999), Realizan un estudio de estratigrafía secuencial de la Cuenca Oriental de Venezuela, por medio de múltiples líneas sísmicas, donde identifican y caracterizan secuencias de segundo, tercer y mayores órdenes; caracterizan el origen

de las mayores discordancias dentro de la cuenca en el subsuelo como costa afuera; para obtener una visión integrada de la estratigrafía de la cuenca.

GONZÁLEZ & SÁNCHEZ (2001), Realizaron la caracterización radiométrica y química de dos secciones estratigráficas pertenecientes a la Formación La Luna en el occidente de Venezuela. Lograron la correlación de las secciones estratigráficas a través de estadísticas multivariantes, determinando que ambas presentan características químicas y radiométricas similares, por lo cual las condiciones sedimentarias también lo fueron.

MACHADO (2003), realiza un modelo sedimentológico-estratigráfico de la secuencia paleozoica en la Faja Petrolífera del Orinoco, donde muestra la evolución geológica de la Cuenca Oriental durante el Paleozoico, mediante la correlación con registros de pozos, análisis bioestratigráficos recopilados y análisis sedimentológicos de núcleos. La asociación de estructuras sedimentarias encontradas en la Formación Hato Viejo, así como su contacto concordante y transicional con la Formación Carrizal le confiere a esta unidad un paleoambiente sedimentario próximo costero a diferencia de las primeras interpretaciones que le confieren un carácter continental.

SUMMA ET AL. (2003), establecen un modelo geodinámico de la Cuenca Oriental enmarcado en las relaciones y dominios estructurales definidos por los límites interplaca en Suramérica septentrional; asimismo, delimitan dentro de la Cuenca Oriental, cinco dominios tectono-estratigráficos asociados al régimen de compresión transpresiva diacrónica desarrollada entre las placas Caribe y suramericana.

VIEIRA (2006), realiza un análisis químioestratigráfico en muestras de canal a intervalos de cincuenta pies para dos pozos en el área TACAT durante el Mioceno Temprano-Medio a través de la técnica EEA-ICP. Las respuestas químicas en las muestras de canal permiten establecer una tendencia general que refleja la sucesión de ambientes depositacionales; son especialmente marcados los cambios repentinos en la columna de agua reportados durante las superficies de máxima inundación y límites de secuencia.

PERDOMO (2006), elabora un modelo estático integrado de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, del área oeste del Campo Melones aplicando técnicas geoestadísticas, en donde concluyó que se presentan una superficie de no erosión o apilamiento de cuerpos de canales, identificándolas como unidades hidráulicamente conectadas y las trampas de los hidrocarburos en el área de los yacimientos son de tipo combinado, es decir estructurales caracterizadas por fallas normales y estratigráficas por cambios laterales de facies.

MONTERO ET AL. (2007), realizan un estudio para la aplicación de métodos de estadística multivariada en datos quimioestratigráficos para identificar y correlacionar quimiofacies en la Formación Cerro Pelado (Mioceno), edo. Falcón. Determinaron asociaciones geoquímicas: (a) redox-materia orgánica y (b) clástica. La asociación redox-materia orgánica se hace más prominente hacia el tope de la formación. Concluyen que el análisis de agrupamiento y correspondencia son herramientas estadísticas mucho más robustas que el análisis factorial, en el estudio geoquímico de secciones estratigráficas.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO

2.1 Consideraciones teóricas

2.1.1 Modelo sedimentológico

Para PERDOMO (2006), define el modelo sedimentológico como la correcta descripción de los sistemas sedimentológicos y depositacionales proporciona una evaluación semicuantitativa de los parámetros geométricos. Este define la arquitectura interna del yacimiento. Consiste en correlacionar los reflectores de los lentes que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo y análisis de estratigrafía secuencial, además de realizar secciones, para ilustrar correlaciones estratigráficas, discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, cambios de facies, reconstruyendo la geometría de las arenas. En el modelo sedimentológico, el análisis de las facies provee información relacionada a edades de rocas, ambientes, geometría de sistemas de poros, la presencia e impacto de los procesos postdeposicionales e identificar unidades sedimentarias. Finalmente, la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos facilitan la caracterización de unidades de flujo y delimita intervalos de producción.

2.1.2 Modelo estratigráfico

Para PERDOMO (2006), el objetivo es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir la movilidad de los fluidos, este modelo define la arquitectura interna del yacimiento. Para realizarlo se correlacionan los reflectores intrayacimiento de los lentes que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo y análisis de estratigrafía secuencial.

2.1.3 Correlación

VERA (1994), define la palabra correlación desde varios puntos de vista, en el lenguaje no científico la define como principal acepción: correspondencia o relación recíproca entre dos o más cosas. En el conjunto de las ciencias geológicas el término “correlación” se usa de manera preferente en el campo de la estratigrafía, y casi siempre con una connotación temporal.

2.1.4 Secciones estratigráficas

Las secciones estratigráficas muestran en el plano vertical las características litológicas de facies y espesores de la arena. El objetivo principal de estas es reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de la depositación o en un tiempo corto posterior a ella, logrando así obtener información acerca de las discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, límites estratigráficos y variaciones de facies. Se construyen en forma manual orientadas en dirección de la sedimentación, para visualizar la continuidad lateral de la arena dentro del yacimiento (ACHÉ, 2012).

2.1.5 Registro rayos gamma

WALKER (1992), lo define como un registro que mide la emisión de rayos gamma de los diferentes estratos penetrados en el pozo, lo cual es una propiedad relacionada a su contenido de isótopos radiogénicos de potasio, uranio y torio. Estos elementos son comunes en minerales arcillosos y algunas evaporitas. En sucesiones de clásticos terrígenos, el registro refleja la limpieza o ausencia de arcilla (figura 14), alta radioactividad en la escala *API*, de la roca, promediado sobre un intervalo de alrededor de dos metros. Se debe hacer énfasis en que la lectura del registro de rayos gamma no depende del tamaño de grano o del contenido carbonático, sino de la proporción de elementos radioactivos, lo cual puede estar relacionado a la proporción de lutita.

2.1.6 Mapas de isopropiedades

Son mapas que permiten visualizar y conocer mejor la distribución de las rocas en un yacimiento de acuerdo a una misma propiedad física, tal como la porosidad o permeabilidad, los cuales se representarán en contornos de igual magnitud. Los mapas de isopropiedades incluyen las variables continuas de volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad intrínseca de la roca.

2.1.7 Quimioestratigrafía

La quimioestratigrafía constituye la caracterización geoquímica de una secuencia estratigráfica, utilizada para determinar procesos y condiciones sedimentarias del ambiente depositacional y de los sedimentos que dieron origen a la roca, empleando variaciones en la concentración de atributos químicos y sus relaciones interelementales. Es considerada una herramienta muy útil para el estudio e interpretación de secuencias sedimentarias que poseen un pobre control bioestratigráfico, litoestratigráfico o cronoestratigráfico, así como importantes complicaciones estructurales debido a la sensibilidad de los atributos químicos (ANDERSSON *ET AL.* 2004).

2.1.8 Electrofacies

SERRA (1986), define una electrofacies como "un conjunto de respuestas en diagráfias que caracterizan una capa y permite que sea distinguida de las demás". Se incluyen así en la definición, "todas" las imágenes de las diagráfias. Normalmente, se procede a la identificación de una electrofacies tras haber realizado la interpretación litológica. Una vez definidas las electrofacies, pueden analizarse las relaciones que presentan entre ellas, estableciendo electrosecuencias y considerando estas relaciones, para llegar a definir un ambiente sedimentario.

2.2 Marco metodológico

2.2.1 Generalidades

Se presenta un esquema metodológico en el cual se observan las fases desarrolladas del presente trabajo especial de grado (Ver figura 3):

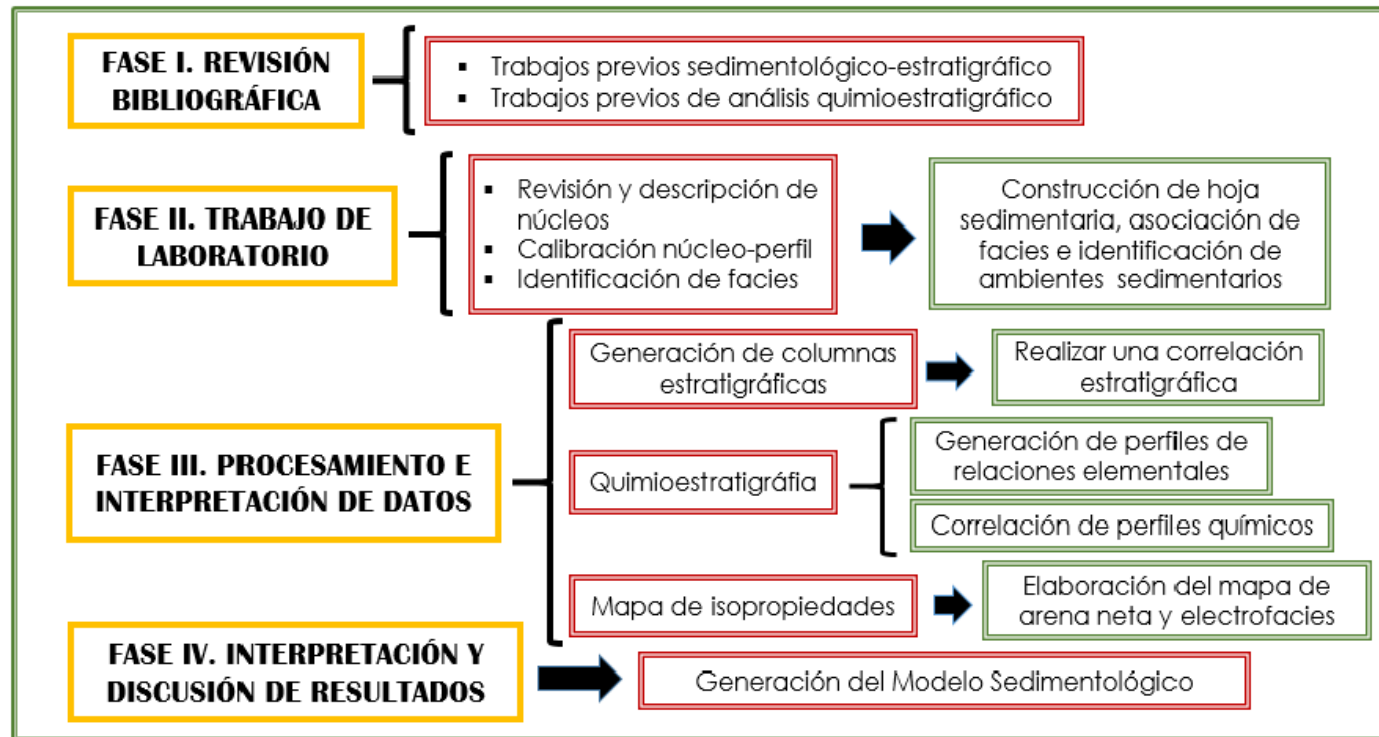


FIGURA 3. Esquema metodológico

2.2.2 Revisión bibliográfica

Representa la primera fase de desarrollo en este trabajo, está constituida por la búsqueda de fuentes de información disponible y la revisión de los trabajos previos pertenecientes al área estudiada (Informes de sedimentología, estratigrafía y quimioestratigrafía, trabajos y publicaciones libres, Tesis Especial de Grado (TEG), entre otros). A través de la realización de esta fase se documentó la geología general de la Faja Petrolífera del Orinoco y en particular la del área Carabobo.

2.2.3 Selección de datos

Se seleccionó para el área de estudio un total de 24 pozos, distribuidos en los bloques 2, 3 y 4 de Carabobo, las cuales fueron cargados en el programa *Petrel* 2010.2.2. Su distribución dentro del bloque se encuentra representada en la figura 4:

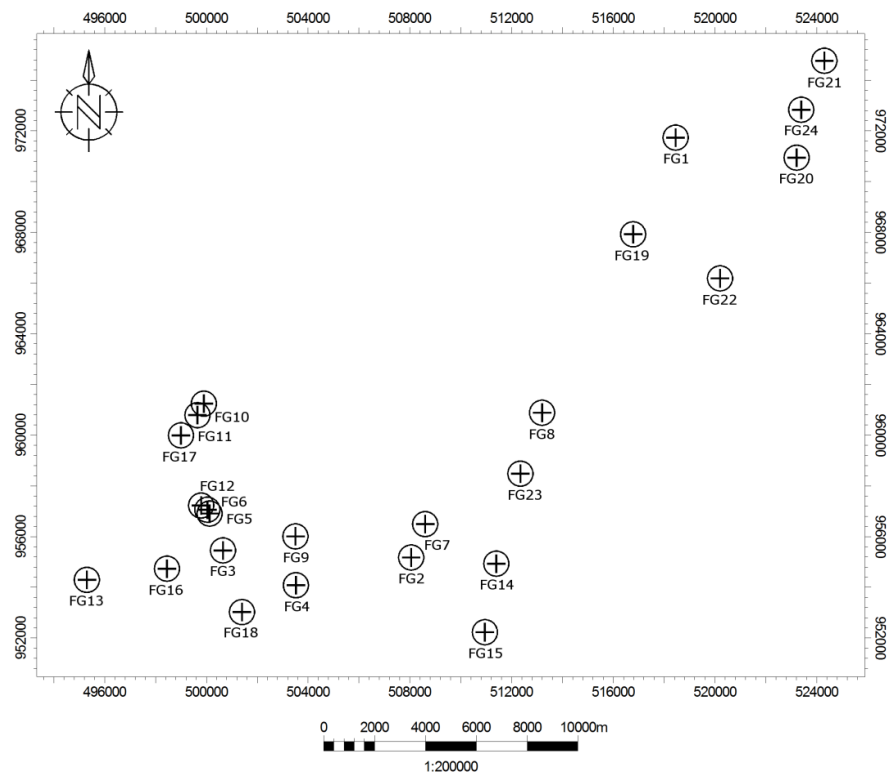


FIGURA 4. Mapa de distribución de pozos

2.2.4. Registros de pozos

Se cargaron en el programa (*Petrel* 2010.2.2) 24 pozos en formato .LAS, indicando sus coordenadas, así como también la profundidad de los registros. Se realizó el inventario de los registros de pozos, para los cuales se construyó una base de datos para el tipo de registro (*Gamma Ray*) que posee cada uno, la cual permitió una mejor organización de los datos (Ver tabla 1).

Tabla 1. Distribución, ubicación y profundidad de los pozos.

Pozo	X (m)	Y (m)	Profundidad (Pies)
FG11	499649,3500	960793,9390	2925,0000
FG7	508603,6400	956497,1300	2581,4255
FG14	511399,5900	954939,2700	2558,0000
FG8	513199,4100	960889,2200	2694,0000
FG2	508052,7100	955181,7500	2538,0000
FG16	498450,0018	954740,0000	2534,5000
FG3	500649,9987	955459,9971	2549,5000
FG4	503519,9971	954089,9810	2548,5000
FG23	512349,5700	958489,2900	2550,0000
FG15	510951,5200	952237,3100	2370,0000
FG13	495300,0041	954299,9989	2672,0000
FG10	499899,9802	961250,1277	3054,0000
FG9	503502,0011	956014,0040	2782,0000
FG17	499000,0030	959999,9976	2934,0000
FG18	501400,0021	953029,9976	2468,5000
FG12	499793,5930	957232,9536	2767,0000
FG5	500125,0047	956914,9817	2781,4690
FG6	500038,3968	957064,9846	2773,0000
FG19	516780,0011	967929,9826	3272,0002
FG1	518449,9589	971739,9906	3534,0000
FG20	523210,0016	970949,9817	3245,0000
FG21	524299,9953	974769,9850	3510,0000
FG24	523388,9900	972829,1800	3504,0000
FG22	520198,6800	966189,5000	2902,0000

2.2.5. Descripción de núcleos

Se realizó la descripción sedimentológica de los núcleos FG12 y FG24, para definir una hoja sedimentológica en el programa *Apple Core* 10.0.1. Esta fase consistió en describir la litología, tamaño de grano, contenido fósil, estructuras sedimentológicas, bioturbación, redondez, escogimiento, icnofósiles y minerales accesorios. Luego de generar la hoja sedimentaria, se realizó la identificación de unidades litoestratigráficas, interpretación de ambientes de depositación, patrones de sedimentación, identificación y definición de las facies.

2.2.6. Análisis de electrofacies

De acuerdo con la clasificación de WALKER (1992), se establecieron las facies de acuerdo a los patrones ilustrados en la figura 5.






Cilíndrico	En forma de Embudo	En forma de Campana	Simétrico	Irregular
Limpio, Sin tendencia	Tope Abrupto, Grano-creciente	Base Abrupta, Grano-decreciente	Base y topes transicionales	Intercalación entre arena y lutita. Sin tendencia
				
Ambientes Eólicos, Canales Fluviales Entrelazados, Plataformas Carbonáticas, Arrecifes o relleno de Cañones Submarinos	Abanicos de Rotura, Barras de Desembocadura, Islas de Barrera, plataforma clástica, areniscas marino someras, secuencias carbonáticas o Abanicos Submarinos.	Barras de Meandros, Barras de Marea, Canales Submarinos o algunas arenas transgresivas de plataforma.	Barras Arenosas Costa Afuera, algunas arenas transgresivas de plataforma o amalgamiento entre otras secuencias grano-crecientes y grano-decrecientes.	Llanura de Inundación, Taludes Carbonáticos, Taludes Clásticos o Relleno de Cañones.

FIGURA 5. Patrones de electrofacies en curvas de rayos gamma (Modificado de WALKER, 1992)

2.2.7 Definición de topes y columnas estratigráficas de los miembros de la Formación Oficina

Para definir los topes de los miembros se utilizó los registros de *Gamma Ray*. De acuerdo a la respuesta de los registros utilizando la metodología de Walker, se fueron definiendo los cambios litológicos para cada pozo (FG12 y FG24) teniendo así las columnas estratigráficas y analizando las mismas, para luego correlacionar los miembros y unidades con el resto de los pozos. Cabe destacar que la información bioestratigráfica fue fundamental para la definición de los topes, sin embargo, esta información fue suministrada (Ver figura 6).

2.2.8 Secciones estratigráficas

Una vez establecidos los topes para la Formación Oficina, se definió la dirección de las secciones, para este caso se escogieron tres direcciones este-oeste, norte-sur y nor-oeste (Ver figura 7), esto tomando en cuenta la distribución de los pozos en los bloques y la información de la dirección de sedimentación levantada en la recopilación bibliográfica. Para las secciones estratigráficas se tomó como *datum* el tope perteneciente a la unidad A-B del Miembro Morichal, que está definido como un marcador regional transgresivo, que se encuentra en todos los pozos seleccionados (24 pozos) y es el inicio de estudio. Posteriormente, se alinearon verticalmente los pozos, de esta manera se puede observar la continuidad y extensión lateral en el caso de las secciones estratigráficas.

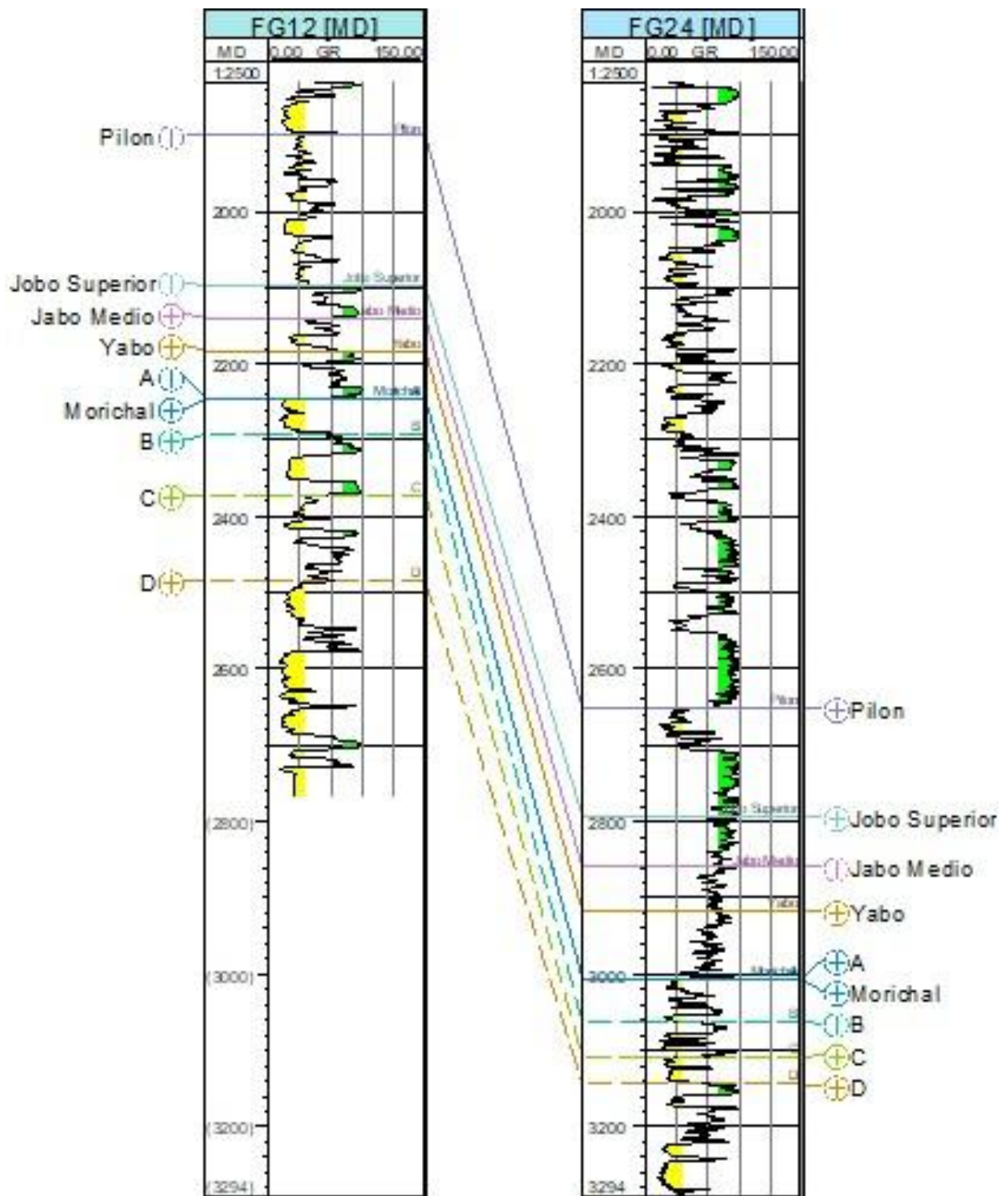


FIGURA 6. Representación de una correlación estratigráfica

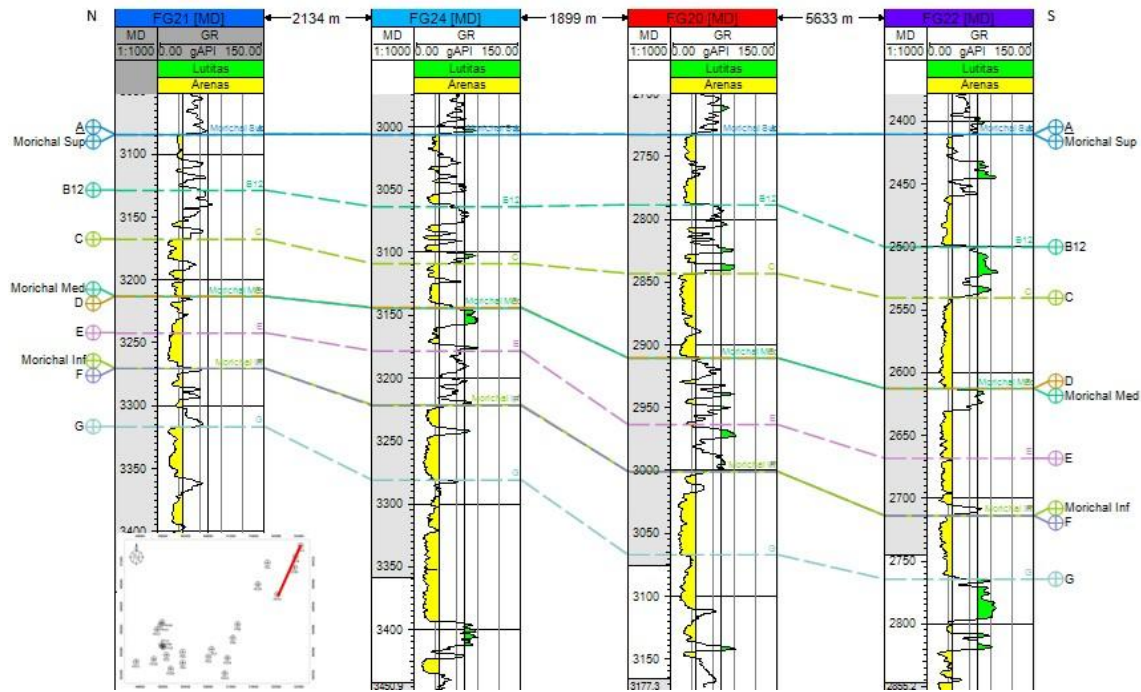


FIGURA 8. Representación de una sección estratigráfica

A partir de la descripción sedimentológica del núcleo y la repuesta de los registros de *Gamma Ray* de los pozos principales (FG12 y FG24), se procedió a la calibración núcleo-perfil para observar las características y el comportamiento de las diferentes litologías descritas en el núcleo, a fin de identificar la tendencia de las facies y hacer una interpretación global de cada unidad (Ver figura 8).

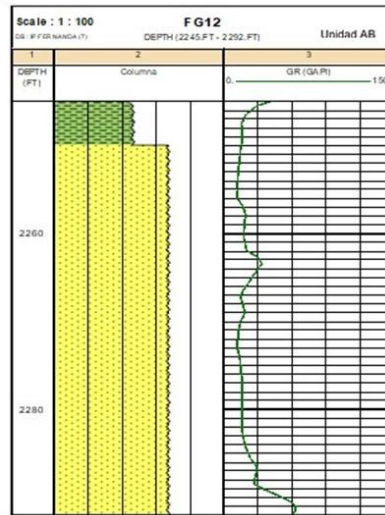


FIGURA 9. Calibración núcleo-perfil

2.2.10 Generación de perfiles quimioestratigráficos y relaciones elementales

Una vez obtenida la data química generada de *Inductively Coupled Plasma* (ICP), se depuró seleccionando las profundidades que definen el Miembro Morichal y a su vez convirtiendo estas profundidades de pies a metros, con el fin de realizar en *Excel* perfiles de profundidad versus contenido de concentraciones químicas de cada elemento. Además, se realizaron gráficos multivariantes (dendogramas) a través de Método Euclidean en el programa *Multi-Variate Statistical Package 3.1* (MVSS) y gráficos univariantes con relaciones de los dos pozos principales mediante *Statistical Software 12.0.6* (NCSS) con el fin establecer las condiciones redox.

2.2.11 Mapas de isopropiedades

Una vez definidas y correlacionadas las unidades sedimentarias y mediante las electrofacies, se construyeron los mapas de arena neta, volúmenes de arcilla y electrofacies del Miembro Morichal Superior con los 24 pozos seleccionados, con el fin de establecer la geometría de las diferentes unidades sedimentarias. Para generar los mapas se utilizó el programa *Petrel 2010.2.2*, bajo el método de interpolación convergente, este método

permite a partir de una superficie suavizada, tomar los datos originales, integrarlos y así poder elaborar los mapas.

2.2.12 Interpretación y discusión de resultados

Son evaluadas todas las fases anteriores en conjunto para interpretar los pozos con la finalidad de generar un modelo sedimentológico que se adapte a todas las observaciones realizadas y permita que el modelo sea una norma y a su vez predictivo.

CAPÍTULO III: GEOLOGÍA REGIONAL

3.1 Marco estructural regional

La formación y evolución del oriente de Venezuela, resulta de procesos tectónicos interactivos entre las placas de Norteamérica, Suramérica y Caribe que incluyen *rifting*, intrusiones, compresión, subducción, subsidencia, etc. (DI CROCE, 1995; MIJARES, 1995; JÁCOME, 2001; YSACCIS, 1997; PASSALACQUA *ET AL.*, 1995; HUNG, 1997; SCHMITZ *ET AL.*, 2005; SUMMA *ET AL.*, 2003).

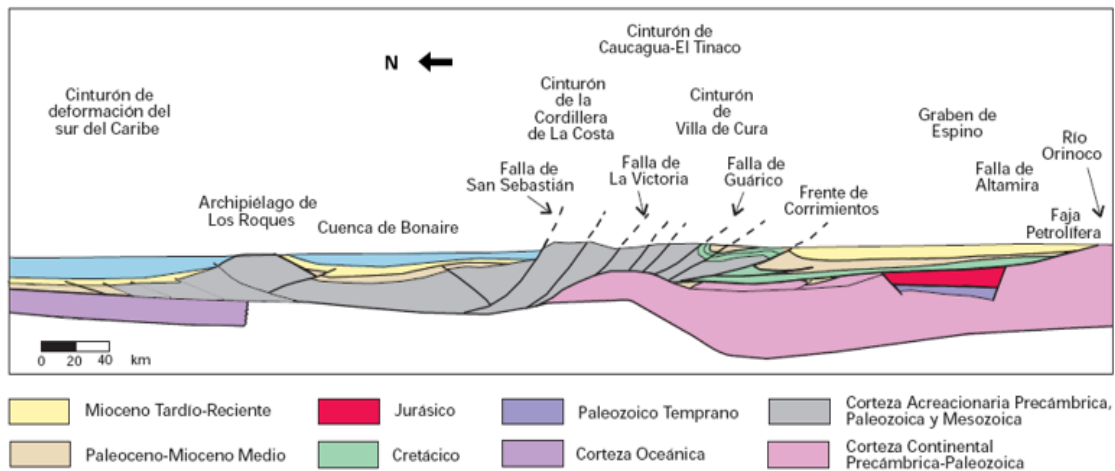


FIGURA 10. Corte geológico conceptual Norte-Sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco, tomado de YORIS & OSTOS (1997).

En la figura 9, la secuencia cretácica y terciaria presenta deformación en la cuenca oriental, nótese como los cabalgamientos son más intensos al norte y menos expresivos al sur.

PARNAUD *ET AL.*, (1999) plantea que la Cuenca Oriental de Venezuela es una cuenca antepaís flexurada (*Foreland*), que se desarrolló durante el Neógeno sobre un antiguo margen pasivo Mesozoico del cratón suramericano. El área total, tanto costa-afuera como costa-adentro, se aproxima a los 200.000 km². Esta cuenca es elongada y asimétrica, contiene alrededor de 8 km de espesor de sedimentos terciarios, por encima del basamento ígneo – metamórfico del cratón guayanés localizado al sur de río Orinoco (DI CROCE *ET AL.*,

1999). Se encuentra limitada estructuralmente al norte por la falla del Pilar, al sur por el lineamiento del Baúl, que la separa de la cuenca Barinas-Apure.

En la parte más septentrional de la faja, particularmente hacia los sectores de Carabobo y Ayacucho, los sedimentos terciarios se encuentran suprayaciendo discordantemente a una franja relativamente poco espesa de sedimentos cretácicos que a su vez se adelgazan antes de desaparecer hacia el sur (FIORILLO, 1983). Esta situación varía notablemente hacia el oeste de la faja (Boyacá-Junín), donde la secuencia terciaria reposa sobre un intervalo de mayor espesor de sedimentos cretácicos, paleozoicos y jurásicos. Estas dos últimas secuencias se localizan en una depresión profunda de rumbo regional ENE, la cual se halla limitada en sus flancos y perturbada en su parte central por importantes sistemas de fallas de rumbo de gran longitud, orientadas aproximadamente en dirección este-noreste.

Desde el punto de vista estructural y tectónico, se destacan dos provincias en la Faja Petrolífera del Orinoco, separadas por el sistema de fallas de Hato Viejo (Figura 10):

- Una Provincia Oriental, al este de la falla de Hato Viejo (áreas de Ayacucho y Carabobo), en donde el basamento ígneo – metamórfico se localiza poca profundidad y refleja una tectónica de zócalo con numerosas fallas que dislocan a la secuencia suprayacente del Terciario (AUDEMARD, 1985).
- Una provincia Occidental (Junín – Boyacá), la cual en su mitad norte evidencia la existencia del basamento ígneo – metamórfico a profundidades mayores de los 1000', infrayaciendo sedimentos de edad paleozoica y mesozoica. El fallamiento a nivel del basamento se amortigua dentro de esas secuencias sedimentarias, de tal manera que este tectonismo refleja poca o ninguna influencia en los sedimentos terciarios. Pocas fallas permanecieron activas durante la sedimentación del Terciario, y en su mayoría dislocan únicamente a la base de la secuencia, como es el caso de Hato Viejo (Junín – Ayacucho), que determina el límite entre las dos provincias tectónicas aquí definidas (AUDEMARD, 1985).

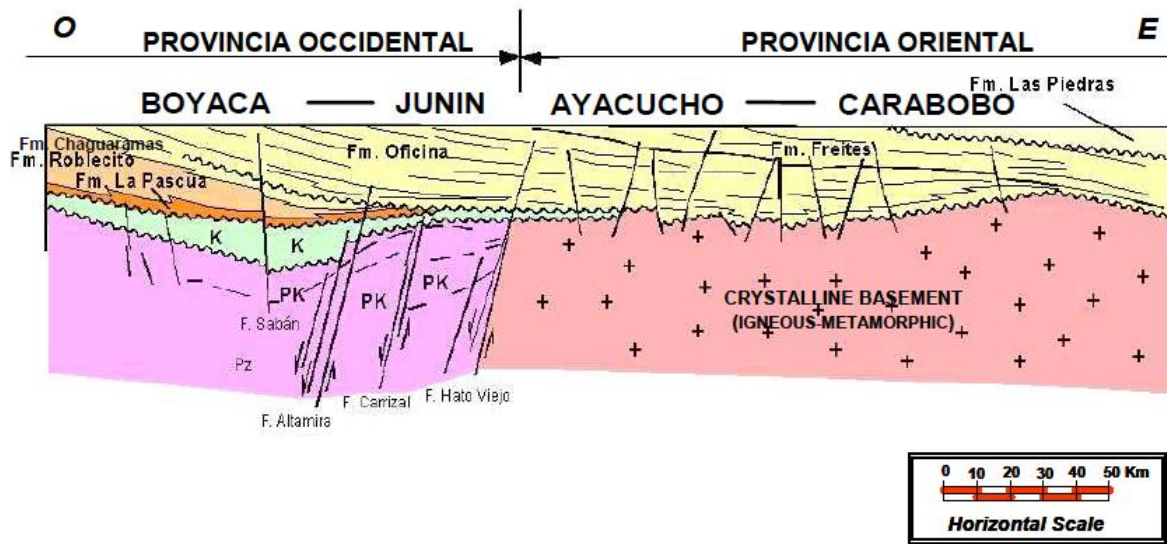


FIGURA 11. Configuración estructural esquemática de La Faja del Orinoco, (Modificado de AUDEMARD ET AL., 1985).

Dentro del área Carabobo el patrón estructural es el mismo que el resto de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la parte sur de la misma. La estructura está definida por un homoclinal de rumbo aproximado noreste-suroeste donde el buzamiento es muy suave y oscila entre 2 y 4 grados promedio. La misma está cortada por fallas normales principales de rumbo aproximado este-oeste. Estas fallas representan un importante factor de entrapamiento dentro del área de estudio, sumado al factor estratigráfico de entrapamiento asociado a cambios laterales de facies. Esto lleva a concluir, que las trampas existentes son de tipo estructural-estratigráfico, donde el componente estratigráfico es el de mayor importancia, (FIORILLO, 1983).

3.2. Marco estratigráfico regional

El bloque Carabobo se encuentra en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. La secuencia sedimentaria de esta región se desarrolló desde el Paleozoico hasta el Reciente, y a su vez se encuentra suprayaciendo a un complejo de rocas ígneos-metamórficos del Escudo Guayana de edad Precámbrica. En la tabla 2, presentada a continuación se describen las formaciones que atraviesa dicho bloque y posterior a eso se

observa una columna generalizada donde se encuentran representadas las mismas (Ver figura 11).

Tabla 2. Formaciones litológicas comprendidas en el área de estudio

FORMACIÓN	CARACTERÍSTICAS	CONTACTOS
MESA Cuaternario (Pleistoceno) <u>Ambiente Fluvial y Paludal con desarrollo de Abanicos aluviales</u>	Consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita.	Suprayace en contacto concordante y transicional, a la Formación Las Piedras.
LAS PIEDRAS Terciario (Mioceno Tardío-Plioceno) <u>Ambiente Fluvio-deltáicos</u>	Consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos (HEDBERG, 1950).	En el flanco sur de la cuenca, yace concordantemente sobre la Formación Freites
FREITES Terciario (Mioceno Medio a Mioceno Tardío basal) <u>Ambiente Marino</u>	HEDBERG, <i>ET AL.</i> , 1947, describe lutitas físciles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior de unos 100 m, con capas delgadas de areniscas arcillosas de grano fino. Un intervalo predominantemente lutítico, y un intervalo inferior de aproximadamente 100 m de lutitas intercaladas con areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso y muy fosilíferas.	Suprayace concordantemente a la Formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordancia. Hacia el tope, la formación es concordante con la Formación Las Piedras suprayacente.
OFICINA Terciario (Mioceno Temprano - Medio) <u>Ambiente Fluvio-deltáicos</u>	Alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verdes y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glauconíticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono.	El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites, ha sido definido como concordante, por la mayoría de los autores. Concordante sobre la Formación Merecure

FORMACIÓN	CARACTERÍSTICAS	CONTACTOS
<p>MERECURE Terciario (Oligoceno-Mioceno Temprano)</p>	<p>Se compone más del 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos.</p>	<p>Se presume una marcada discordancia basal por encima del Grupo Temblador del Cretácico, que, sin embargo, no está bien documentada. El contacto superior con la Formación Oficina es de aparente concordancia, pese al marcado cambio litológico a ese nivel</p>
<p><u>Ambiente Continental</u></p>		
<p>TIGRE Cretácico (Turonense? - Maastrichtense)</p>	<p>Secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas. Hay intercaladas en la sección, calizas dolomíticas y dolomías en capas blanquecinas, delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas.</p>	<p>Su contacto inferior es diacrónico y transicional sobre los sedimentos continentales de la Formación Canoa</p>
<p><u>Ambiente Marino</u></p>		
<p>CANOA Cretácico (Aptiense-Albiense?)</p>	<p>Conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, areniscas, limolitas y arcilitas generalmente moteadas con manchas grises, gris verdoso, amarillo, marrón, rojo, púrpura (HEDBERG, 1950). En el subsuelo de Guárico, consta de lutitas y arcilitas irregularmente estratificadas, típicamente abigarradas, en tonos de gris, verde, rojo, amarillo y morado, con algunas areniscas moteadas.</p>	<p>El contacto inferior es marcadamente discordante sobre una superficie aparentemente peneplanada, constituida por rocas ígneas y metamórficas del basamento, o localmente con las formaciones Hato Viejo y Carrizal (HEDBERG, <i>ET AL.</i>, 1947).</p>
<p><u>Ambiente Continental</u></p>		

FORMACIÓN	CARACTERÍSTICAS	CONTACTOS
<p>CARRIZAL Cámbrico Temprano</p>	<p>La formación está constituida por una espesa secuencia de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolita y areniscas. Generalmente está fuertemente bioturbada. Es notablemente homogénea, pese a su contenido variable de limo, con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros. Intercaladas, y generalmente hacia la base de la formación, se han observado cuerpos de arena. Ocasionalmente, se presenta calcita como cemento en las capas de limolita y en diaclasas verticales.</p>	<p>El tope de la Formación Carrizal es siempre erosional, estando cubierto por sedimentos precretácicos, por el Grupo Temblador o por la Formación Oficina.</p>
<p><u>Ambiente Marino (Nerítico)</u></p>		

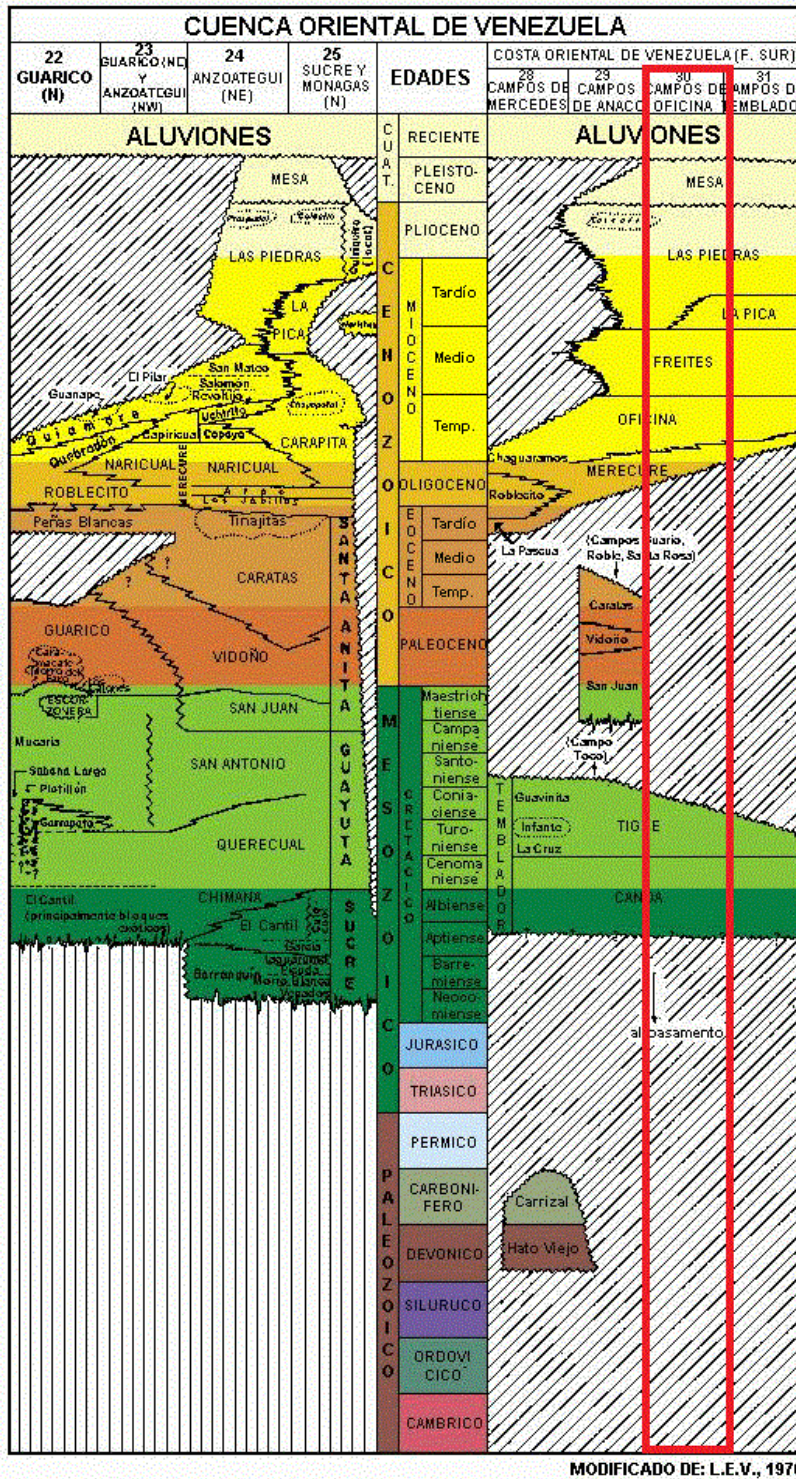


FIGURA 12. Columna estratigráfica regional de la Cuenca Oriental de Venezuela (MODIFICADO DE: L.E.V., 1970)

3.3. Evolución tectono-sedimentaria de la de la cuenca

Según PARNAUD *ET AL.*, (1999) en la Cuenca Oriental de Venezuela se reconocen cuatro etapas geodinámicas mayores que se describen a continuación:

3.3.1 Etapa de Pre-Rift

Mediante la utilización de líneas sísmicas se identificó esta secuencia “*pre-rift*” de edad Paleozoica, situada en el borde septentrional del Cratón de Guayana, en el que se depositan las formaciones Hato Viejo y Carrizal. Estas se extienden sobre el basamento ígneo-metamórfico, cubriendo gran parte de las zonas sur-centrales de los estados Guárico y Anzoátegui. Hacia el este de la región del Tigre no se conoce la Formación Carrizal (MÉNDEZ, 2003).

En el Permo-Triásico (hace 250-200 M.a.) el borde septentrional del Cratón de Guayana se levanta y produce en toda Venezuela una retirada general de los mares hacia el norte. Esta regresión de los mares dejó expuestos a la erosión a los sedimentos paleozoicos (MÉNDEZ, 2003).

En el Triásico-Jurásico (hace 220-160 M.a.) los sedimentos de Carrizal y Hato Viejo que formaban parte de la superficie de la cuenca fueron sometidos al ataque de los agentes erosivos durante más de 60 M.a., con lo cual fueron arrasados en casi su totalidad, quedando como remanentes en algunas áreas y subsistiendo en abundancia en las grandes depresiones (MÉNDEZ, 2003).

3.3.2 Etapa de Rift

La Formación La Quinta (redefinida como la Formación Ipire actualmente) y el basalto de Altamira representan la secuencia “*Rift*” desarrollada durante el Jurásico Tardío-Cretácico Temprano, al oeste del graben de Espino, asociada con la separación de Pangea. Esta secuencia fue depositada en un ambiente continental, se encuentra conformada por capas rojas y mantos de basaltos con un espesor de 3600 m. La apertura del ancestral Atlántico sur produce una invasión del mar en el Aptiense (hace 115 M.a.) cuyo reflejo en Venezuela es el inicio de la transgresión Cretácica sobre el borde continental.

3.3.3 Etapa de Margen Pasivo

Esta etapa se desarrolla entre el Jurásico Tardío al Oligoceno. Posterior a la fase de extensión se produjo una fase de subsidencia del margen pasivo. Durante el Campaniense finalizó la separación entre Norteamérica y Suramérica, durante el cual ocurre la colisión del arco de isla de las Antillas Mayores con el margen de Norteamérica y Suramérica (Venezuela). La deformación transpresional consecuencia de la colisión ocurre desde el Paleoceno Tardío hasta el Reciente, avanzado diacrónicamente. Este episodio se encuentra representado por tres fases transgresivas que se desarrollaron de norte a sur y culminan durante el Turoniense, Paleoceno Temprano y el Oligoceno respectivamente. La primera fase se inicia con la depositación de las areniscas basales de la Formación Barranquín en el Barremiense-Aptiense (hace 120-115 M.a.). En el Aptiense-Albiense (hace 110-100 M.a.) se sedimentan las formaciones Borracha y Chimana sobre Barranquín. Hacia la provincia nerítico-costera se define la Formación El Cantil, la cual se deposita sobre Barranquín. Hacia el sur se correlaciona con la Formación Canoa. En la provincia continental y directamente sobre el basamento Precámbrico, se deposita la Formación Canoa. Esta constituye junto con la Formación Tigre la base del Grupo Temblador, el cual representa toda la sedimentación Cretácica extendida en Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro (MÉNDEZ, 2003). En la parte sur de la cuenca, la Formación Tigre indica el máximo avance de la transgresión durante el Turoniense. Durante el Paleoceno-Eoceno se desarrolló la próxima transgresión posterior a la regresión del Maastrichiense y representada por la Formación San Juan. La última transgresión se desarrolla durante el Oligoceno, está representada por la depositación de las arenas basales de la Formación Merecure, características de un ambiente continental hacia la parte sur de la cuenca (área de Carabobo) y ambientes plataformales internos hacia la parte norte (afloramiento de la Serranía del Interior).

3.3.4 Etapa de Colisión Oblicua

Posterior a la etapa de margen pasivo que finaliza en el Oligoceno, comienza la etapa de colisión que se desarrolla durante el Mioceno Temprano hasta el Reciente. El margen pasivo se transforma en un frente de corrimientos y en una cuenca antepaís; esto se debe al

choque oblicuo de la Placa del Caribe con la Placa suramericana. Esta colisión oblicua migró progresivamente hacia el este dividiendo la cuenca antepaís en tres áreas: un área al sur (desde Cerro Negro hasta Oritupano) que corresponde a zona de plataforma, un área central (desde Acema-Casta a Pirital) correspondiente al “foredeep”, y un área al norte (norte de la falla de Pirital) correspondiente al área de cabalgamientos.

DI CROCE *ET AL.*, (1999) define esta última etapa como margen activo constituido por un desplazamiento hacia el este de una cuenca “foredeep” flexural, la cual se inicia en el Paleoceno Temprano en el oeste de Venezuela, avanzando diacrónicamente hacia el este continuando hasta hoy día (Ver figura 12).

En la parte noroeste de la Cuenca Oriental se desarrolla el Surco de Guárico y se deposita la Formación Guárico con sedimentos de tipo “Flysch”. En la mitad septentrional de la Cuenca Oriental se deposita la Formación Caratas sobre la Formación Vidoño en ambientes que van desde marinos somero a profundo. En el Eoceno Medio-Tardío (hace 45-40 M.a.) el mar invade la Cuenca de Barinas comunicándose abiertamente con la Cuenca Oriental. La parte norte de la cuenca sufre los efectos de un levantamiento generalizado de la cordillera metamórfica central, a la cual se incorpora el Surco de Guárico como área emergida (MÉNDEZ, 2003). Se depositan los clásticos arenosos de la Formación La Pascua, seguida en la parte marina somera por las lutitas de la Formación Roblecito, que se correlaciona con la parte basal de la Formación Merecure de los Campos Anaco y Oficina. Hacia el este en forma diacrónica, en el área de Barcelona se hace equivalente a la Formación Areo de edad Oligoceno Medio.

En el Oligoceno (hace 35-25 M.a.) el comienzo de la transgresión del Terciario Tardío está representado en el frente de montañas de la Serranía del Interior de Anzoátegui y Monagas por las arenas de la Formación Los Jabillos. En el Oligoceno Tardío comenzó el plegamiento de la región causado por la compresión producida por las masas metamórficas existentes en el Caribe.

En el Mioceno Temprano-Medio (hace 15-10 M.a.) se acentúan los efectos de la orogénesis terciaria en la Cuenca Oriental, expresados por cambios en su forma y

geometría. La cuenca comienza a adquirir más claramente su configuración actual, produciendo fallas inversas y bloques volcados en la misma dirección del empuje. Al mismo tiempo en el flanco sur se produjeron corrimientos tan notables como los de Anaco y Pirital. En el Mioceno Medio-Tardío el mar de la Cuenca Oriental se profundiza de oeste a este, se depositan en Guárico la Formación Chaguaramas, en Anzoátegui y en Monagas las formaciones Oficina y Carapita (MÉNDEZ, 2003). En el Mioceno Tardío se sedimenta la Formación Freites, a este mismo período pertenece la Formación La Pica, la cual representa una transgresión marina limitada por el relieve estructural de Pirital Jusepín cuyo flanco se inclinaba suavemente hacia el sur (MÉNDEZ, 2003).

En el Plioceno (hace 3-5 M.a.) en gran parte de la Cuenca Oriental se establecieron ambientes fluvio-deltáicos y neríticos costeros, determinados por el continuo retroceso del mar hacia el este. En estos ambientes se sedimenta la Formación Las Piedras sobre las formaciones La Pica y Freites en los bordes norte y sur de su área de sedimentación. La culminación del proceso sedimentario de la Cuenca Oriental está representada por la Formación Mesa, de ambiente continental, la cual se extiende sobre los llanos orientales de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Esta formación es considerada de edad Pleistoceno debido a su posición discordante sobre la Formación Las Piedras del Plioceno (MÉNDEZ, 2003).

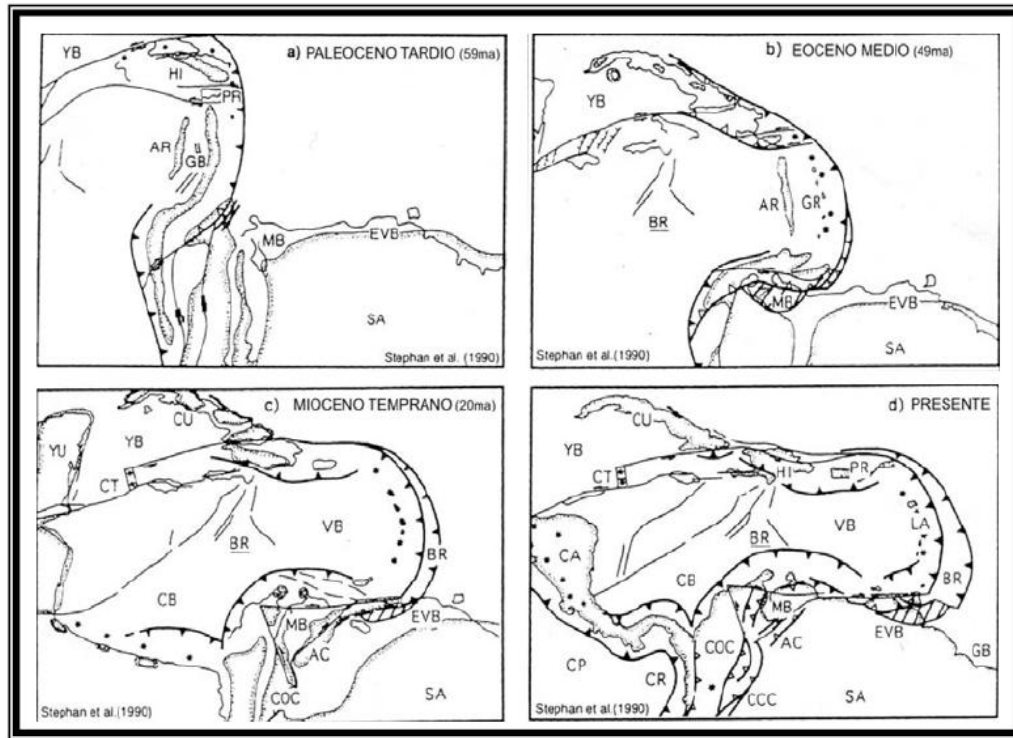


FIGURA 13. Desarrollo del borde sur del Caribe Durante el Eoceno Medio al Presente. Tomado de DI CROCE ET AL. (1999)

CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Descripción de núcleos

Se realizó la descripción sedimentológica de los núcleos FG12 y FG24, en la cual se tomaron las siguientes características de las rocas; color, contenido mineralógico observado físicamente, tamaño de grano, escogimiento, redondez, estructuras sedimentarias, fósiles, icnofacies, bioturbación y grado de impregnación, para posteriormente elaborar una hoja sedimentológica en el programa de *Apple Core* 10.0.1. Obteniendo los resultados que se presentan a continuación:

4.1.2 Pozo FG12

2245 - 2250': Lutitas gris oscuro a negro, con un gran contenido de material carbonáceo, con aspecto lignítico y restos de plantas.

2250 – 2258': Areniscas saturada de petróleo, de grano medio y subredondeados, escogimiento moderado.

2258 – 2294': Areniscas saturada de petróleo, con granos conglomeráticos ocasionales en el tope, fragmentos de lutitas en todo el segmento, de grano medio y subredondeados y escogimiento moderado.

2294 – 2300': Lutitas gris oscuro, con bandas de areniscas y saturadas de petróleo, de grano fino a medio.

2300 – 2303': Areniscas saturada de petróleo, de color gris claro, moderadamente escogida, subangular y medianamente bioturbada.

2303 – 2315': Intercalación de lutitas gris verdoso claro y caoliníticas, con areniscas impregnadas de petróleo, de granos muy finos, con moderada bioturbación, moderadamente escogidas y granos subangulares.

2315 – 2332': Lutitas de color gris claro, caoliníticas, con abundantes granos de cuarzo y material carbonáceo, hacia el tope laminaciones de areniscas.

2332 – 2359': Areniscas impregnadas de petróleo, de grano medio a grueso, localmente conglomerática, con un escogimiento bueno y granos subredondeados, con laminaciones de lutitas escasas (Ver figura 14).



FIGURA 14. Parte del núcleo del pozo FG12 (2332-2359')

2359 – 2390’: Lutitas de color gris plomo, con granos de cuarzo diseminados, algunas láminas de carbón, concreciones ferruginosas y material caolinítico. Hacia la base se observan laminaciones de areniscas.

2390 – 2406’: Areniscas impregnadas de petróleo, con laminaciones de lutitas, granos subangulares y moderadamente escogidas (Ver figura 15).

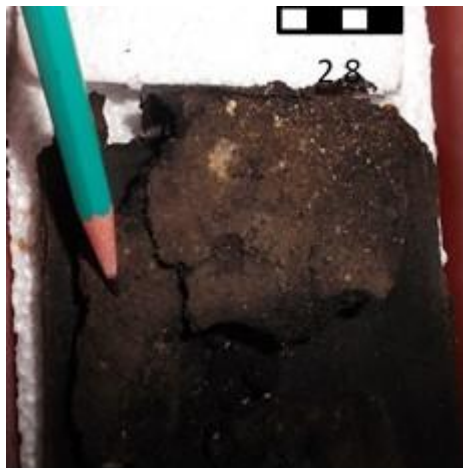


FIGURA 15. Parte del núcleo del pozo FG12 (2390-2406')

2406 – 2435’: Lutitas de color gris plomo, con inclusiones irregulares de areniscas, estas levemente saturadas de petróleo, contienen caolinita localmente y material carbonáceo, láminas de lignito que a su vez tienen material de sulfuro.

2435 – 2446’: Areniscas saturadas de petróleo, con estratificación cruzada, bien escogidas y de granos subredondeados y finos.

2446 – 2466’: Lutitas de color gris plomo, con abundante material carbonáceo, laminaciones de arenas y saturadas de petróleo (Ver figura 16).

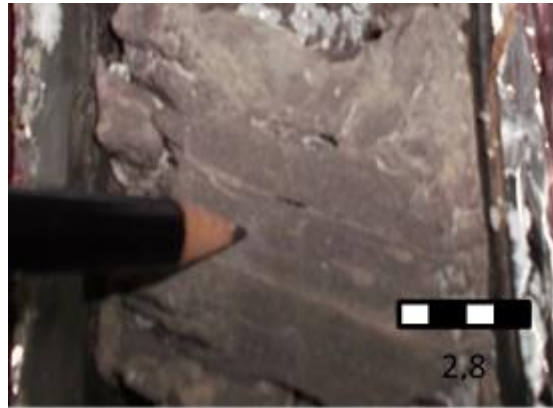


FIGURA 16. Parte del núcleo del pozo FG12 (2446-2466’)

2466 – 2473’: Areniscas saturadas de petróleo, de grano muy fino y subangulares, moderadamente escogidos, localmente con láminas de arcillas y estratificación cruzada.

2473 – 2479’: Lutitas de color gris oscuro, con material carbonáceo diseminado y laminaciones de areniscas que contienen levemente petróleo (Ver figura 17).



FIGURA 17. Parte del núcleo del pozo FG12 (2473-2479’)

2479 – 2485’: Intercalación de areniscas y lutitas. Las areniscas están saturadas de petróleo y moderadamente escogidas, de grano medio y de redondez subangular. Las lutitas son de color gris oscuro a negro, con material carbonáceo.

4.1.2 Pozo FG24

3006 – 3009’: Lutitas de color gris oscuro a negro, con material carbonáceo.

3009 – 3015’: Areniscas saturadas de petróleo, de grano medio subangulares y escogimiento moderado, con contenido glauconítico y decrecen en tamaño de grano hacia el tope.

3015 – 3025’: Lutitas de color gris oscuro, caoliníticas y con granos de cuarzo disseminado.

3025 – 3029’: Intercalaciones de areniscas con lutitas. Las areniscas están impregnadas de petróleo, de color pardo oscuro, de grano fino subredondeados, moderadamente bien escogidos, con fragmentos de plantas (Ver figura 18).



FIGURA 18. Parte del núcleo del pozo FG24 (3025-3029’)

Las lutitas son de color gris oscuro y físil. El intervalo se presenta levemente con estratificación lenticular y estructuras de carga (Ver figura 18).

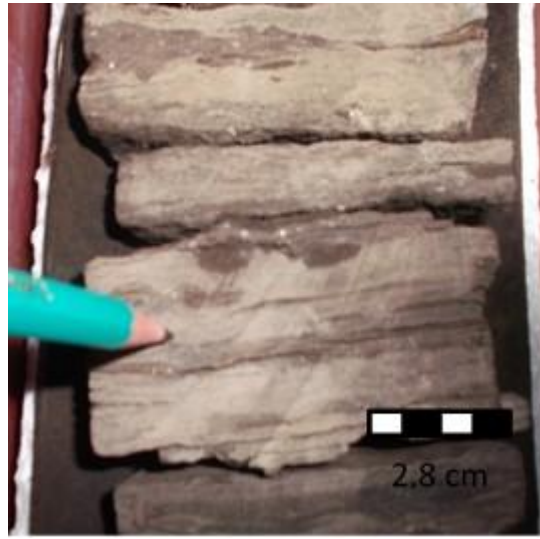


FIGURA 19. Parte del núcleo del pozo FG24 (3025-3029')

3029 – 3039’: Areniscas impregnadas de petróleo, de grano medio y subangulares, con escogimiento moderado, con laminaciones de lutitas (Ver figura 19).

3039 – 3044’: Intercalación de lutitas con areniscas. Las lutitas son de color pardo oscuro, físciles y con un moderado contenido de fragmentos de plantas. Las areniscas están impregnadas completamente de petróleo, son ligeramente arcillosas de color pardo oscuro, decreciendo en tamaño de grano hacia el tope, desde arenisca media hasta arenisca fina, mal escogidas, granos subangulares, no consolidadas, localmente con fragmentos de conchas. El intervalo se presenta levemente con estratificación lenticular.

3044 – 3047’: Lutitas de color gris oscuro, con laminaciones de areniscas y estratificación cruzada de bajo ángulo, así como también biohoradaciones rellenas de material arenoso.

3047 – 3054’: Intercalaciones de lutitas y areniscas. Las lutitas son de color pardo claro, físciles y con moderado contenido de fragmentos de plantas. Las areniscas están impregnadas de petróleo, son de color gris claro, de grano fino, subangular a subredondeado, moderadamente escogidas, no consolidadas. El intervalo se presenta bien estratificado paralelamente y lenticularmente, fuertemente bioturbado y con estructuras de carga.

3054 – 3056’: Lignito

3056 – 3063’: Areniscas de gris claro, de grano medio subangulares, moderadamente escogidas, no consolidadas (Ver figura 20).



FIGURA 20. Parte del núcleo del pozo FG24 (3056-3063’)

3063 – 3072’: Intercalaciones de areniscas y lutitas. Las lutitas son de colores gris oscuro, físis y con inclusiones de Pirita y fragmentos de plantas. Las areniscas están saturadas de petróleo, son de color pardo oscuro, de grano muy fino subredondeados, moderadamente escogidas, no consolidadas. El intervalo se presenta bien estratificado paralelamente y lenticularmente, con bioturbaciones locales.

3072 – 3099’: Areniscas impregnadas de petróleo, de color pardo oscuro, de grano medio subangulares, moderadamente escogidas, no consolidadas, con moderado contenido de fragmentos de conchas y cantidades menores de pirita.

3099 – 3119’: Intercalación de lutitas con areniscas. Las lutitas son de color pardo claro, con contenido de carbón y moderado fragmentos de plantas. Las areniscas saturadas de petróleo, son de color gris claro, de grano medio subangulares y moderadamente escogidas, con estructuras de carga y estratificación paralela.

3119 – 3139’: Areniscas fuertemente impregnadas de petróleo, de color pardo oscuro, de grano fino subangulares y mal escogidas, no consolidadas, con fragmentos de plantas ocasionalmente.

3139 – 3143’: Intercalación de lutitas con areniscas. Las lutitas son de colores gris oscuro, físis y con un moderado contenido de fragmentos de plantas. Las areniscas

están saturadas de petróleo, son de color pardo oscuro, de grano medio subangulares, moderadamente escogidas, no consolidadas. El intervalo presenta estratificación lenticular.

En general en la descripción de estos núcleos se encontraron litologías como areniscas (la más predominante), lutitas e intercalaciones de ellas mismas, siendo las areniscas en su mayoría de grano medio a fino con escogimiento moderado y redondez subangular, con moderadas bioturbaciones y casi siempre saturadas de petróleo, en cuanto a las lutitas siempre con contenido de carbón y laminaciones de arenas, algunas veces con granos de cuarzo, caolinita, glauconita, hierro y fragmentos de conchas de moluscos y plantas. En las intercalaciones de arenas y lutitas se observaron estratificaciones lenticulares, estructuras de carga, estratificación de bajo ángulo, entre otras.

4.2 Hojas sedimentológicas

La Formación Oficina en el área de Carabobo fue depositada durante el segundo de los tres ciclos de sedimentación transgresivos-regresivos que identifican estratigráficamente a la Faja Petrolífera del Orinoco. Para identificar dicha formación y el Miembro Morichal, en particular las unidades que lo componen, se realizaron dos columnas sedimentológicas para los pozos FG12 y FG24, a través de la descripción de sus núcleos y se definieron para cada pozo las facies de cada unidad y a su vez la asociación de facies para las mismas unidades (Ver figuras 21, 22, 23 y 24).

Observándose como facies abundantes las areniscas de grano medio (S3) pertenecientes a canales entrelazados y las lutitas (Mc, Mq y Ms) que corresponden a llanuras de inundación, también se encuentran, pero poco frecuentes, las intercalaciones de areniscas y lutitas (Ht) que definen zonas de borde.



FIGURA 21. Leyenda de la Columna Sedimentológica del pozo FG12

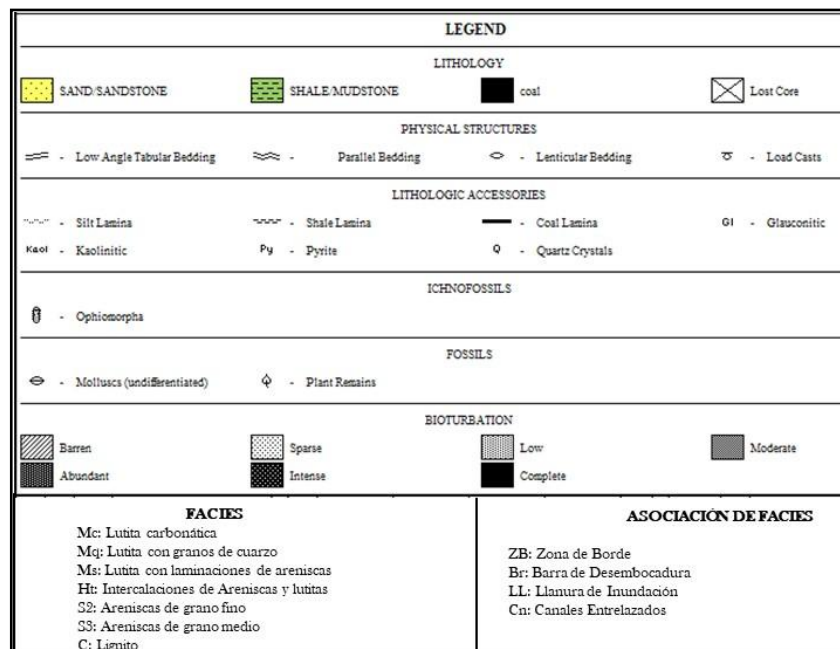


FIGURA 23. Leyenda de la Columna Sedimentológica del pozo FG24

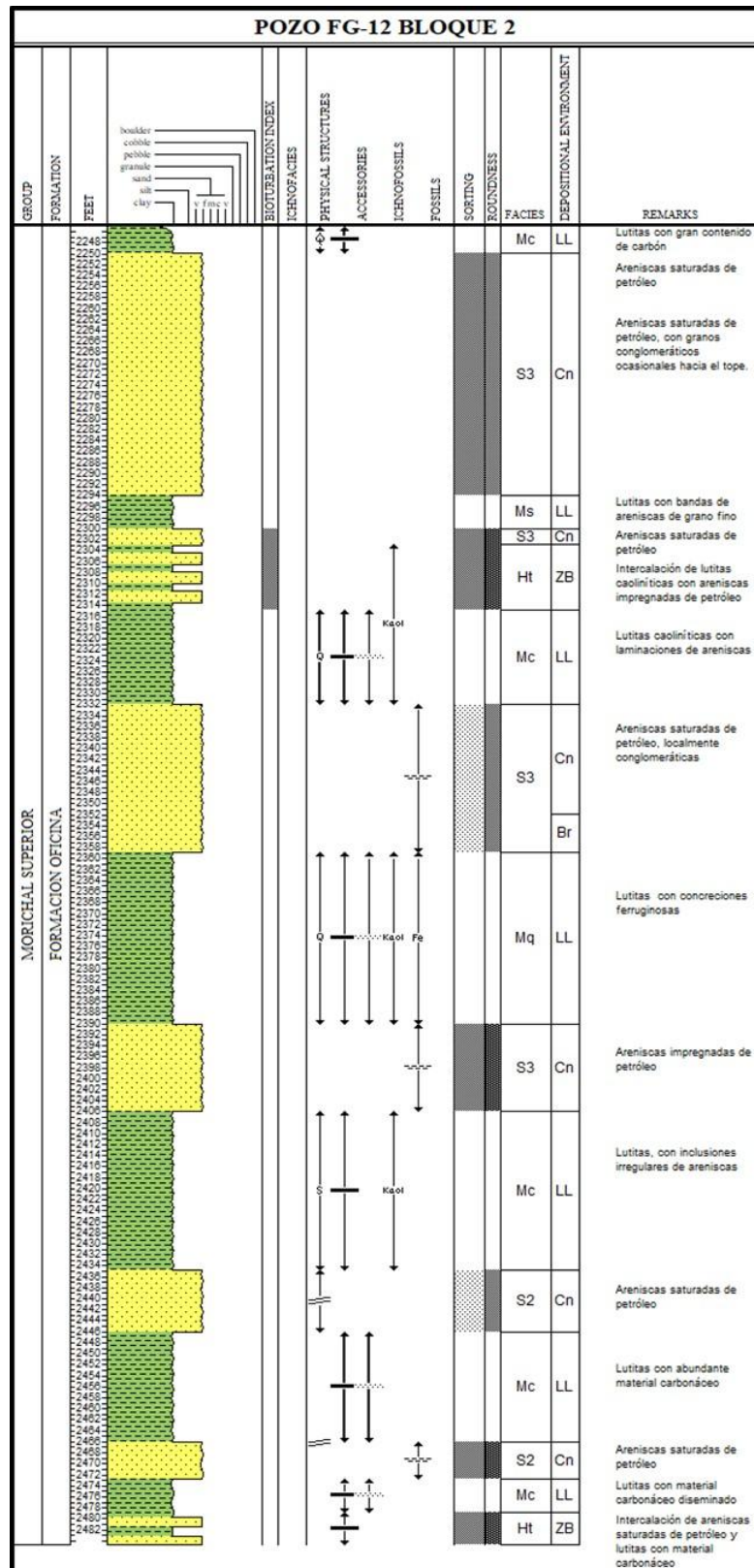


FIGURA 24. Columna Sedimentológica del pozo FG12

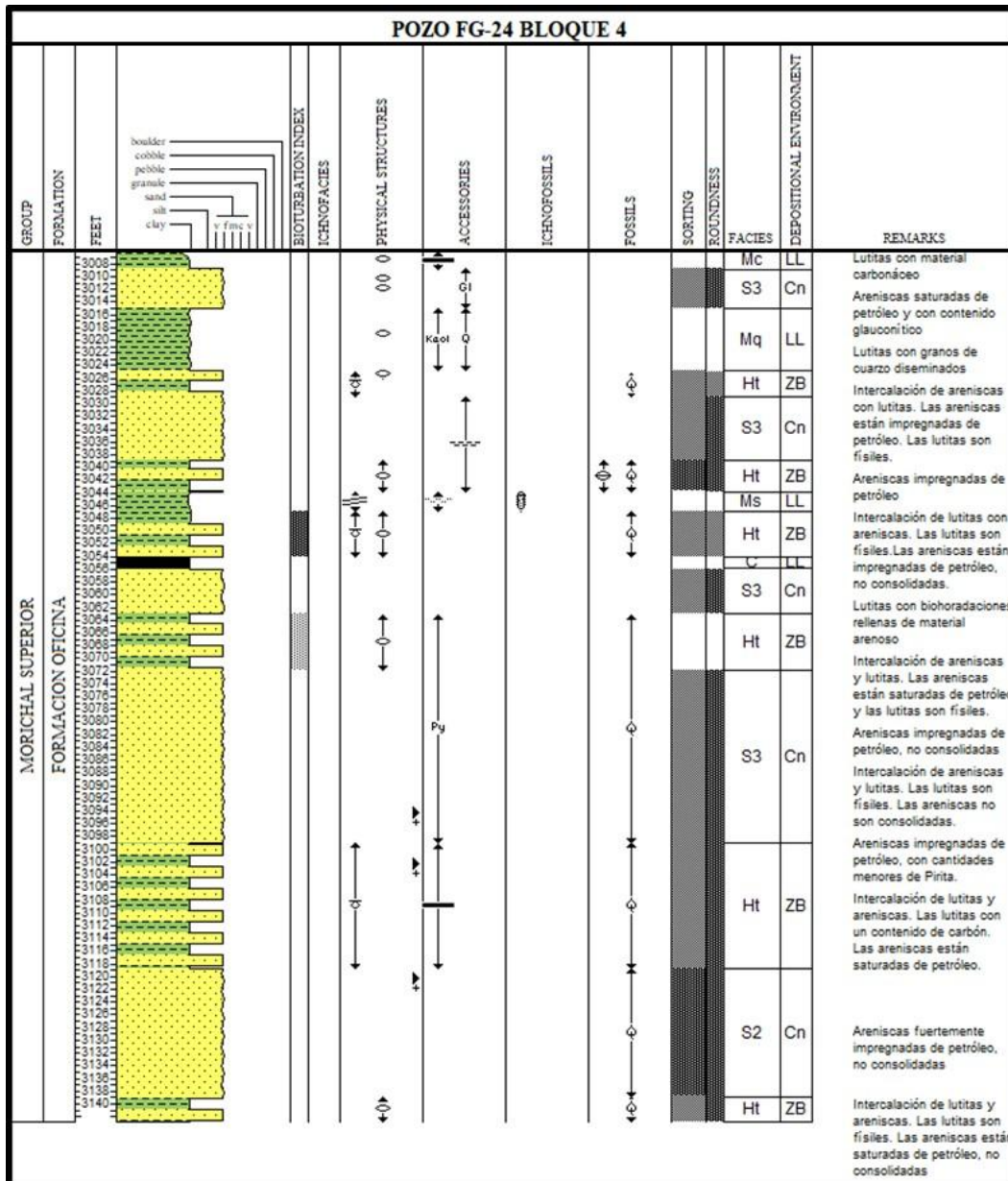


FIGURA 25. Columna Sedimentológica del pozo FG24

4.3 Columnas estratigráficas

A continuación se observan los registros de *Gamma Ray* de los dos pozos principales FG12 y FG24, en los que se puede identificar los miembros pertenecientes a

la Formación Oficina (Pilón, Jobo, Yabo y Morichal), tomando en cuenta que los pozos con núcleo no tienen estos miembros, solo se determinó a partir de correlación de registros eléctricos de pozos estratigráficos representativos de cada campo y para efecto de este trabajo se procede a estudiar Morichal, además este miembro no está completo en los registros de todos los pozos por su configuración espacial y procedimiento operacional del bloque. Por tanto, se trabaja con la información disponible en los 24 pozos la cual se ajusta a Morichal Superior.

4.3.1 Miembro Pilón

Está representado por areniscas que se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base del miembro, siendo así canales entrelazados de 30 a 50' de espesor, con respuesta de los registros de 20 a 39 *API* en estas zonas de areniscas y valores máximos de 64 *API* para los segmentos de escasas lutitas (Ver figura 26).

4.3.2 Miembro Jobo

Este miembro se dividió en dos unidades, Jobo Superior y Jobo Medio, con valores máximos que se aproximan a 88 *API* y valores mínimos de 21 *API* a lo largo de ambas unidades. Hacia Jobo Superior se observa que domina la litología lutítica, mientras que para Jobo Medio se observan areniscas que decrecen en tamaño de grano hacia la base y componen un 60% de toda la unidad (Ver figura 26).

4.3.3 Miembro Yabo

Representa una secuencia de lutitas con valores máximos de 76 *API* en toda la unidad, que separan los Miembros Jobo y Morichal, y algunas areniscas de 19 *API* de grano fino según el movimiento del registro (Ver figura 26).

4.3.4 Miembro Morichal

Este miembro es el más extenso de los encontrados en la Formación Oficina, siendo así descrito mediante tres unidades para este estudio, pero teniendo en cuenta que posee seis unidades, cabe destacar que para uno de los pozos principales (FG12) no se encuentran las unidades completas, se describirán las siguientes unidades:

4.3.4.1 Unidad A-B:

Esta unidad está caracterizada por areniscas de grano medio con valores de hasta 12 *API* y lutitas con muy poco espesor y 89 *API*, estas areniscas se hacen más frecuentes en el pozo FG12 con espesores de 10 a 25', mientras que para el pozo FG24 estas areniscas, son capas más delgadas en las que se observan algunas arcillas entre ellas y con espesores de 5 a 10', siendo más variada la litología para el pozo FG12, que para el pozo FG24 donde se observan más areniscas uniformes. En cuanto a espesor total de la unidad, en general para los dos pozos FG12 y FG24 es bastante similar, 43' y 58' respectivamente (Ver figura 26).

4.3.4.2 Unidad B-C:

Las areniscas predominan en esta unidad, con curvas de 17-20 *API* y espesores variantes entre 19' a 27', existen también lutitas de 85 *API* con espesores entre 15 y 17'. Para el pozo FG12, estas areniscas se observan limpias y constantes en toda la unidad con espesores de 30' y las lutitas 15', hacia el pozo FG24 estos espesores son variados, para las areniscas que son un poco sucias, se observa espesores de 5' y para las lutitas de hasta 10', se puede inferir intercalaciones, debido a la forma irregular del registro eléctrico de *Gamma Ray*. En general la unidad se adelgaza hacia el pozo FG24 con un espesor total de 46' y para el pozo FG12 es mayor con 77' de espesor. (Ver figura 26).

4.3.4.3 Unidad C-D:

Para este sector de profundidad, las areniscas son abundantes, con espesores variados de 7 a 20', siendo el espesor mayor para el pozo FG12 con espesores de 20' y con valores de 23 a 39 *API*. Hacia el pozo FG24, estas areniscas se hallan con valores de 20 *API* y espesores de 15'. Las lutitas que se encuentran en el pozo FG24 son capas delgadas de hasta 5' de espesor, pero para el pozo FG12, estos espesores son mayores con 20' y rangos para la unidad total de 70 y 80 *API* (Ver figura 26). La unidad posee mayor profundidad para el pozo FG24, con 33' de espesor y para el pozo FG12, es menor siendo 105' de espesor.

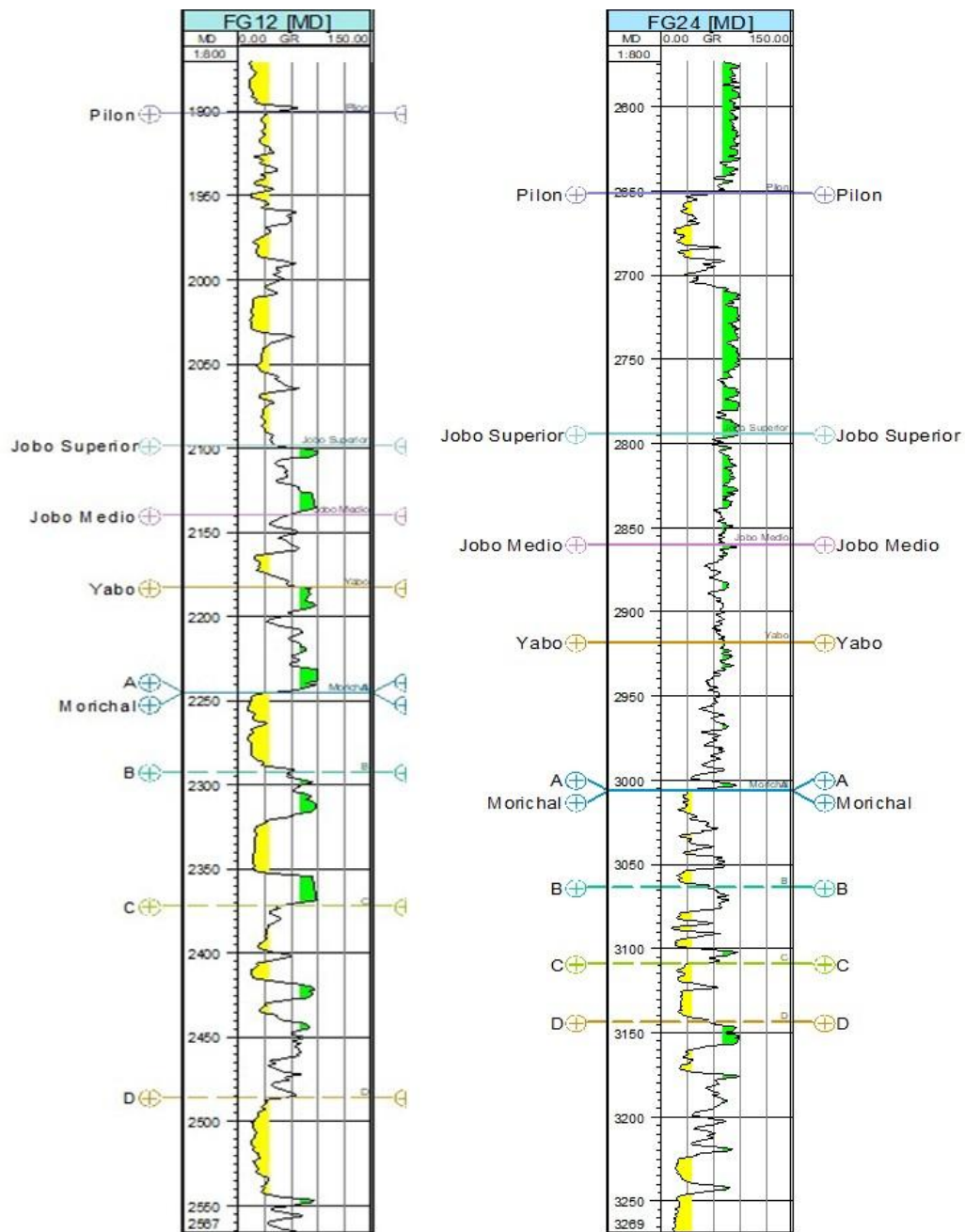


FIGURA 26. Registros de *Gamma Ray* de los Pozos FG12 y FG24. Valores menores a 30 *API* (Areniscas) y valores mayores a 70 *API* (Lutitas)

4.4 Calibración núcleo-perfil

A partir de la descripción sedimentológica de los núcleos FG12 y FG24 y los respectivos registros de *Gamma Ray*, se procedió a la calibración núcleo-perfil para observar el comportamiento de las diferentes litologías descritas en el núcleo, con las respuestas en los registros eléctricos, con la finalidad de identificar la tendencia de las electrofacies, según CANT; WALKER (1992) que permitan la definición de unidades sedimentarias. Se realizó la división de las unidades definidas de acuerdo a los grupos de litologías existentes en el Miembro Morichal.

4.4.1 Pozo FG12

Unidad A-B: La tendencia encontrada para este segmento de Morichal Superior, está definida por el comportamiento de la curva de *Gamma Ray* dando como resultado un cilindro, que obedece a la litología descrita en el núcleo, lo cual son secuencias espesas de areniscas limpias (Ver figura 27), esta respuesta del *Gamma Ray* y la corroboración litológica determina valores correspondientes a la secuencia superior que representa facies de fin de canal y llanuras de inundación, con valores de máximos de 89 (*API*) y mínimos de 12 *API*.

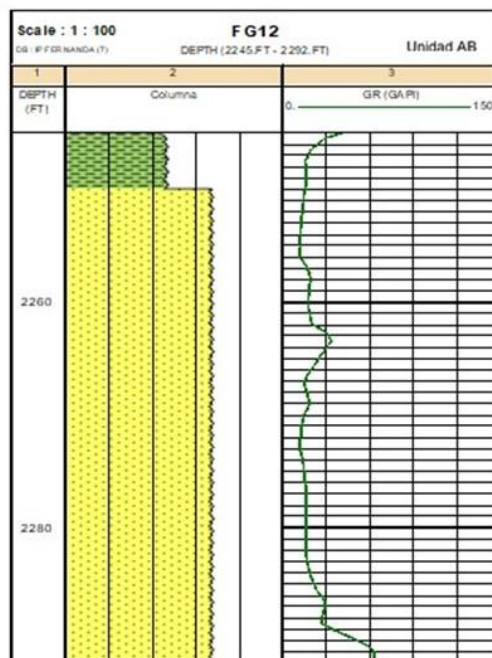


FIGURA 27. Unidad A-B. Pozo FG12

Unidad B-C: El comportamiento observado en el recorrido de la curva de *Gamma Ray* indica que hay presencia de zonas irregulares que se definen con valores mínimos y máximos de *API* de 20 y 85 respectivamente, los valores mínimos se intensifican a lo largo del segmento, teniendo como resultado un cilindro amplio de 27' de espesor, correspondiente a una litología de arenisca limpia hacia el tope y sucia hacia la base, esta respuesta de registros eléctricos y la litología definida nos arrojan canales entrelazados de hasta 18 *API*, mientras que, hacia las zonas de valores máximos se define una litología de tipo lutítica con espesores de 13' como se muestra en la figura 28.

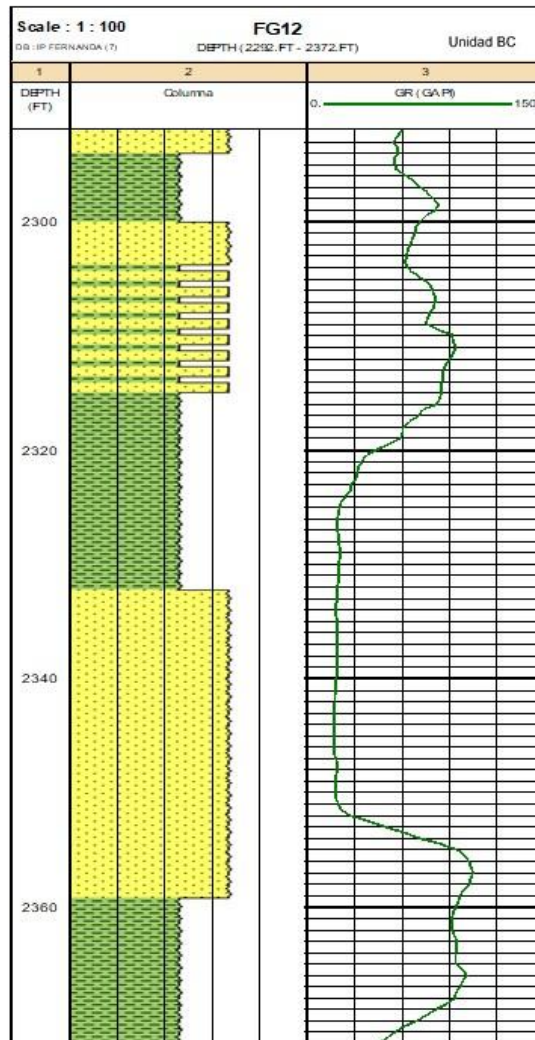


FIGURA 28. Unidad B-C. Pozo FG12

Unidad C-D: La tendencia de la curva de *Gamma Ray* es variada, se alternan zonas irregulares con cilindros, predominando aun así los intervalos irregulares con espesores de 20 a 30' con valores entre 60 y 80 *API*, correspondiente a lutitas, asociando la respuesta de los registros con la litología identificada en los núcleos, se interpreta una zona de llanura de inundación, mientras que los cilindros pertenecen a canales pequeños, van de 7 a 16' por segmentos, y reflejan valores 25 a 35 *API* y están conformados por areniscas (Ver figura 29).

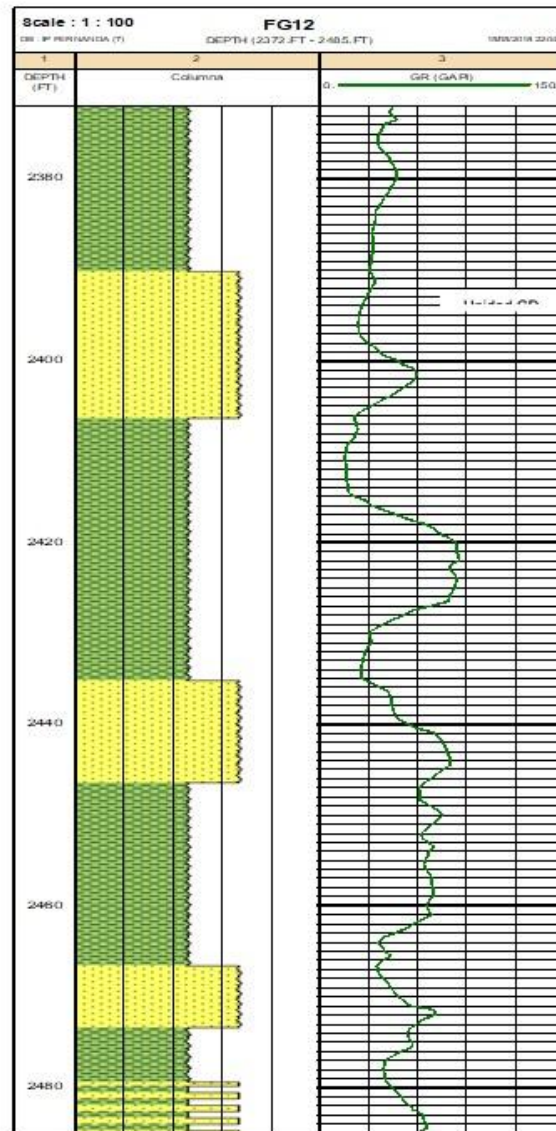


FIGURA 29. Unidad C-B. Pozo FG12

4.4.2 Pozo FG24

Unidad A–B: El comportamiento de la curva de *Gamma Ray* es variada, componiéndose así de intervalos de cilindros con espesores de 6 a 10', que representan areniscas con valores de 19 a 26 *API*, y son respuestas de canales entrelazados. También hay intervalos irregulares de 3 a 10', que corresponden a lutitas con valores de hasta 70 *API*, siendo interpretado como una zona de llanura de inundación (Ver figura 30).

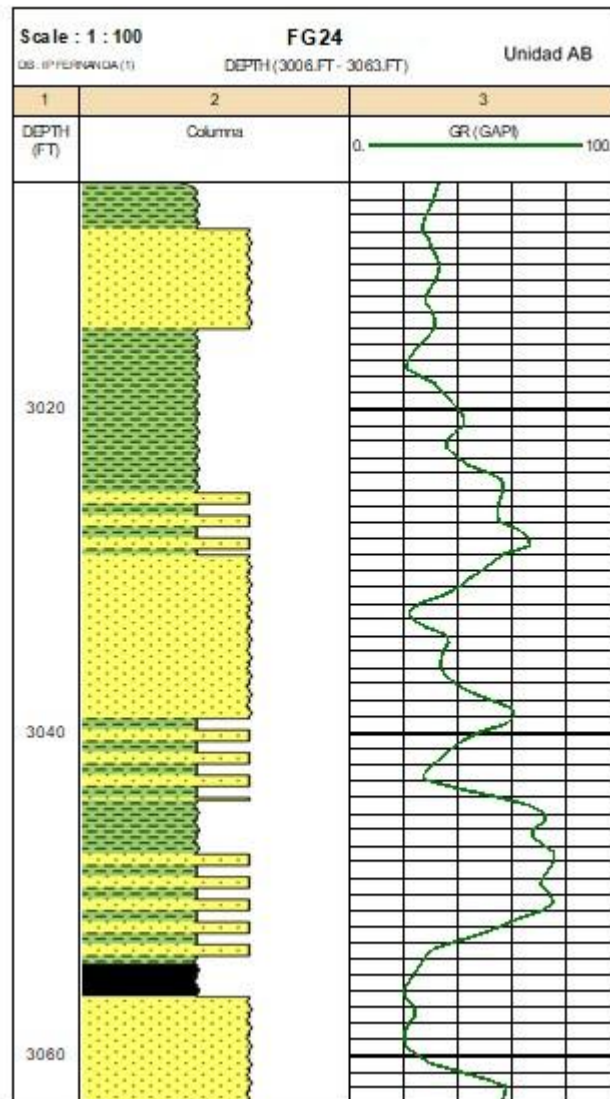


FIGURA 30. Unidad A-B. Pozo FG24

Unidad B-C: La tendencia está dominada por un cilindro de 28' de espesor, dominado por areniscas con valores máximos de 17 *API*, este cilindro se encuentra dentro de una zona irregular, que pertenece a una intercalación de lutitas y areniscas con valores de 76 *API*. Asociando la descripción de los núcleos con la respuesta del registro GR, se interpretan zonas de borde de canal, canales entrelazados y terminando con zonas de borde canal nuevamente (Ver figura 31).

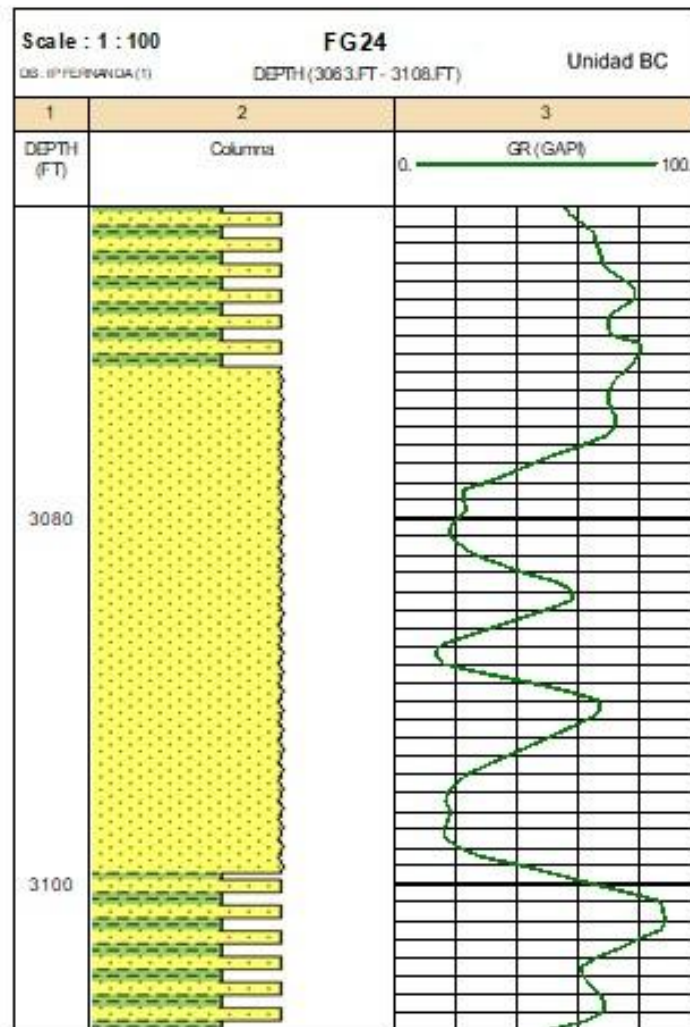


FIGURA 31. Unidad B-C. Pozo FG24

Unidad C-D: La curva de *Gamma Ray* se comporta de manera cilíndrica de 20' de espesor y valores desde 20 *API*, compuesto por areniscas limpias y determinando canales

entrelazados entre zonas de bordes de canal, estas últimas con valores máximos de 65 *API* (Ver figura 32).

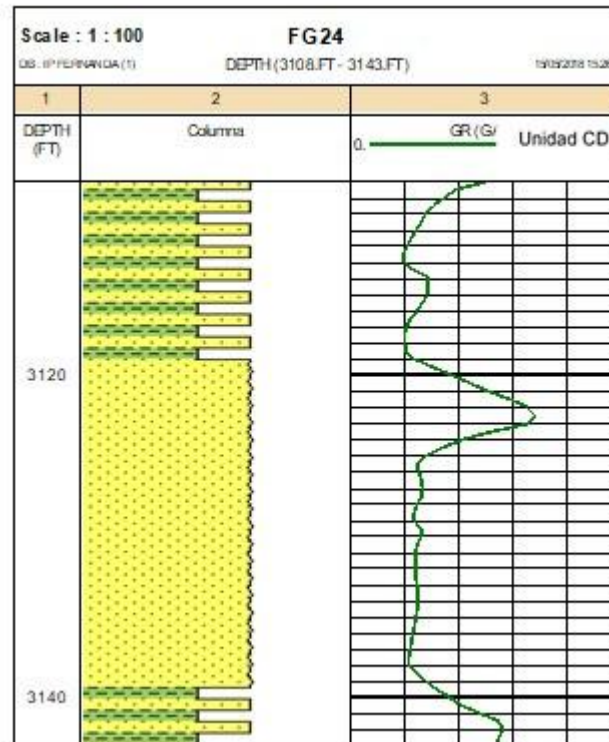


FIGURA 32. Unidad C-D. Pozo FG24

4.5 Secciones estratigráficas

Se realizaron un total de cinco secciones estratigráficas, con direcciones de NS, NE y una en dirección EO. Las secciones estratigráficas se muestran en la figura 33. Se tomó como *datum* estratigráfico el tope perteneciente al Miembro Morichal, el cual representa un marcador de carácter regional, correspondiente a una litología de areniscas. Para describir las secciones, se tomaron las unidades A-B, B-C y C-D definidas por los registros eléctricos en Morichal.

4.5.1 Norte-Sur 1

La sección estratigráfica que se muestra en la figura 34, se localiza en el bloque 4 de Carabobo, siendo esta la única sección en la que se encuentran pozos solamente de ese bloque, estos pozos son: FG21, FG24, FG20 y FG22, que van con dirección NS. De norte a sur los pozos van adquiriendo mayor espesor en cuanto a las unidades definidas, es decir, para la unidad A-B, hacia el pozo que se encuentra en el extremo norte (FG21) el espesor total es de 45', pero hacia el pozo ubicado en el extremo sur de la sección estratigráfica, la unidad se expande siendo de 90' de espesor. En cuanto a la unidad B-C, el espesor comienza con 37' en el pozo FG21, ascendiendo hasta el pozo FG20 con 55' de espesor, para luego al llegar al pozo FG22 se reduce a 40' de espesor. Para la unidad C-D, el espesor va siempre en ascenso, comenzando en el pozo FG21 con 45' hasta el pozo FG22 con 72', constituyendo la unidad más amplia en esta sección. Es importante destacar que estos pozos que comprenden esta sección, son los más largos en profundidad dentro de los 24 pozos seleccionados para este estudio.

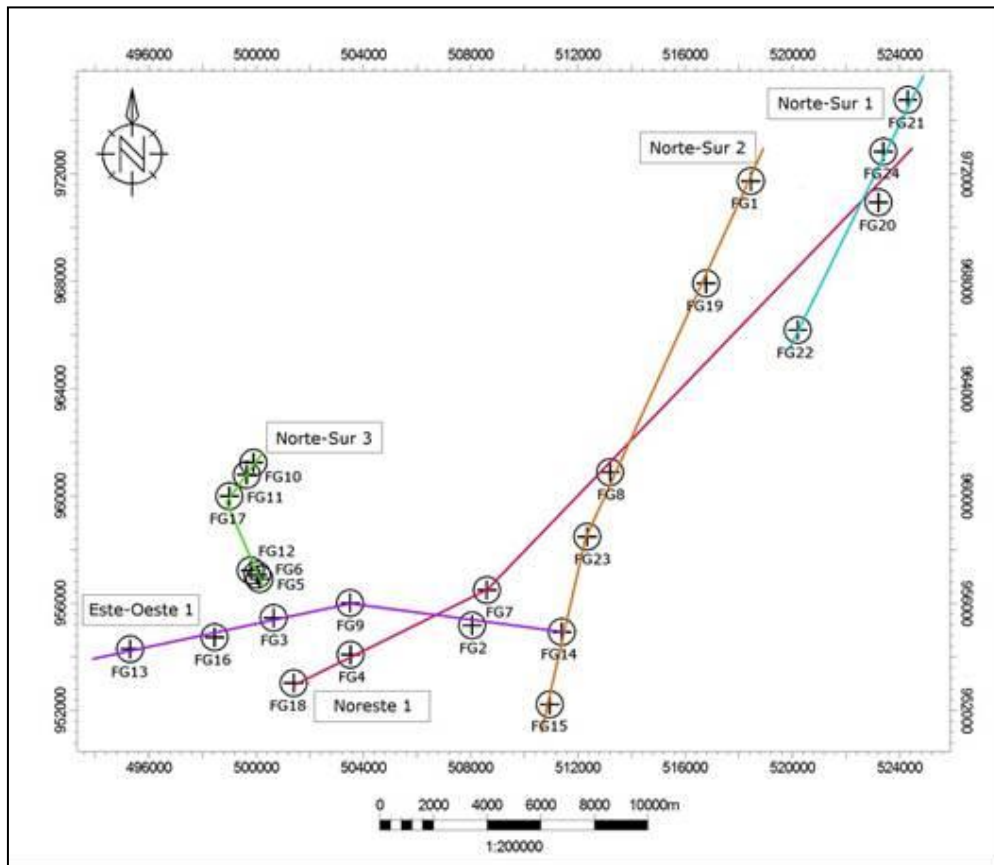


FIGURA 33. Mapa de representación de secciones estratigráficas

Esta es la segunda sección definida, ubicada en los bloques 2 y 4, comprende los pozos FG1, FG19, FG8, FG23, FG14 y FG15, que van con dirección NS. Para esta sección se representan las tres unidades de Morichal escogidas, siendo la unidad A-B, con un espesor de 54' para el pozo ubicado en el extremo norte de la sección (FG1) y seguido de ese pozo se encuentra un espesor mayor de 65' en el pozo FG19, que constituye el mayor segmento de esa unidad, posterior a ese pozo, los otros que conforman la unidad, se mantienen con un espesor constante de 54' (FG8, FG23, FG14 y FG15). Para la unidad B-C, los espesores varían, iniciando en el pozo FG1 con 118' y prolongándose en el siguiente con 160' de espesor (FG19), los pozos FG8, FG23 y FG14, disminuyen su espesor a 136' y finalizando esta unidad el pozo que se ubica en el extremo sur, sigue disminuyendo a 100' de espesor (FG15). La unidad C-D, es la más variada en espesores, comenzando por los pozos FG1 y FG19 que contienen espesores

mayores de 218 y 200' respectivamente, para continuar con los pozos FG8 y FG23, que disminuyen con espesores de 170 y 105' respectivamente, de nuevo el espesor del siguiente pozo se incrementa a 167' (FG14) y para terminar con el pozo FG15, que cierra la unidad reduciéndose nuevamente a 140' de espesor (Ver figura 35).

4.5.3 Norte-Sur 3

La sección está ubicada en el bloque 2, y representada por los pozos FG11, FG10, FG17, FG5, FG6 y FG12 con dirección NS. La unidad A-B posee espesores que van desde 50' en el pozo FG11 hasta 40' en el pozo FG5, el espesor constante lo contienen los pozos FG10, FG6 y FG12 con 45' y el más bajo de los espesores para esta unidad se halla en el pozo FG5 mencionado al inicio, que disminuye considerablemente en comparación con los otros pozos. La unidad B-C inicia con un espesor de 52' en el pozo FG11, tomando en cuenta que es el menor espesor para esta unidad en esta sección, posteriormente aumenta el espesor en el pozo siguiente (FG10) a 63' y disminuye al pasar al pozo FG17 que tiene 58' de espesor, vuelve a aumentar a 86' en el pozo FG5 siendo el pozo con mayor espesor para esta unidad, y disminuye nuevamente a 60' de espesor para el pozo FG6, terminando la sección en el pozo FG12 que aumenta a 80' de espesor, es bastante dinámico el cambio de espesores para esta unidad. Para concluir esta sección tenemos la unidad C-D que comienza con un espesor considerable de 187' y disminuye bajando hacia el sur en el pozo FG10 con 126' de espesor, continúa descendiendo en el pozo FG17 que contiene 116', para luego aumentar a 119' en el pozo FG5 y caer a 98' en el pozo FG6, aumentando así el espesor del pozo límite del sur de dicha sección FG12 con 112' (Ver figura 36).

4.5.4 Este-Oeste 1

Esta sección se ubica en la zona sur del mapa de muestra de pozos (Ver figura 37), con dirección EO, y comprendida por los pozos; FG13, FG16, FG3, FG9, FG2 y FG14 encontrados en los bloques 2 y 3. Para la unidad A-B, se inicia con un espesor de 67' en el pozo FG13 ubicado en el límite oeste, descendiendo el espesor hacia los pozos FG16, FG3 y FG9 con 60, 35 y 35' de espesor respectivamente, y luego aumenta hacia los

pozos FG2 y FG14 con espesores de 40 y 48' respectivamente. Para la unidad B-C los extremos son los espesores menores, siendo el extremo oeste representado por el pozo FG13 con 112' de espesor y el extremo este sobre el pozo FG14 con 146' de espesor, los pozos contenidos dentro de estos extremos aumentan sus espesores considerablemente de la siguiente manera, desde 180' en el pozo FG16 a 195' en el pozo FG2. Para concluir con esta sección, se presenta la unidad C-D con espesores variados desde 120' al inicio en el pozo FG13, que disminuye hacia el siguiente pozo FG16 con 50' de espesor y aumenta hacia el centro y final de la sección en los pozos FG3, FG9, FG2 y FG14 con espesores de 90, 90, 100 y 146' respectivamente.

4.5.5 Nor-Este 1

Esta sección es la más larga en cuanto a distancia entre pozos, estando ubicada entre los bloques 2, 3 y 4, definida por los pozos; FG24, FG8, FG7, FG2, FG4 y FG18 y con dirección NE (Ver figura 38). Se representan tres unidades, comenzando por la unidad A-B que contiene el espesor más profundo de la unidad con 60' en el pozo FG24 y mientras se aleja a los otros pozos va disminuyendo, encontrándose los siguientes espesores; 47, 43, 40, 35 y 30' en los pozos FG8, FG7, FG2, FG4 y FG18 respectivamente. Para la unidad B-C, se tienen espesores inversos a la unidad anterior, es decir, se observa al inicio un pequeño espesor de 45' en el pozo FG24 y va incrementándose hacia los otros pozos FG8, FG7, FG2, FG4 y FG18 con espesores de 135, 125, 195, 203 y 205' respectivamente. Para finalizar en la unidad C-D, se encontraron varios espesores, al extremo norte se observan espesores de 35' para el pozo FG24 y se incrementa considerablemente para el pozo vecino FG8 con 175' de espesor, tomando en cuenta que a partir de ese pozo hacia el sur disminuyen todos los espesores, siendo estos 165, 100, 90 y 72' para los pozos FG7, FG2, FG4 y FG18 respectivamente.

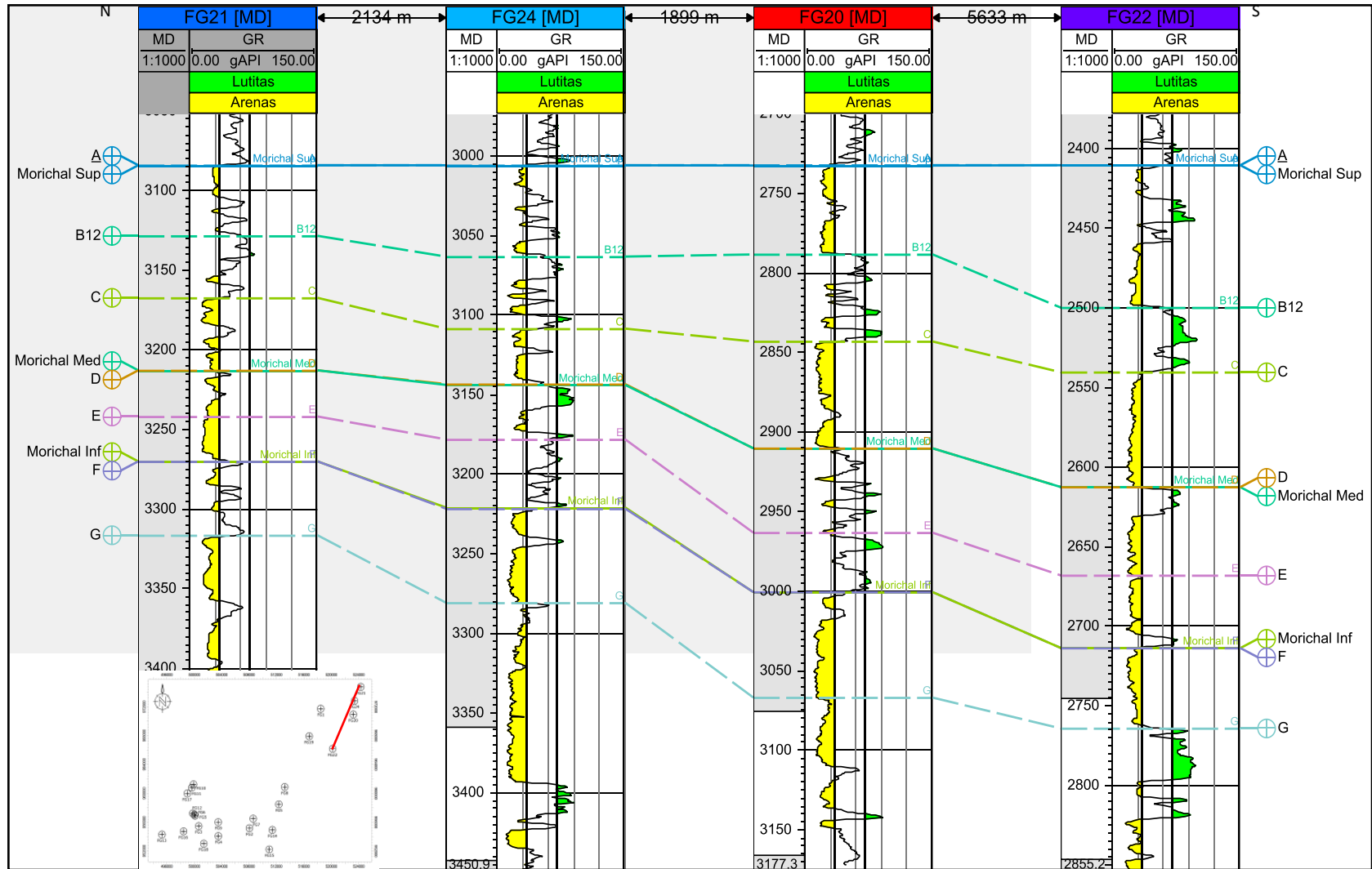


FIGURA 34. Sección estratigráfica Norte-Sur 1

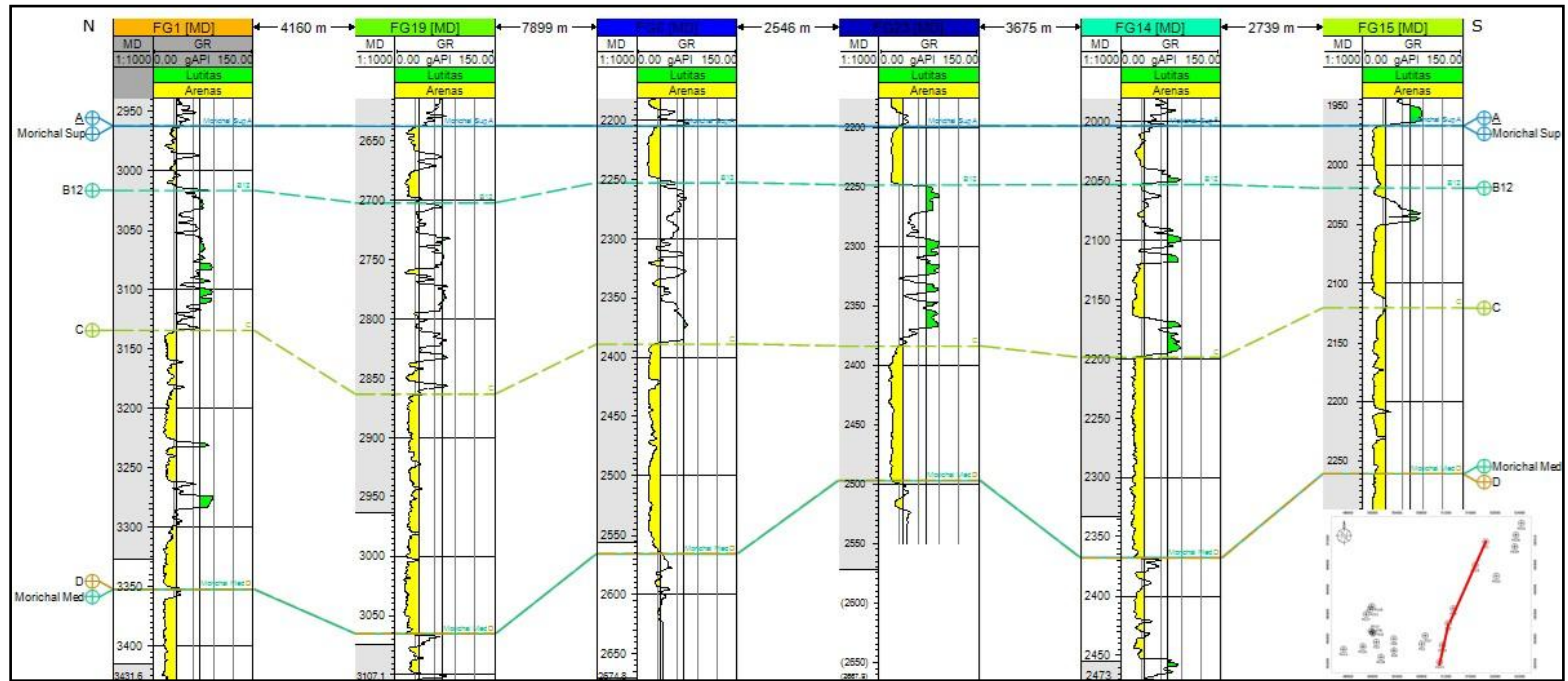


FIGURA 35. Sección estratigráfica Norte-Sur 2

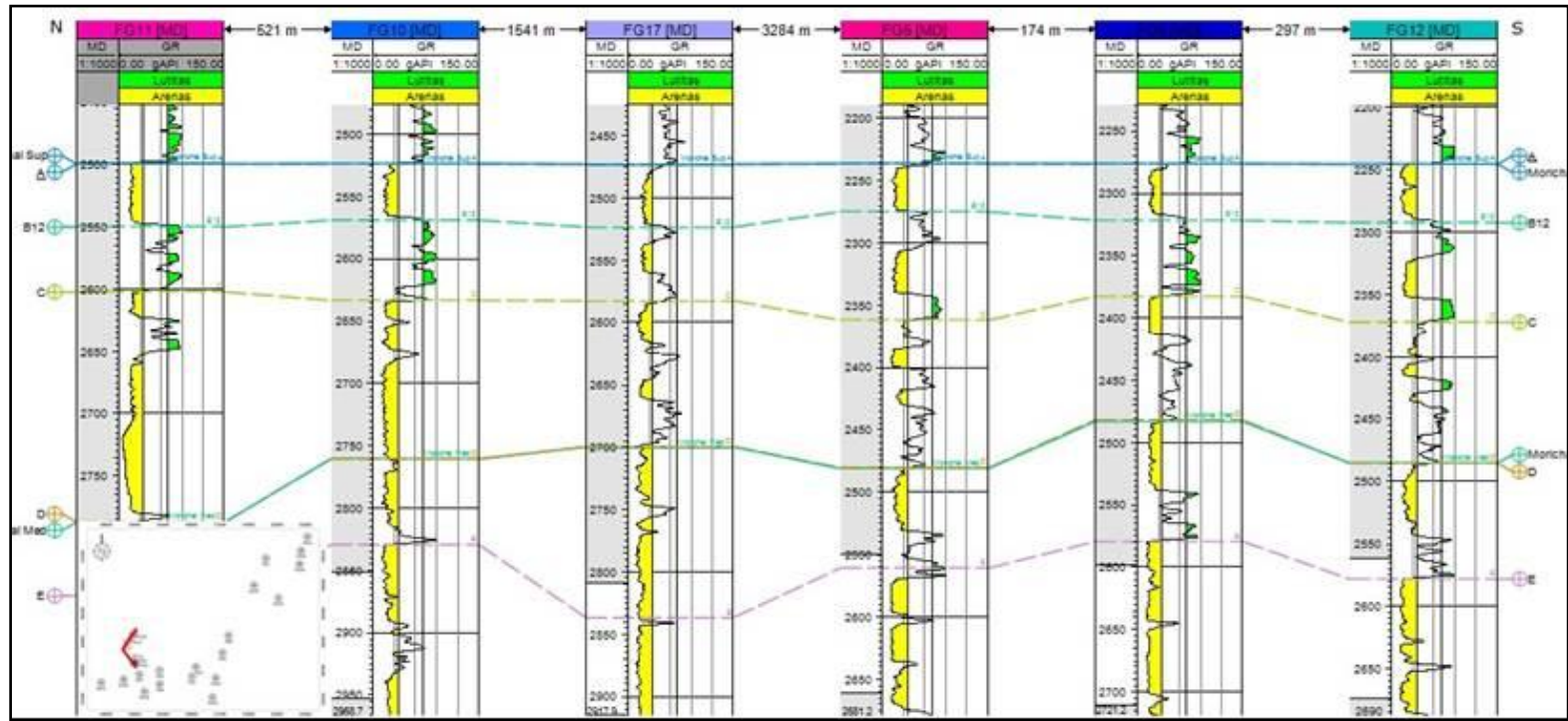


FIGURA 36. Sección estratigráfica Norte-Sur 3

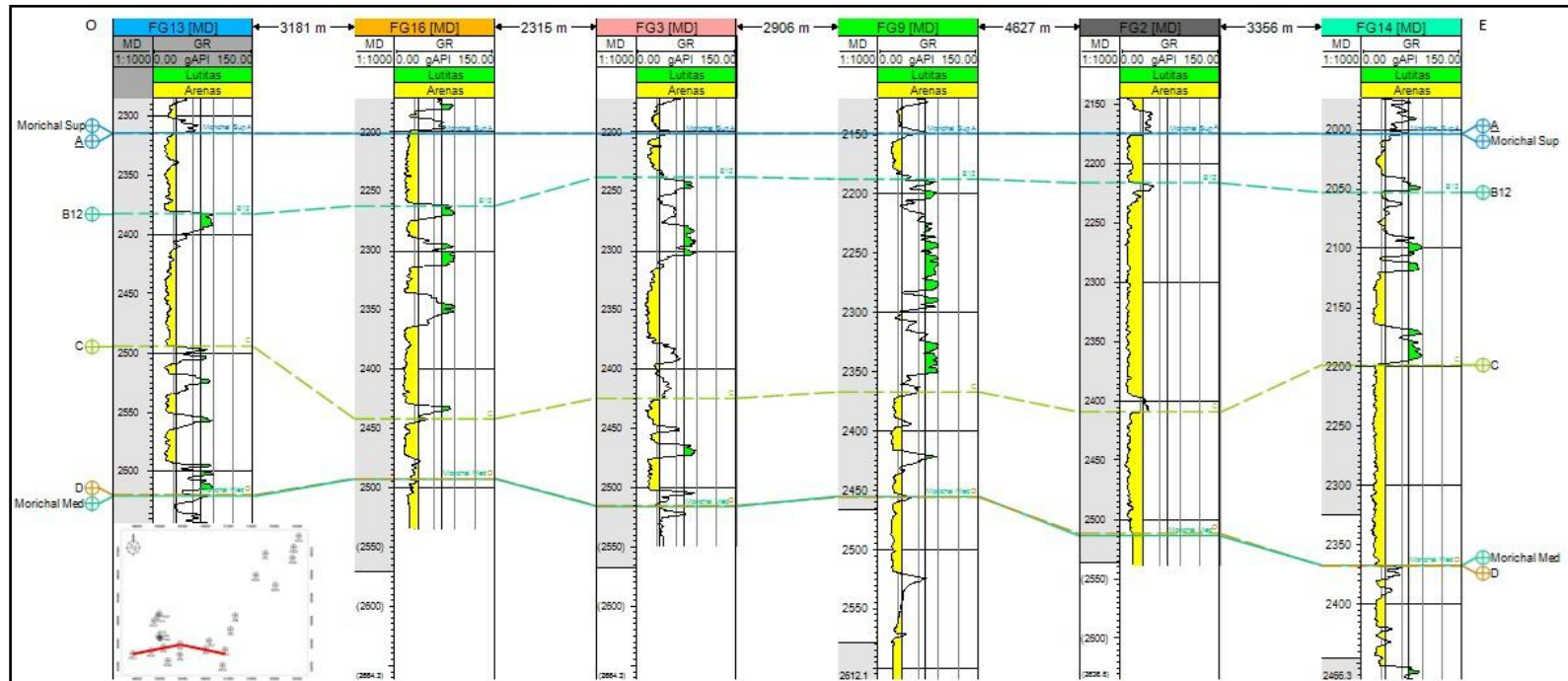


FIGURA 37. Sección estratigráfica Este-Oeste 1

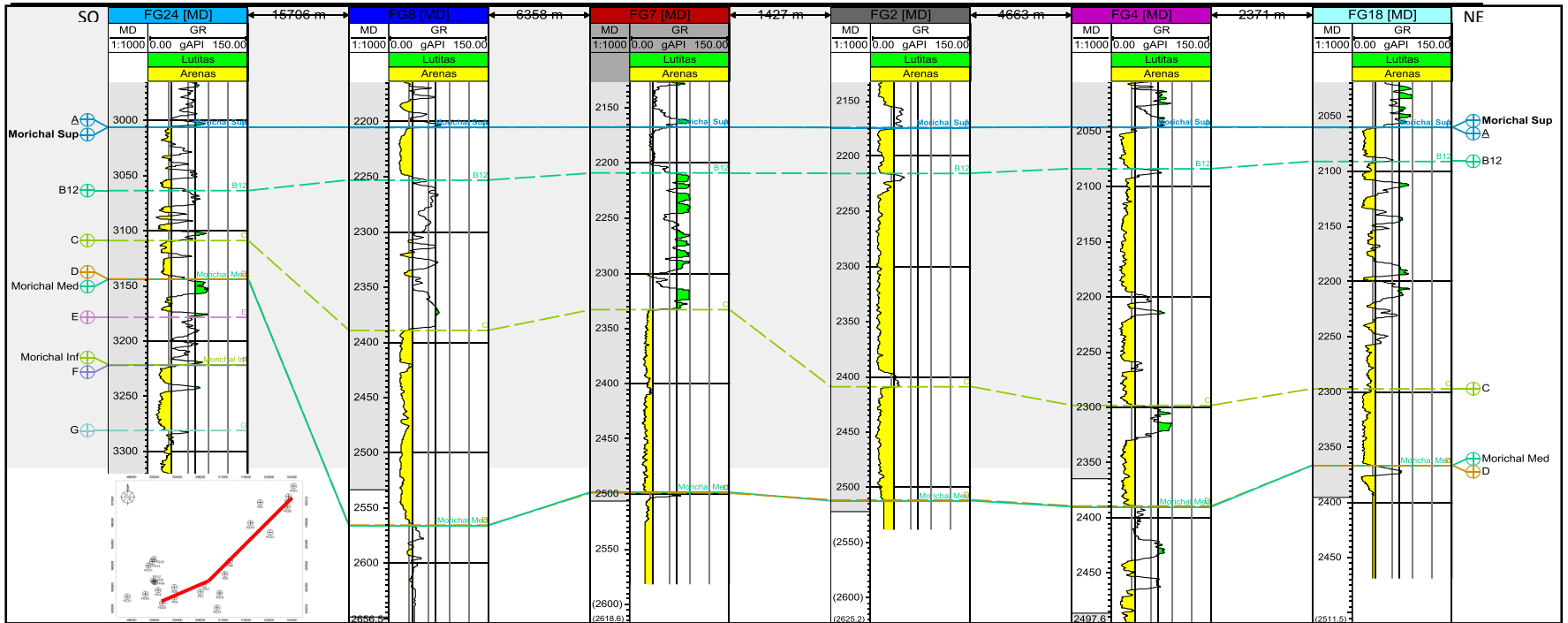


FIGURA 38. Sección estratigráfica Nor-Este 1

4.6 Caracterización quimioestratigráfica los pozos FG12 y FG24

A continuación, se procesaron 816 datos de 48 muestras de los dos pozos obtenidos a partir de la técnica *ICP* realizada en Intevep. Los datos obtenidos son los elementos Al, Si, Mg, K, Ca, V, Sr, Ti, Fe, Mn, Zn, Zr, Cr, Li, P, Ba y Na, siendo un total de 17 elementos. Los datos se muestran en la tabla 4 que se encuentra en el anexo 1. Al evaluar los datos se realizó un tratamiento de depuración en función de la confiabilidad de acuerdo a la precisión del equipo con el límite de detección de cada elemento. Estos datos, se encuentran en las tablas 4, 5, 6, 7, 8 y 9 ubicadas en los anexos.

Se observa en las figuras 39 y 40, perfiles quimioestratigráficos desarrollados a través de los elementos mayoritarios que, al evaluar los datos químicos, presentaban unos valores que superaban el 75% por encima del límite de detección encontrados en la data química que arrojó el proceso de *ICP*, para lo cual resultaron tres quimiofacies definidas para cada pozo (FG12 y FG24).

Quimiofacies FG12 inferior:

Para el pozo FG12 (Ver figura 39), la primera quimiofacies de base a tope (color verde), está definida desde la muestra que se encuentra a 684m hasta el inicio de la primera inflexión, se observa en esta quimiofacies que en los elementos Al, Ca, Fe, K, V, Mg y Sr, existe una tendencia a aumentar el valor de concentración de ellos, por lo contrario, para los elementos sílice, manganeso y titanio, tienden levemente a disminuir su concentración para dar lugar a un nivel arcilloso.

Quimiofacies FG12 media:

Esta quimiofacies es de color azul, todos los elementos (Si, Al, Ca, Fe, K, V, Mn, Mg, Sr y Ti) reflejan un quiebre en el que disminuyen y rápidamente aumentan su concentración hasta llegar a la siguiente inflexión (Ver figura 39).

Quimiofacies FG12 superior:

Representa la última quimiofacies (color amarillo) para este pozo, en donde el Si y el Mn aumentan en todo el segmento levemente, pero hacia los elementos Ca, Fe, Sr, Mg y V, existe un quiebre máximo y pequeño en donde la concentración aumenta y disminuye hasta finalizar

la quimiofacies, para los elementos Ti, K y Al ocurre lo contrario, disminuyen en esa pequeña inflexión y posterior a ese evento aumentan hasta llegar al final y concluyendo que los elementos permiten definir un contenido litológico arenoso (Ver figura 39).

Quimiofacies FG24 inferior:

Para el pozo FG24, la primera quimiofacies de base a tope (color verde), se observan aumentos y descensos alternados de los elementos representados (Si, Al, Ca, Fe, K, V, Mn, Mg, Sr y Ti), destacándose un aumento significativo de los elementos Ca, Ti, Sr y Mg, lo que indica que este nivel posee contenido carbonático, debido a la huella química reflejada (Ver figura 40).

Quimiofacies FG24 medio:

Pasando a la segunda quimiofacies (color azul), en donde se observa una tendencia significativa de los elementos Si, Ca, Mg, Mn, Ti, Sr y Fe a disminuir su concentración, mientras que los elementos Al, V y K, tienen aumentar la misma, dando así un nivel con menos contenido carbonático y más contenido arcilloso (Ver figura 40).

Quimiofacies FG24 superior:

Esta quimiofacies es de color amarillo, se observa como aumenta considerablemente las concentraciones del Si, Mn y Ti y disminuyen los elementos Al, K, Ca, Fe, V, Mg y Sr, para dar lugar a un nivel con contenido arenoso y sin contenido carbonático (Ver figura 40).

La química dio una respuesta coherente con la descripción litológica y los elementos marcadores de eventos puntuales son el Sr que da una tendencia carbonática junto con el Ca, el estado de V que junto al Fe dan la preservación de materia orgánica y estados de oxidación y el Ti que arroja los aportes siliciclásticos.

CHACÍN (2003), define la representación visual de agrupaciones en orden jerárquico como dendrograma, en donde se muestran ramificaciones combinadas y valores de coeficientes de distancia en cada paso, permitiendo así establecer grupos diferentes en base a la visualización de *cluster* (Ver figuras 41 y 43).

El análisis de los dendogramas demuestra que Morichal Superior, tiene una separación en función de las 17 variables evaluadas debido a que la distancia Euclidiana, marca una

diferencia en el enrejado del Morichal Superior tanto para el pozo FG12 y el FG24 (Ver figuras 42 y 44), con una huella particular y se puede reflejar con el análisis del mismo. Cabe destacar, que en el pozo FG24 (Ver figura 44), no se ve reflejado químicamente las unidades A-B, B-C y C-D, debido a que la distancia de las tres muestras en la primera parte, están distanciadas por más de 150' de profundidad.

Se realizaron diagramas de cajas (*Box plots*), utilizando la estadística de percentiles, a través del programa *NCSS*, en donde se tomó el percentil 50, para realizar correlaciones de elementos químicos.

Observando el gráfico de la figura 45, para el caso de Morichal Superior, la media del Si, aumenta hacia el pozo FG24 y disminuye hacia el pozo FG12, ocurriendo lo contrario para el Al, en donde la media predomina para el pozo FG12 y disminuye para el pozo FG24, evidenciándose así, que el pozo FG24 es arenoso y el pozo FG12 arcilloso en Morichal Superior. En cuanto al Si, la media aumenta hacia el pozo FG12 con respecto al pozo FG24 en Morichal Medio, mientras que la media para el aluminio aumenta hacia el pozo FG24 con respecto al pozo FG12, produciéndose el caso contrario del anterior, dando como resultado que el pozo FG12 en Morichal Medio es arenoso y el pozo FG24 arcilloso. Definiendo el Fe, sus valores de media son semejantes para las dos unidades (Superior y Medio), debido a que la media se encuentra relativamente en el mismo lugar para ambos pozos.

A nivel general, la media de la sílice se concentra más hacia el pozo FG24, pero en cuanto al Al, la media se concentra hacia el pozo FG12, diciendo así que llega menos cantidad de sedimentos en suspensión, para finalizar la media del Fe, se encuentra relativamente igual para ambos pozos, pero aun así inclinándose hacia el pozo FG24, se puede decir que se mantienen los estados de oxidación para ambos pozos en las dos unidades (Ver figura 46).

En el gráfico de la figura 47, se observan los elementos K, Ca, Mg, Na y Ti, que guardan una relación entre unidades, es decir, las concentraciones químicas se comportan en tiempos, para el K, la media es mayor en el pozo FG12, tanto para la unidad Morichal Superior como la unidad Morichal Medio, para el Ca y Mg, la media predomina en el pozo FG24, para ambas unidades, para el Na y Ti, la media más alta se encuentra en el pozo FG12, en las dos

unidades. Para generalizar estos elementos se observa el gráfico de la figura 48, en el que el K, Na y Ti predominan en el pozo FG12 y el Ca y Mg, la media de sus concentraciones es alta en el pozo FG24. Esto se deduce de la siguiente manera, el pozo FG24 es más carbonático y el pozo FG12 más arcilloso.

En el gráfico de la figura 49, se encuentran todos los elementos minoritarios, sin embargo en este segmento se analizarán el V, Zr y Sr, la media para las concentraciones de la unidad de Morichal Medio predomina para el pozo FG24 para los tres elementos, pero en el caso de la unidad Morichal Superior, la media para el V y Zr, se hallan en el pozo FG24 y la media para el Sr, se encuentra en el pozo FG12. Dando como resultados que la concentración máxima de material siliciclástico, carbonático y de materia orgánica se sitúa en el pozo FG24 (Ver figura 50).

En general, los datos químicos no fueron suficientes para correlacionar los dos pozos principales FG12 y FG24, por lo que se realizó una caracterización para cada pozo por separado, lo cual arrojó el comportamiento de cada concentración de elemento, para así establecer unidades quimioestratigráficas y definir en ellas niveles con contenido arenosos, arcillosos y carbonático, así como también se evaluó los estados de oxidación y la preservación de materia orgánica. Cabe destacar que para el pozo FG12, con los datos químicos, se diferenciaron las tres unidades definidas para este trabajo debido a que existían las muestras suficientes para este pozo, pero para el pozo FG24, estas muestras no eran lo suficiente, es decir, para el Miembro Morichal Superior, solo se contaba con dos muestra.

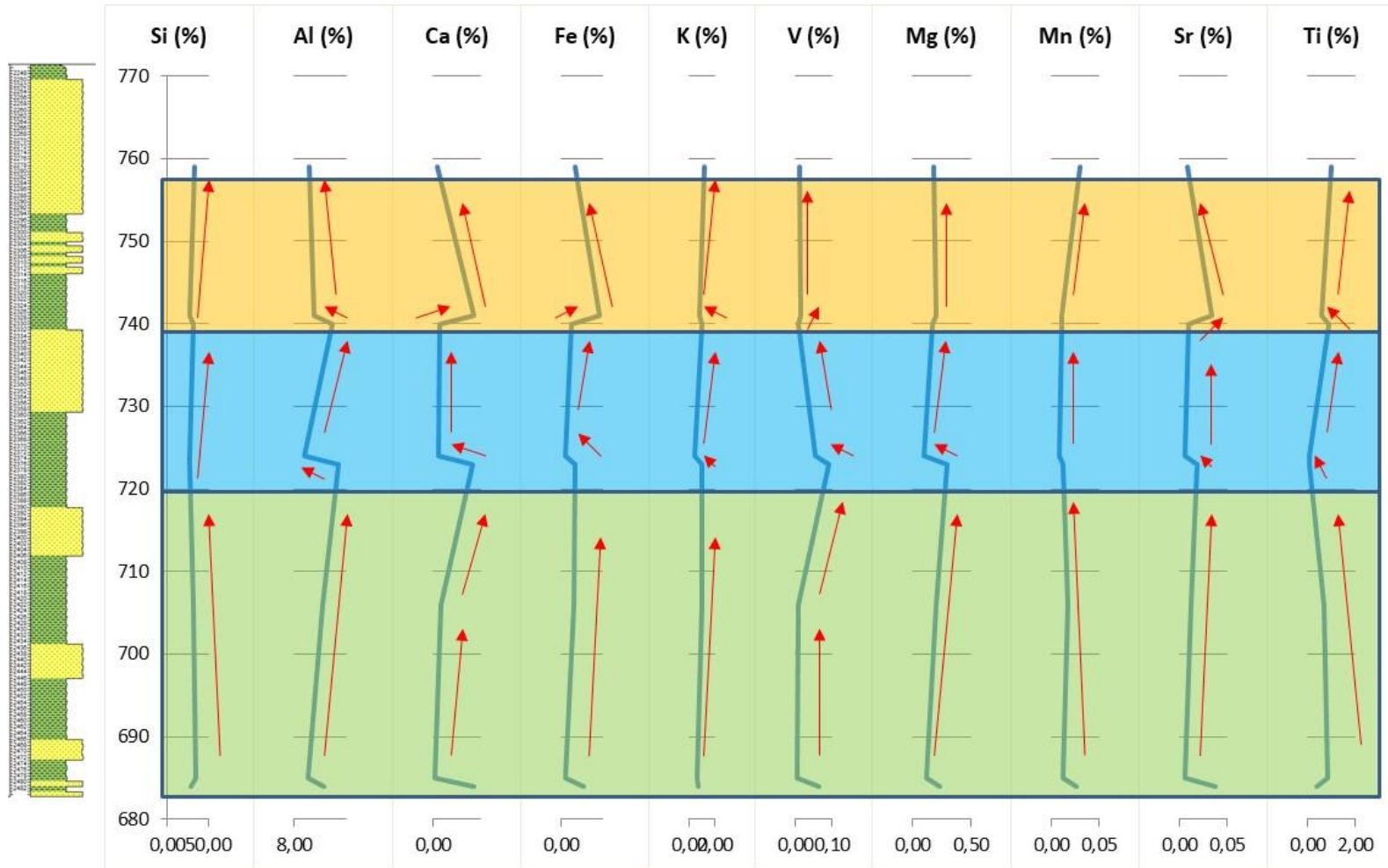


FIGURA 39. Perfiles quimioestratigráficos del Miembro Morichal pozo FG12

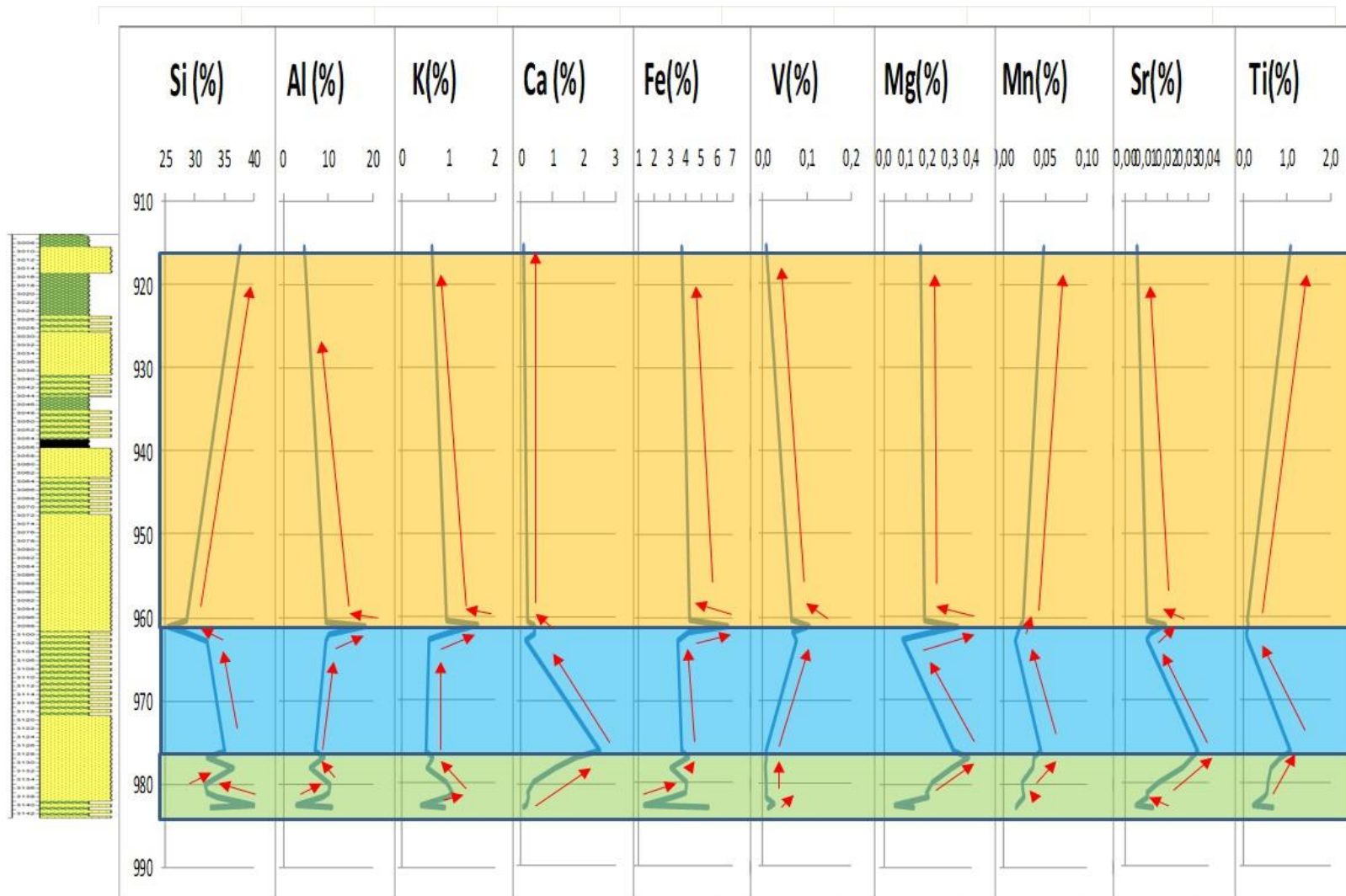


FIGURA 40. Perfiles quimioestratigráficos del Miembro Morichal pozo FG24

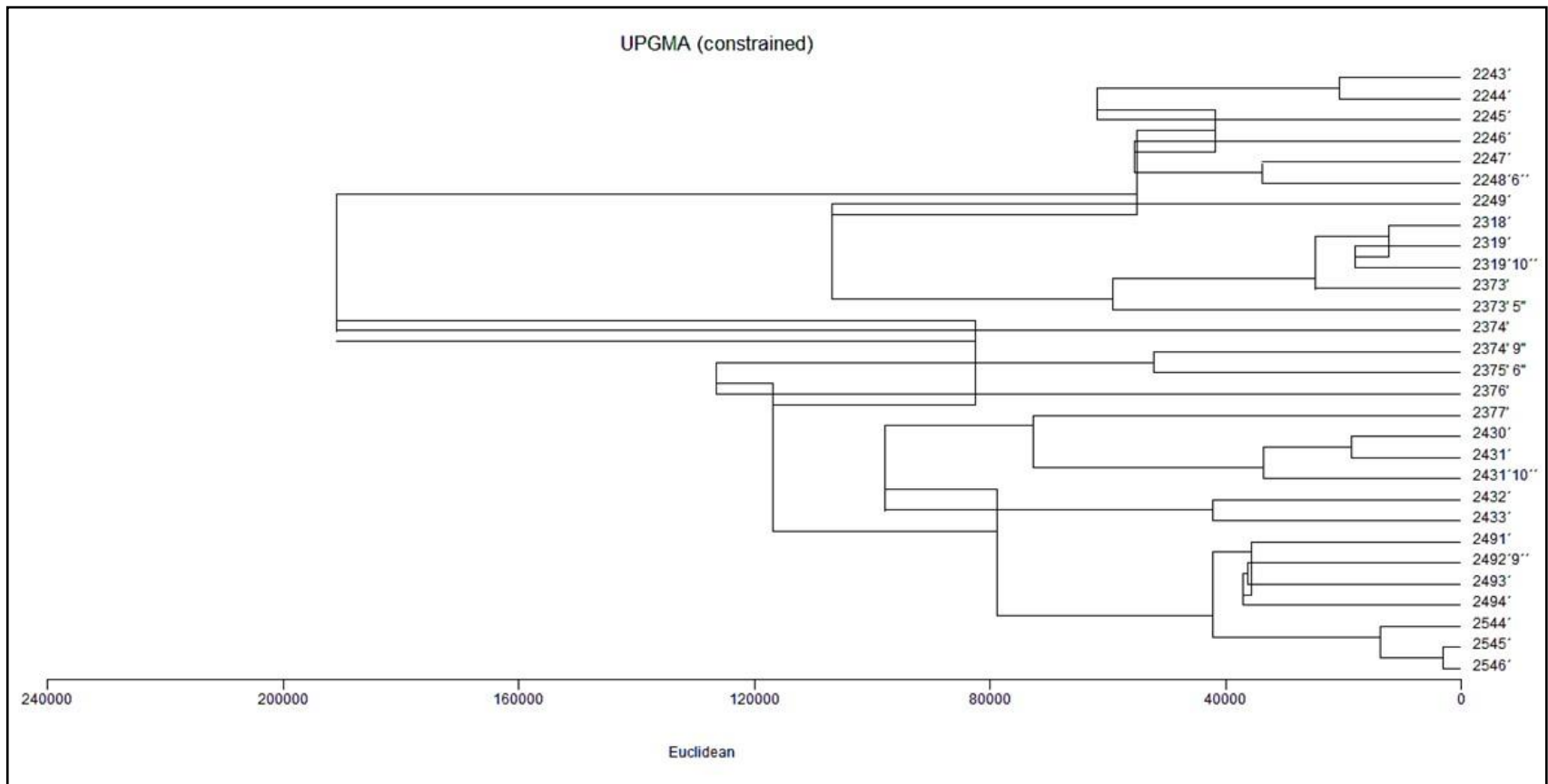


FIGURA 41. Dendrograma multivariante crudo del Miembro Morichal del pozo FG12

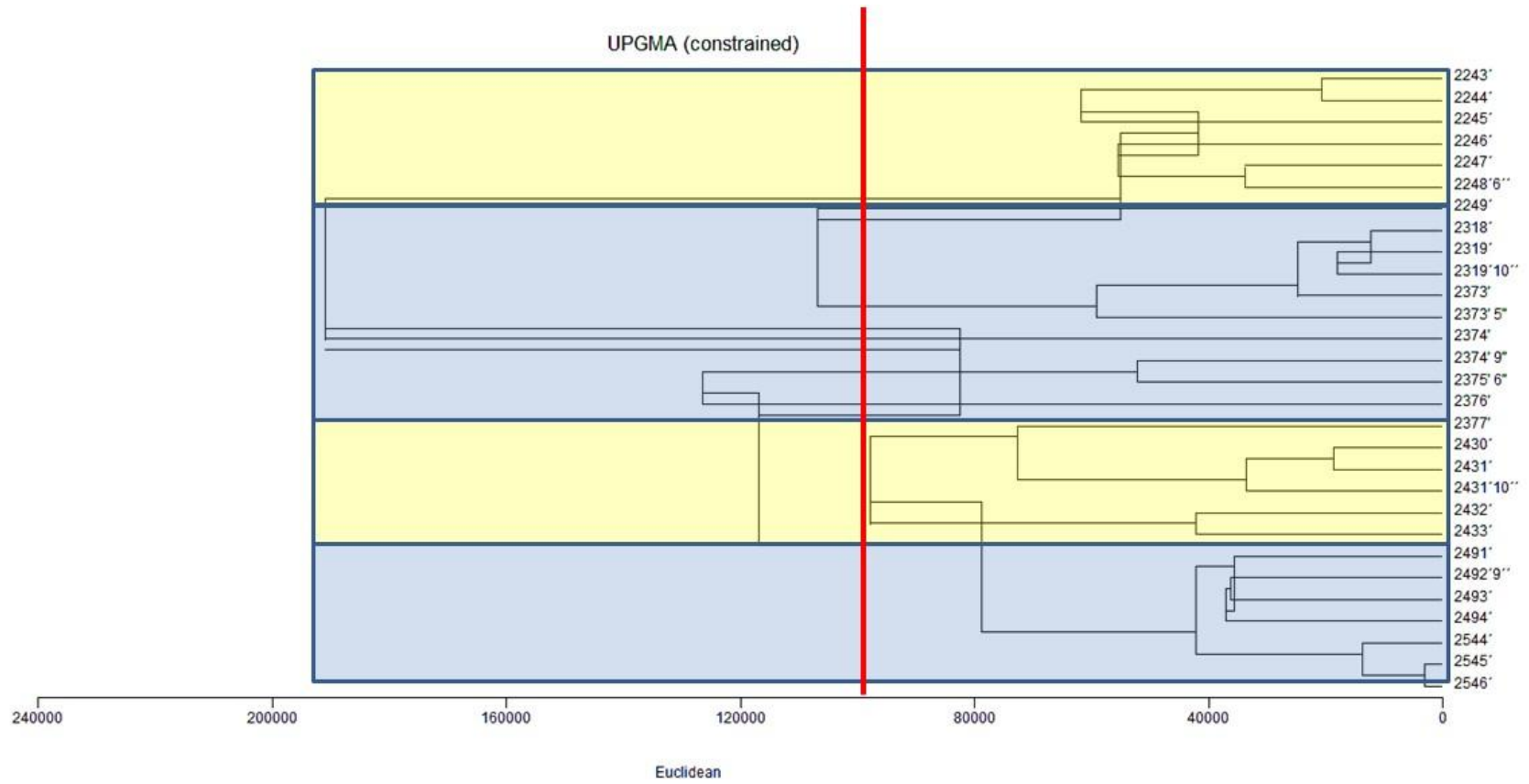


FIGURA 42. Dendrograma multivariante del Miembro Morichal del pozo FG12

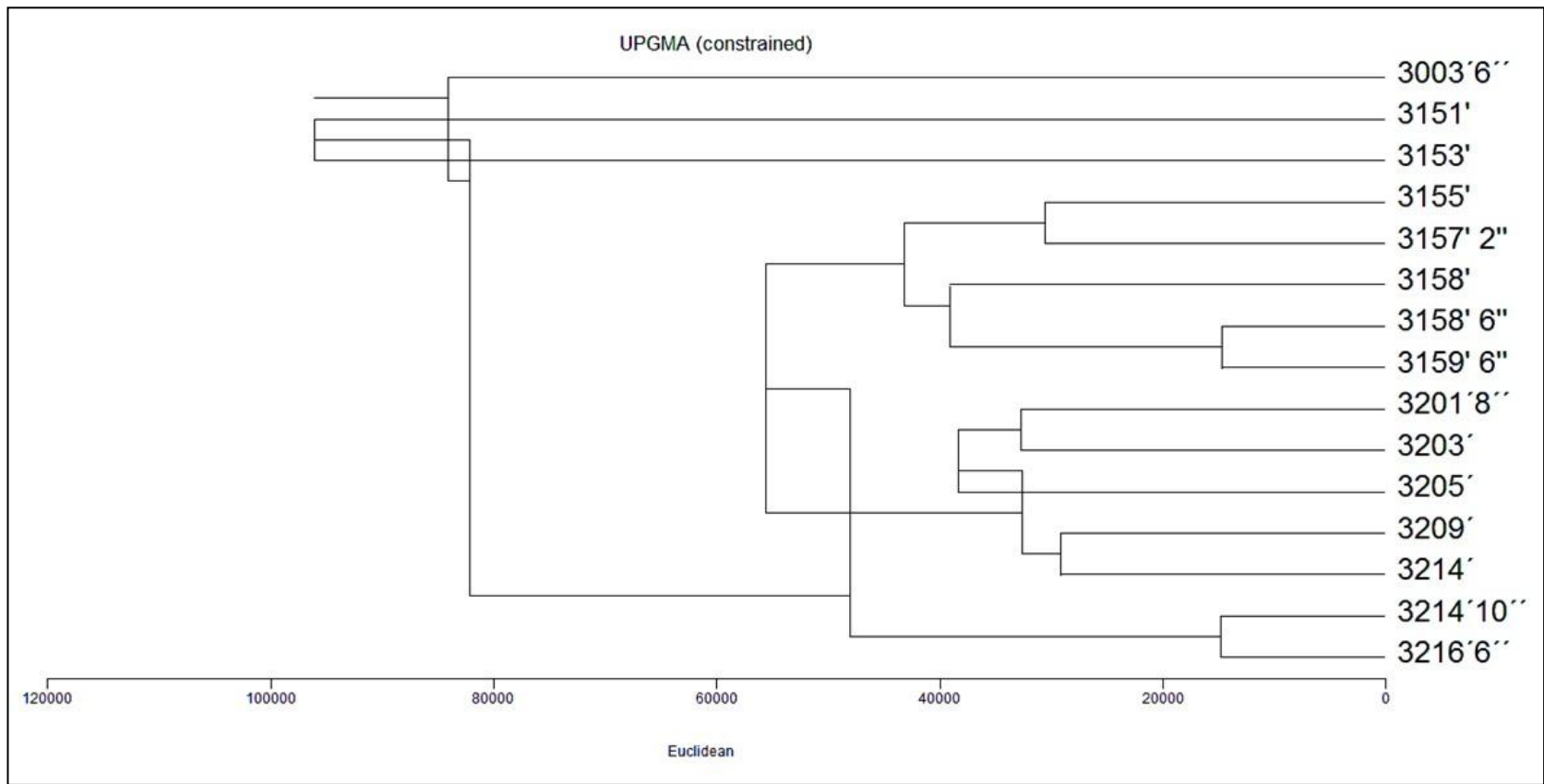


FIGURA 43. Dendrograma multivariante crudo del Miembro Morichal del pozo FG24

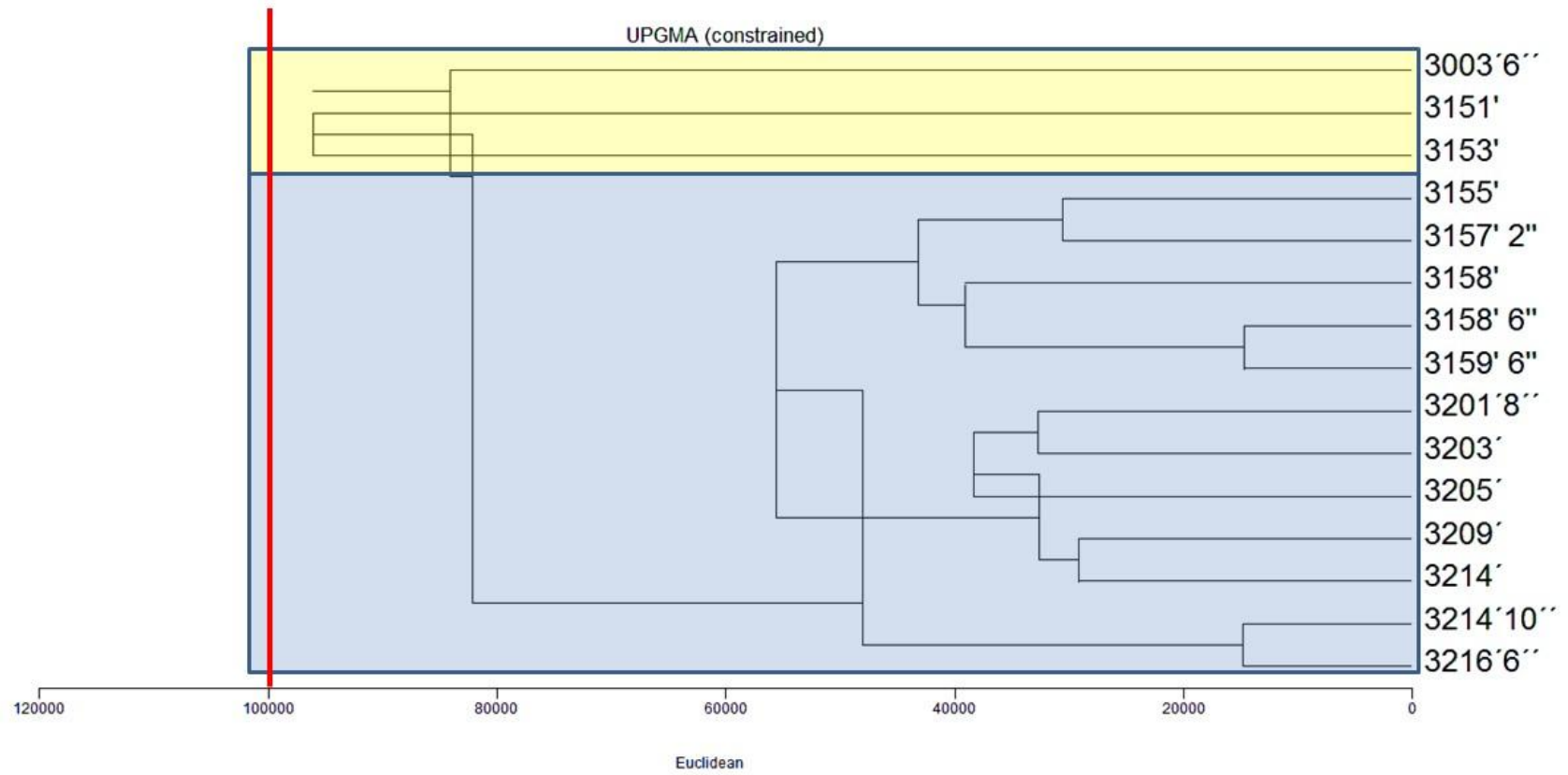


FIGURA 44. Dendrograma multivariante del Miembro Morichal del pozo FG24

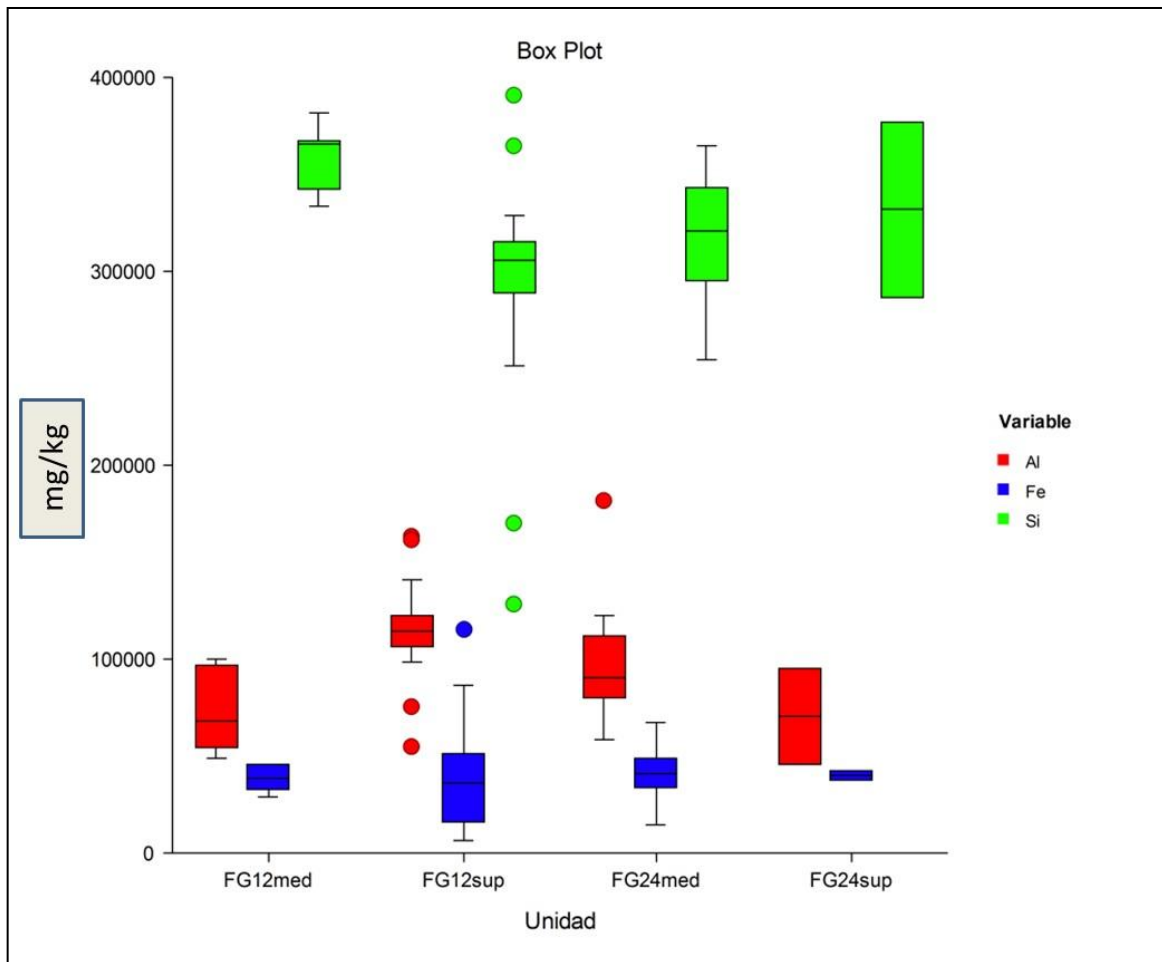


FIGURA 45. Gráficos *Box plots* de Al, Fe y Si los pozos FG12 y FG24 del Miembro Morichal Superior y Medio

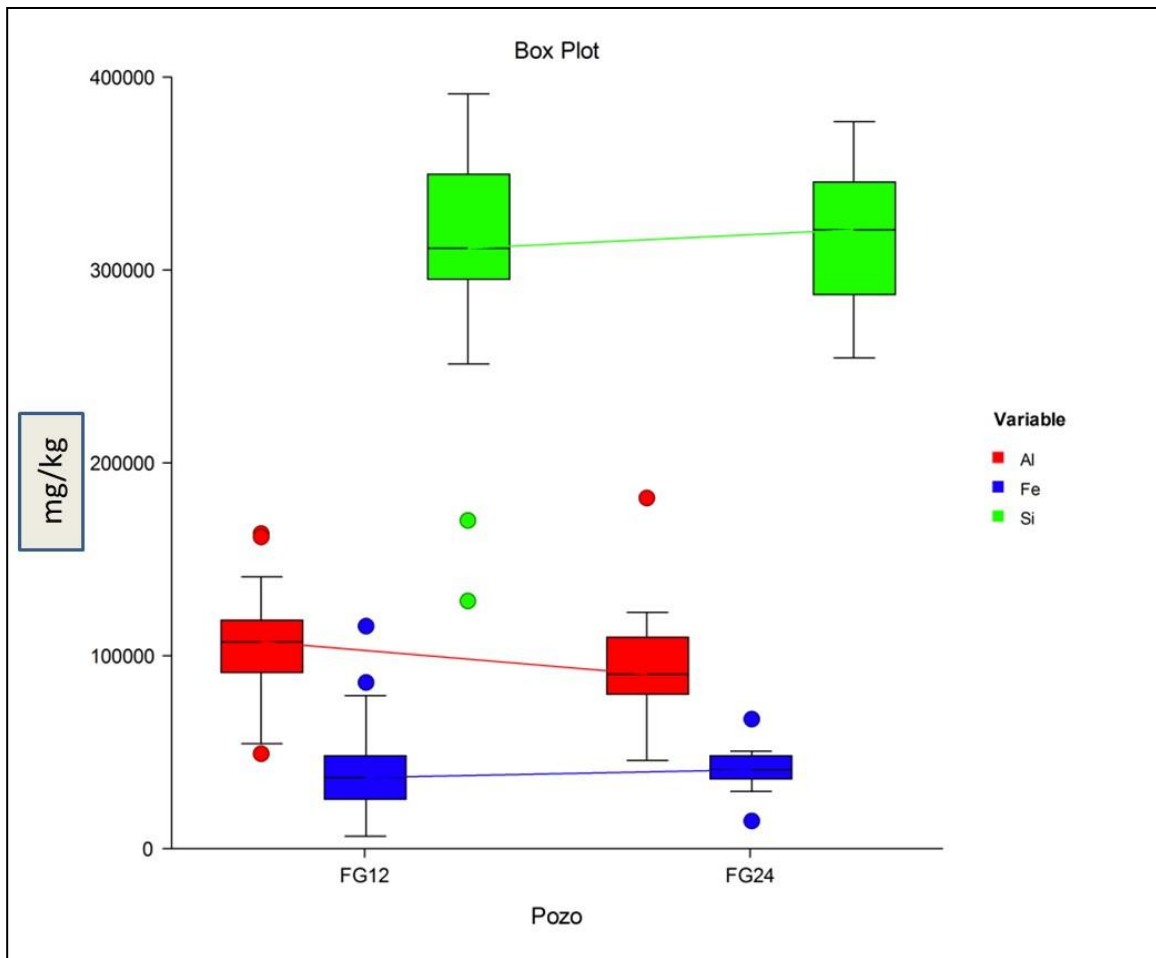


FIGURA 46. Gráficos *Box plots* de Al, Fe y Si correlacionados de los pozos FG12 y FG24 del Miembro Morichal Superior y Medio

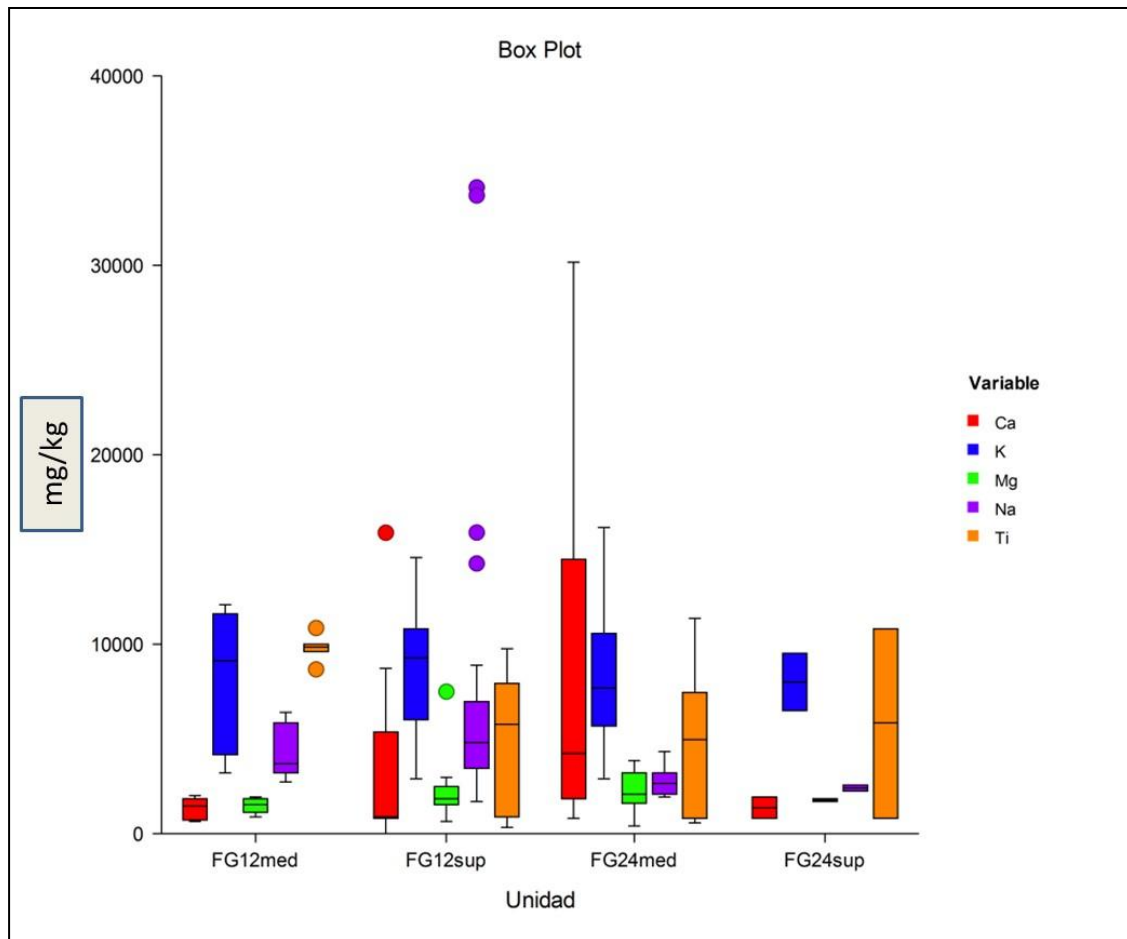


FIGURA 47. Gráficos *Box plots* de los pozos FG12 y FG24 del Miembro Morichal Superior y Medio

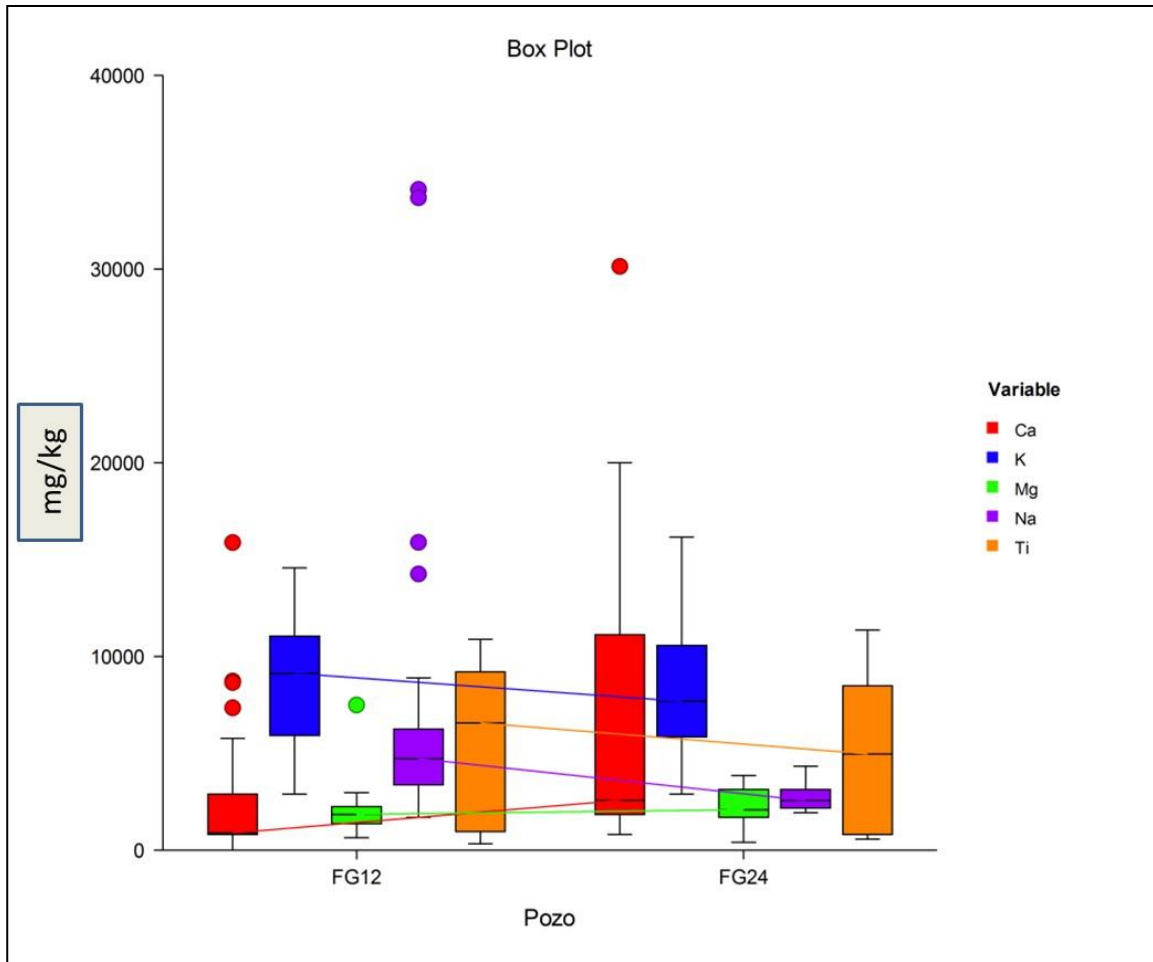


FIGURA 48. Gráficos *Box plots* correlacionados de los pozos FG12 y FG24 del Miembro Morichal Superior y Medio

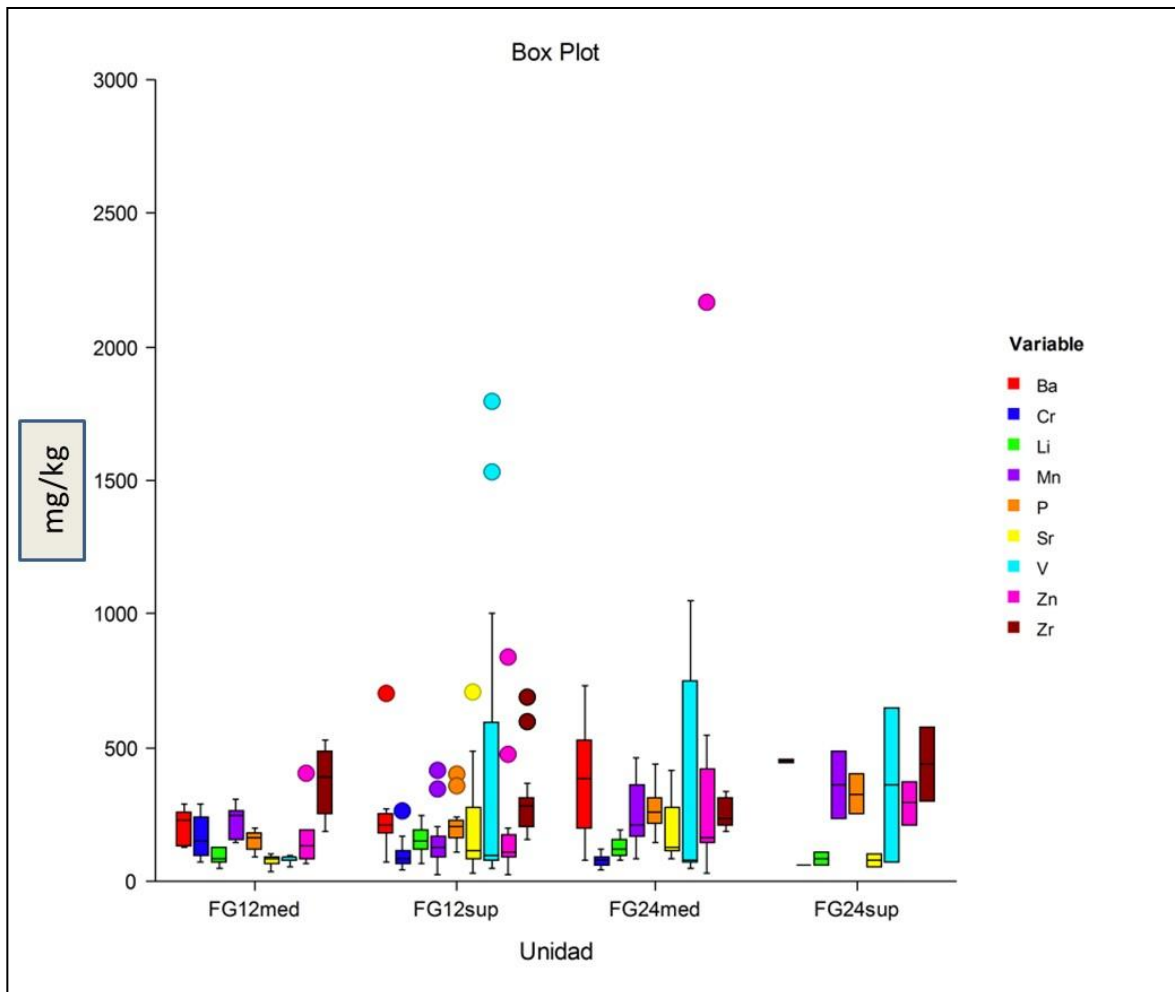


FIGURA 49. Gráficos *Box plots* de los pozos FG12 y FG24 del Miembro Morichal Superior y Medio

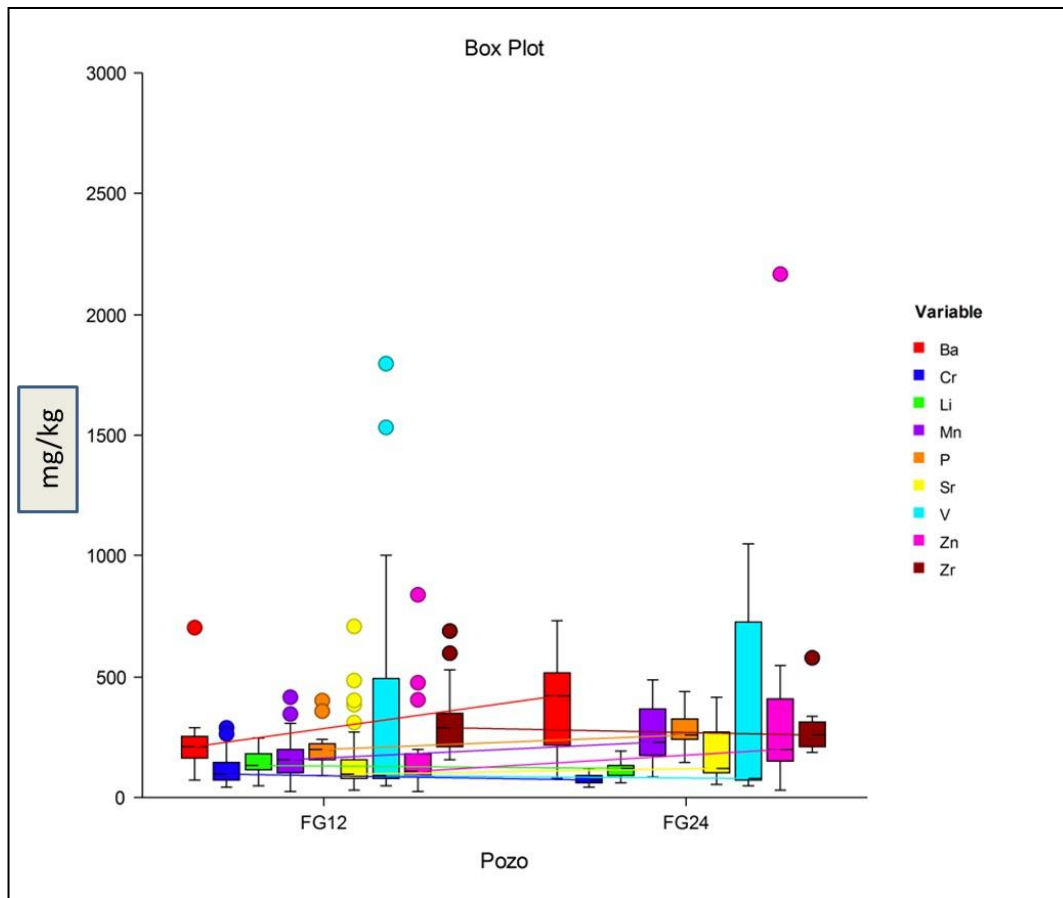


FIGURA 50. Gráficos *Box plots* correlacionados de los pozos FG12 y FG24 del Miembro Morichal Superior y Medio

4.7 Mapas de isopropiedades

4.7.1 Mapa de volumen de arcilla (Unidad A-B)

En esta unidad, se observa hacia la zona NE el área con mayor porcentaje de arcillas, definiendo así dos zonas de acumulación, una comprendido por los alrededores de los pozos FG21, FG24, FG20 y FG1 (Ver figura 51), siendo el otro sector el comprendido por los alrededores de los pozos FG19 y FG22, estos dos centros contienen un porcentaje de arcilla de 14 a 40%. Hacia el SO donde se ubican los pozos FG7, FG14 y FG23 la acumulación de arcillas es de muy pequeñas proporciones, tomando valores de porcentaje entre 10 y 20% (Ver figura 51). La orientación de estas arcillas va con dirección NNW.

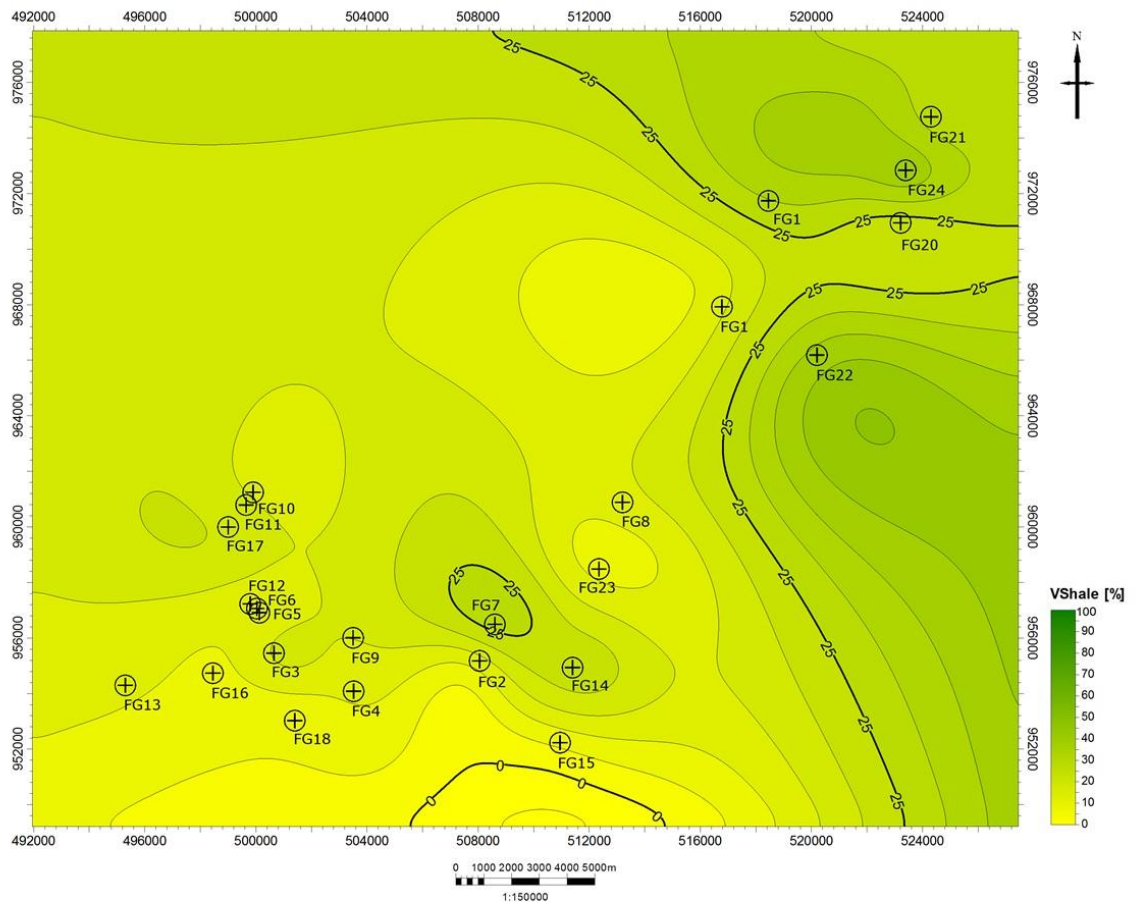


FIGURA 51. Mapa de volumen de arcilla (Unidad A-B)

4.7.2 Mapa de volumen de arcilla (Unidad B-C)

Esta unidad, se distribuye a través de zonas semicirculares, siendo el área con menor proporción de arcilla los alrededores del pozo FG19 (Ver figura 52) con porcentajes de 25%, mientras que hacia la zona centro-sur se ubica otra área representada por los pozos FG10, FG11, FG6, FG12, FG9 cuyo contenido esta entre 50 y 80% de espesores arcillas (Ver figura 52), los cuales representan en el mapa la zona con mayor contenido de arcilla. Hacia el extremo NE, donde se observan los pozos FG24 y FG20 se obtuvo porcentajes de 60% de espesores de arcilla (Ver figura 52), es importante destacar que debido a la limitación de los extremos del mapa se infiere que pertenece a otra zona semejante a las descritas anteriormente. La mayor acumulación de arcillas está ubicada en la zona central del mapa disminuyendo hacia sus extremos.

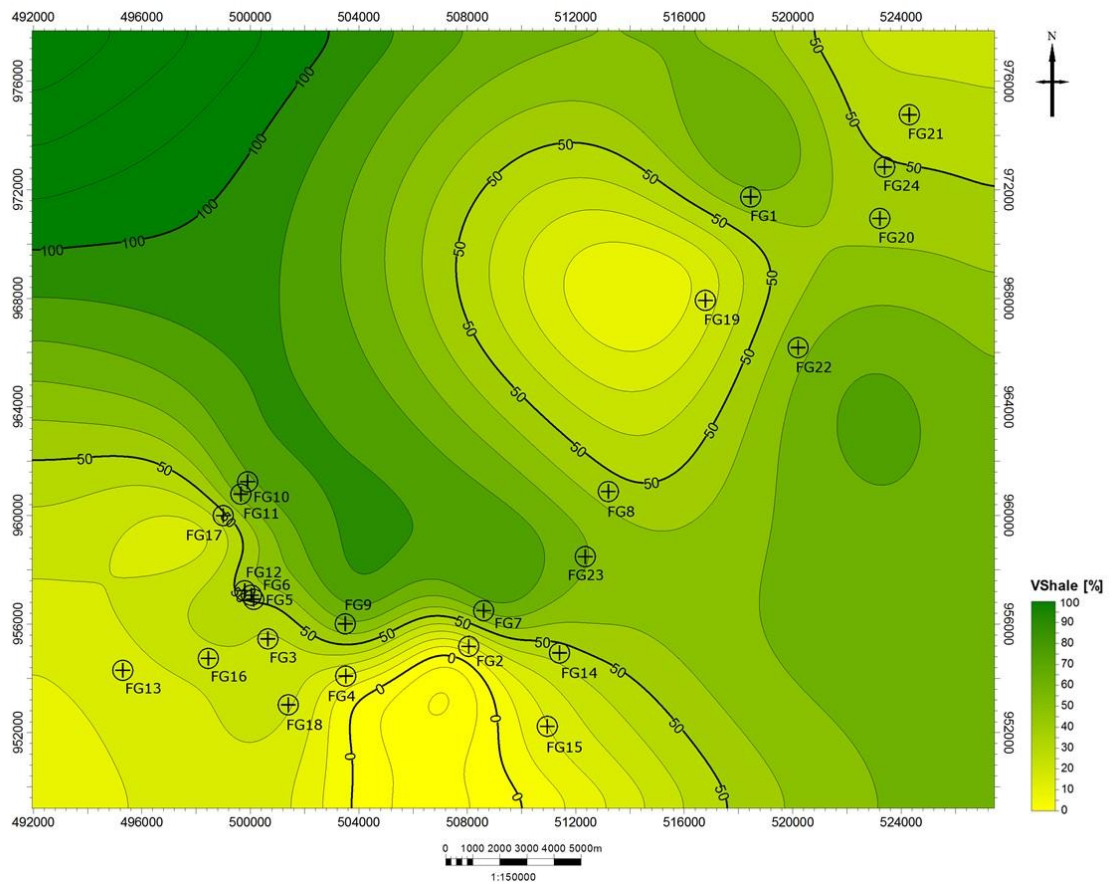


FIGURA 52. Mapa de volumen de arcilla (Unidad B-C)

4.7.3 Mapa de volumen de arcilla (Unidad C-D)

Este mapa se encuentra representado por una franja central con dirección NO-SE, que comprende los pozos FG19, FG8, FG23, FG7, FG14, FG2, FG15 con porcentajes de arcillas entre 5 y 15% (Ver figura 53), constituyen el área con menor proporción de arcillas. En el mapa se observa que, hacia los límites de dicha franja, específicamente al NE, en los alrededores de los pozos FG24 y FG1 los espesores de arcilla reflejan un porcentaje de 25 a 30% (Ver figura 53), mientras que hacia el extremo SO donde se localizan los pozos FG13, FG16, FG12, FG5, FG17, FG4 se observa el área con mayor proporción de arcillas conteniendo porcentajes de 40 a 50% (Ver figura 53).

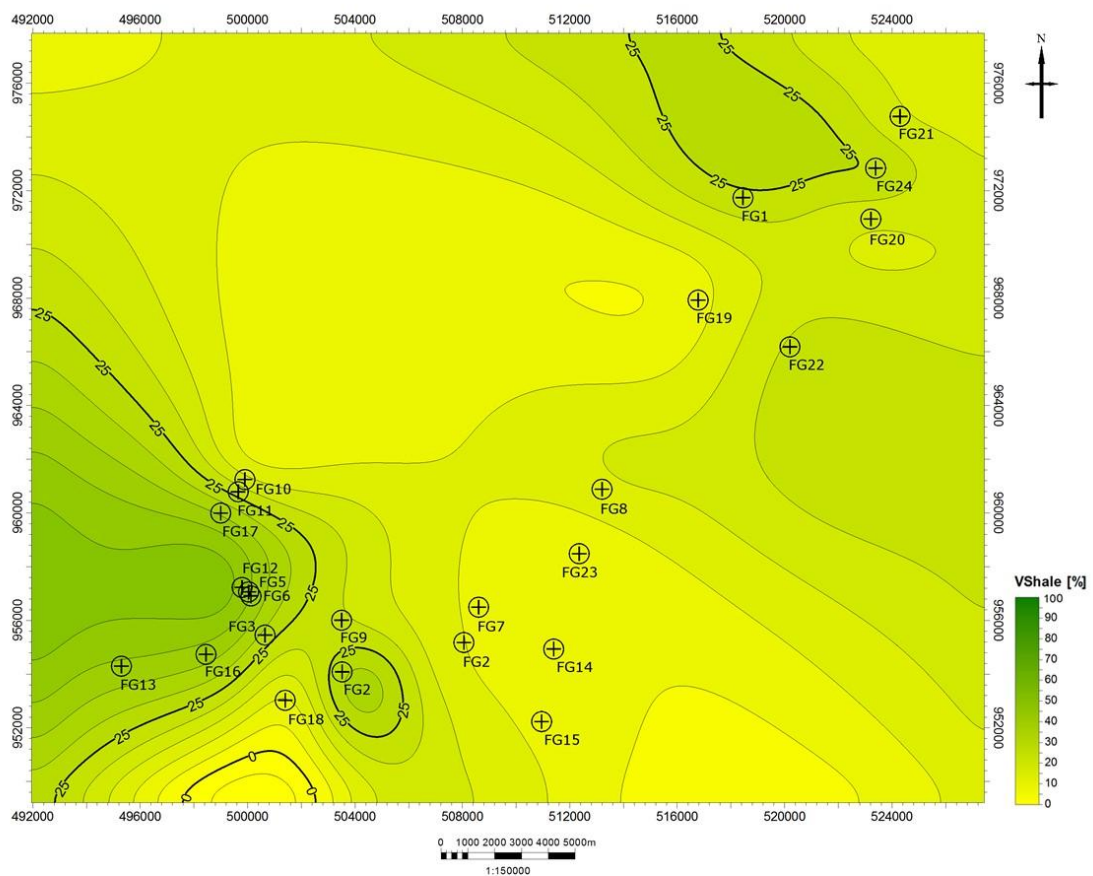


FIGURA 53. Mapa de volumen de arcilla (Unidad C-D)

4.7.4 Mapa de arena neta (Unidad A-B)

La unidad está representada por depocentros ubicados en los extremos laterales del mapa, siendo el primero contenido a los alrededores del pozo FG22 y FG19 con espesores que van entre 60 y 75' (Ver figura 54), este se extiende desde la zona central este y sigue su dirección SE, por otra parte se observa parte de un depocentro que equivale al segundo dicho al principio, reflejado sobre los pozos FG13 y FG16 con espesores de 60 a 70' de arenas (Ver figura 54), cabe destacar que no tiene continuidad debido a que no existen pozos con más información. Teniendo en cuenta que mientras los pozos restantes a esa área se encuentran alrededor del último depocentro descrito, algunos de ellos son: FG17, FG11, FG10, FG7, FG2, con espesores de 40 a 50' (Ver figura 54). En cuanto a la orientación preferencial del lado derecho del mapa, esta va en sentido NO, y hacia el lado izquierdo posee una forma sinuosa con dirección NS.

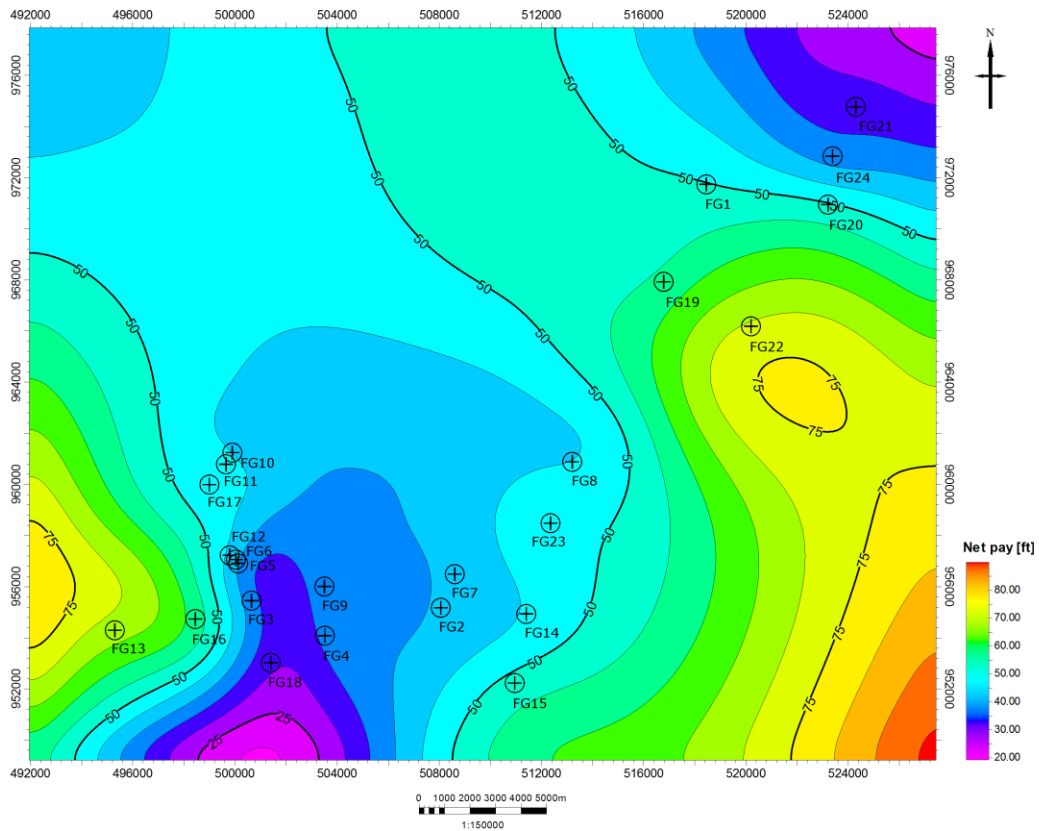


FIGURA 54. Mapa de Arena Neta (Unidad A-B)

4.7.5 Mapa de arena neta (Unidad B-C)

Se observa un depocentro ubicado en la zona SO, conformado por los alrededores de los pozos FG4, FG2, FG18, FG3, FG16, FG14, con espesores que van de 100 a 215' (Ver figura 55). Hacia la zona NE de ubica otro depocentro representado por los alrededores de los pozos FG19 y FG1 que tienen espesores de 40 a 75' (Ver figura 55), las arenas de esta zona no son tan limpias como las del otro depocentro. El resto de la unidad se asume que no es tan arenosa, si existiese más pozos en otras áreas se definiría con más exactitud. La orientación preferencial se dispone en forma de un abanico, con un depocentro en los pozos que contienen más arenas.

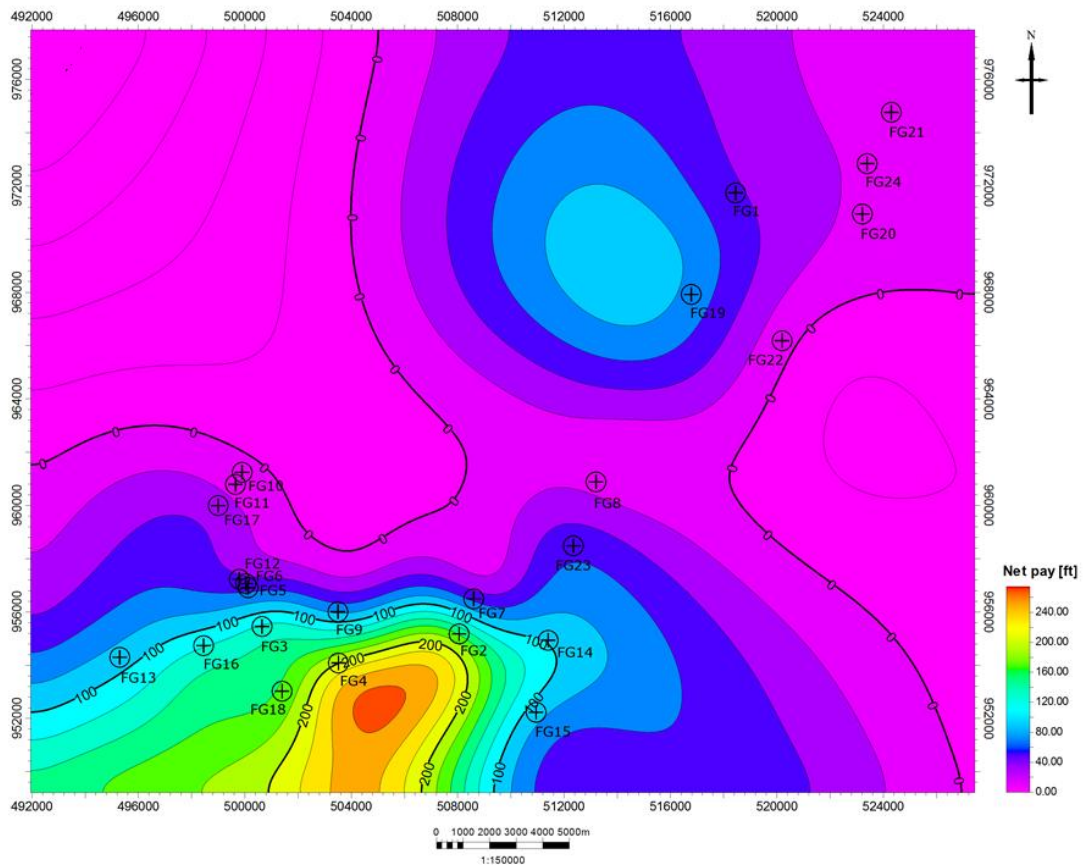


FIGURA 55. Mapa de Arena Neta (Unidad B-C)

4.7.6 Mapa de arena neta (Unidad C-D)

Se puede decir que existe un depocentro que ocupa gran parte de este mapa, debido a que se tienen solo 3 pozos que se encuentran en sus alrededores, estos son FG1, FG19 y FG8, con espesores que oscilan entre 180 y 200' de arenas limpias (Ver figura 56), es el área con mayor acumulación. Hacia la zona centro-sur se sitúan los pozos FG14, FG7, FG15, FG11, FG10, FG23, FG2 con espesores que 100 a 140' de arena medida (Ver figura 56), que se van acercando hacia el límite sur van disminuyendo los espesores. La orientación preferencial de esta unidad va de SO y NE.

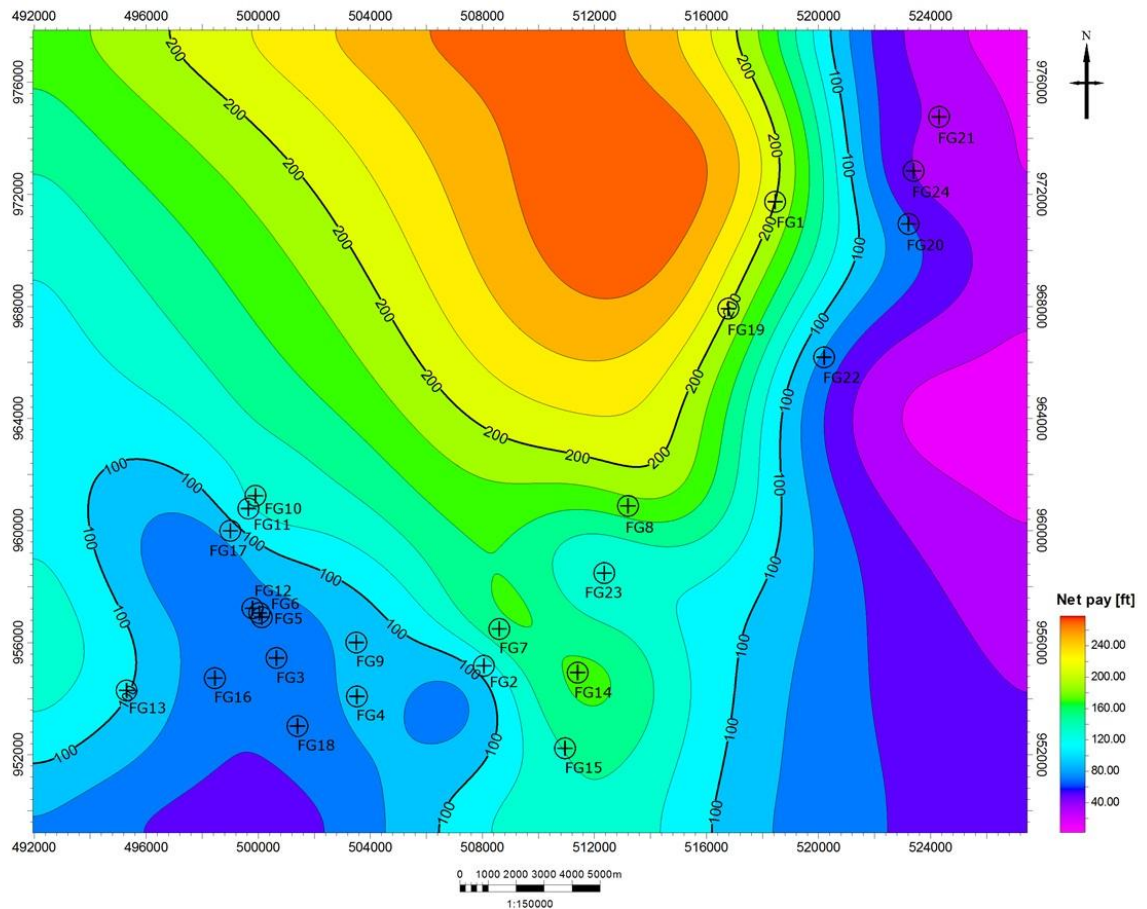


FIGURA 56. Mapa de Arena Neta (Unidad C-D)

En el mapa que se observa en la figura 57, se representa la unidad A-B, siendo esta en su mayoría formada por canales entrelazados en un 99% de los pozos, siendo interpretado un canal en la sección estratigráfica Norte-Sur 2, a largo de los pozos FG1,

FG8, FG23 y FG14 con un espesor máximo de 50' en el pozo FG23, también se observó un pequeño canal que se observa en el pozo FG15 con un espesor de 20' (Ver figura 58). Para la sección estratigráfica Nor-Este 1, se identificó 2 canales para esta unidad, uno que abarca los pozos FG2, FG4 y FG18 y se pronuncia hacia el pozo FG2 con 40' de espesor, el otro canal es pequeño y se ubica entre los pozos FG8 y FG7, siendo el lado más profundo hacia el pozo FG8 con 25' (Ver figura 59). Estos canales guardan una relación de electrofacies similar, la cual está descrita como sistemas cilíndricos o secuencias granodecrecientes que delimitan la zona de forma sinuosa y con dirección NE. Es importante destacar que hacia la zona NO, no se tienen pozos, por lo que no existe información de esa zona, igualmente pasa hacia el SE. Se intuye que el sistema continúa siendo sinuoso hacia los pozos ubicados en el sur del bloque 2.

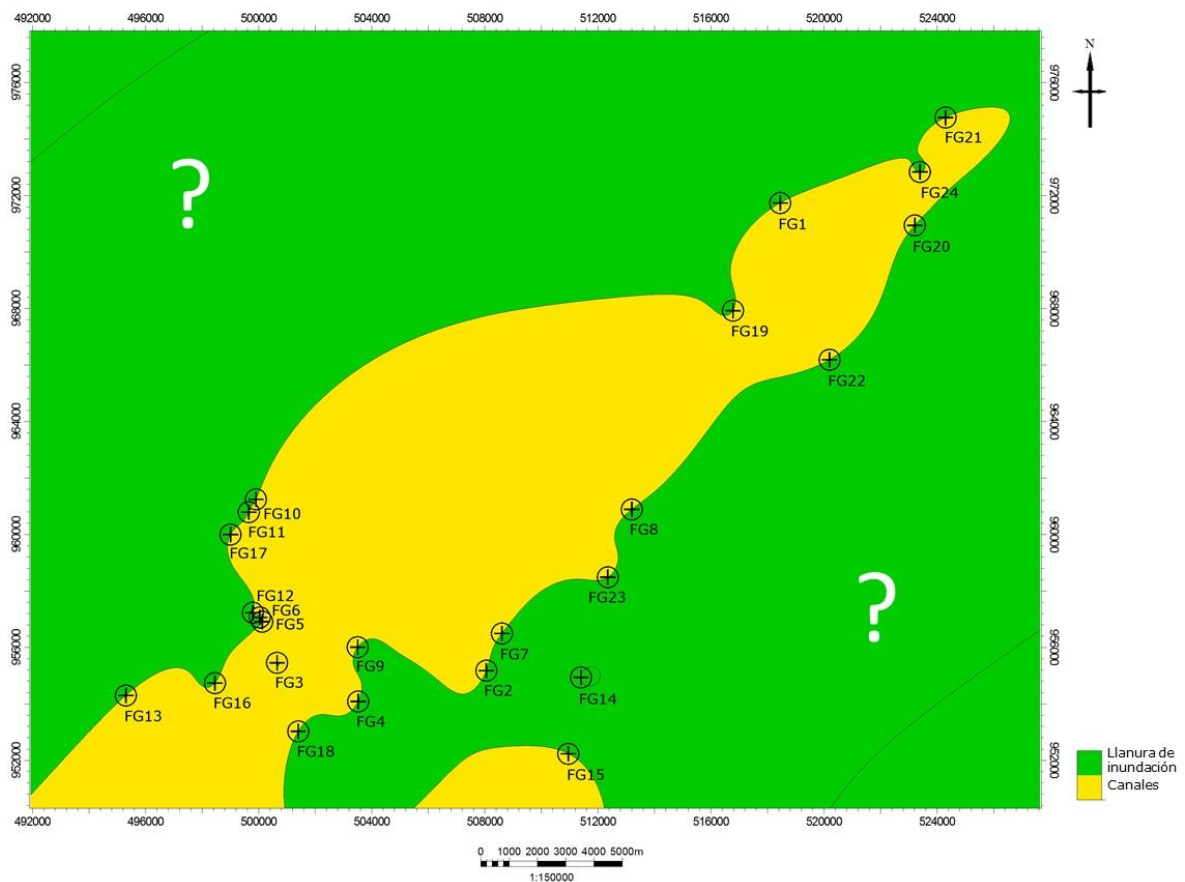


FIGURA 57. Mapa de Electrofacies (Unidad A-B)

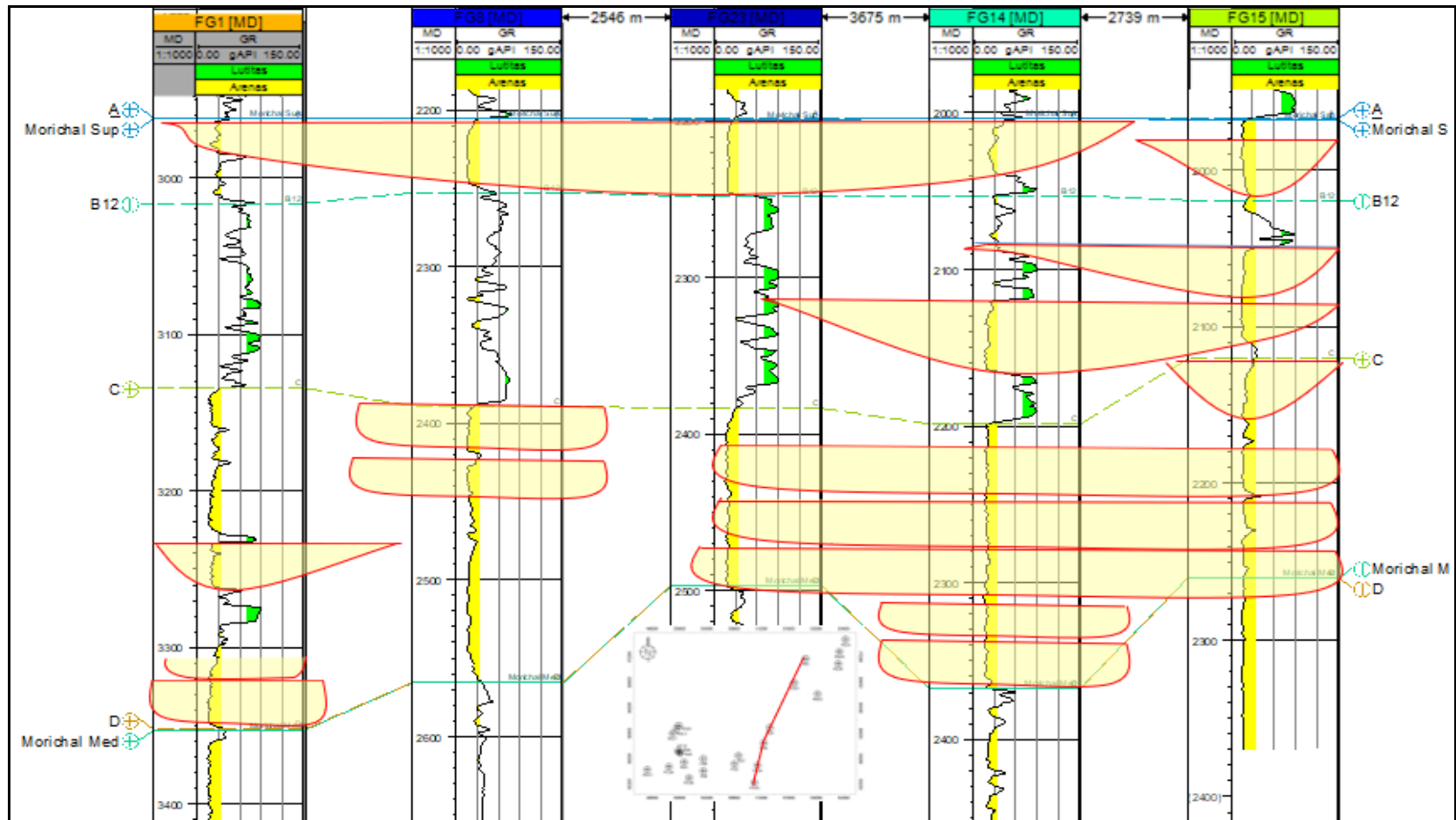


FIGURA 58. Interpretación Arquitectural de la sección estratigráfica Nor-Sur 2

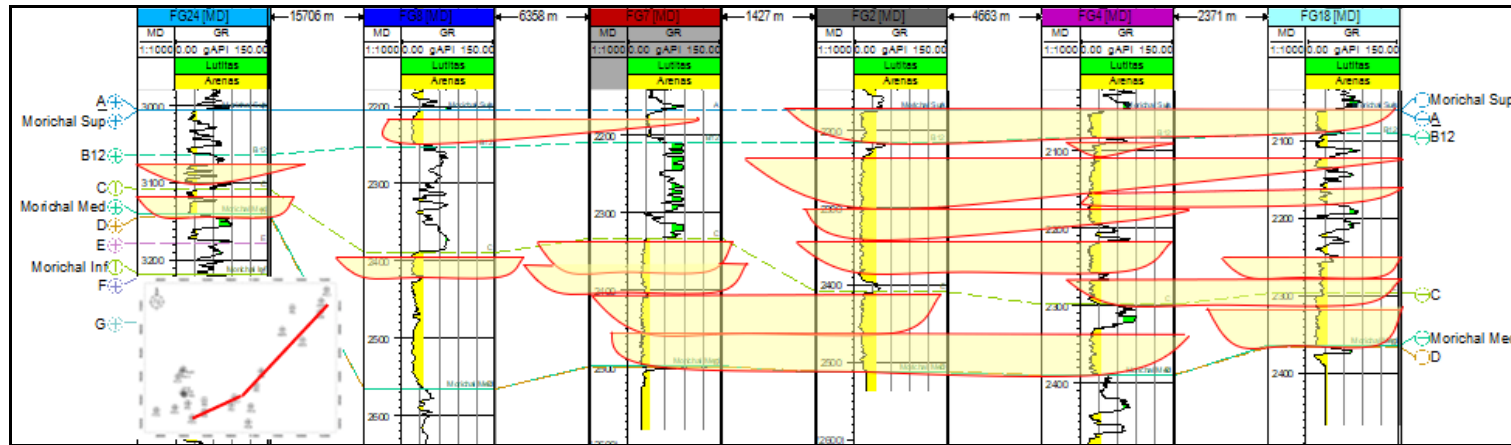


FIGURA 59. Interpretación Arquitectural de la sección estratigráfica Nor-Este 1

4.7.8 Mapa de electrofacies (Unidad B-C)

Para la unidad B-C, se realizó el mapa mostrado en la figura 60, que se encuentra distribuido de la siguiente manera; con un 50% de los pozos seleccionados se definieron zonas de canales entrelazados, siendo estos pozos los que predominan en el mapa, estos canales para la sección estratigráfica Nor-Este 1 (Ver figura 59), se observan apilados hacia los pozos FG4 y FG2, profundizándose hacia este último con 65' de espesor, para el pozo FG24 se observa un pequeño canal de 25' de espesor. En la sección Norte-Sur 2 (Ver figura 58), se definieron dos canales para esta unidad, abarcando los pozos FG14 y FG15 con profundidades de 25 a 50'. Por otro lado, con un 37.5% se encontraron zonas de llanuras de inundación, y con un 12.5% zonas de bordes, siendo este mapa variado, se presenta con una orientación EO hacia la zona sur y una geometría de forma sinuosa. Se puede interpretar que los pozos ubicados en el NE (FG20 y FG24) siguen un patrón que pertenece a la zona sur descrita de forma sinuosa, pero que por falta de pozos e información no se continúa en el mapa.

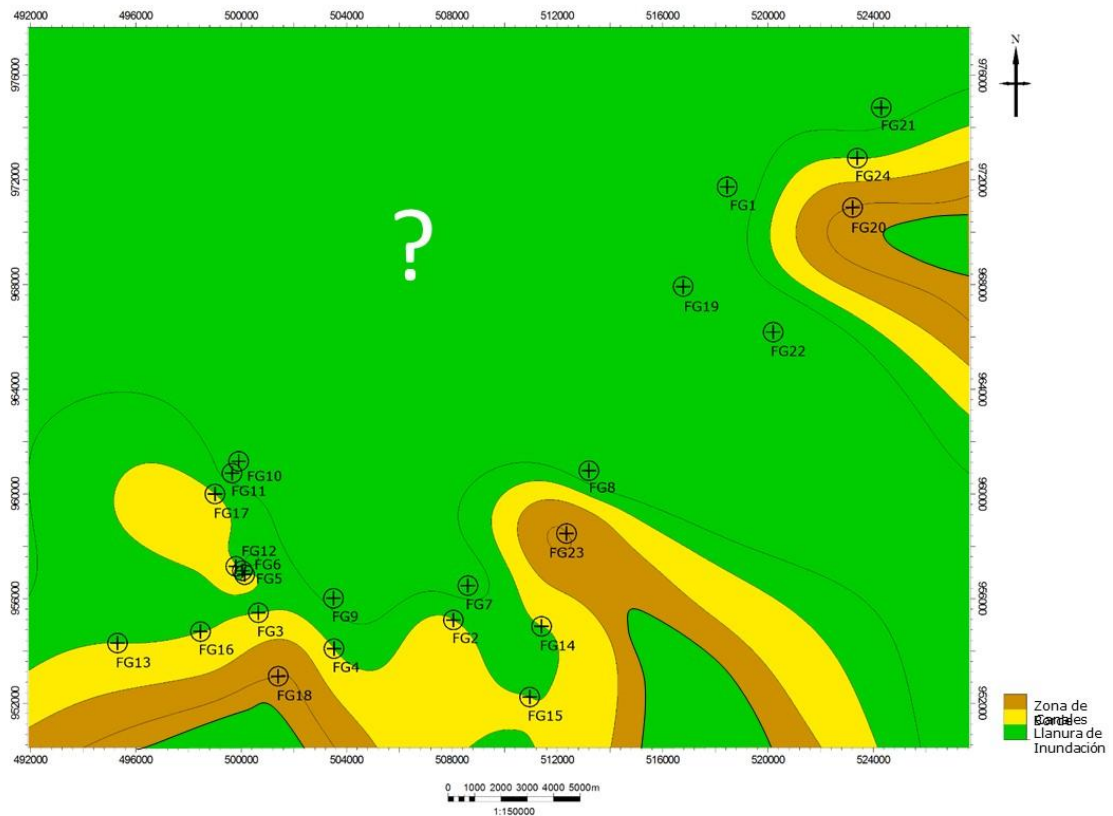


FIGURA 60. Mapa de Electrofacies (Unidad B-C)

4.7.9 Mapa de electrofacies (Unidad C-D)

Este mapa representa la unidad C-D (Ver figura 61), similar a la primera, es decir, determinada en su mayoría por canales entrelazados en un 79.16% de los pozos, encontrándose para la sección Nor-Este 1, varios canales (4) apilados en el pozo FG7 (Ver figura 59), hacia el tope de la unidad en ese pozo, se observan 2 canales pequeños (25') tanto de largo como de ancho y la base está compuesta por dos canales más, pero esta vez largos que llegan hasta el pozo FG4 con 55' de espesor. En el pozo FG8, el tope contiene un solo canal, siendo esta unidad amplia y quedan el resto del mismo escaso. Para los pozos FG24 y FG18 que se ubican en los extremos de la sección se hallan canales pequeños (20 a 35') y angostos. La sección Norte-Sur 2 (Ver figura 58), es más dinámica, en los pozos FG23, FG14 y FG15, se definieron tres canales profundos de 30' apilados encima de unos angostos y de 20' solo hallados en el pozo FG14, es decir, en él se observan cinco canales en total comunes de sistemas entrelazados, en la zona norte están los pozos FG1 y FG8 con pocos canales angostos, pero de 30' de profundidad, cabe destacar que en el pozo FG8 los dos únicos canales contenidos en él, se encuentran en el tope de dicha unidad. También se tiene 16.66% de zonas de borde y 4.16% de zonas de llanuras de inundación. La orientación de estas zonas viene dada desde el SE y va hacia el NE, su geometría tiene forma sinuosa. La zona de bordes se encuentra ubicada en el SO, con forma ovalada y la zona de llanura es muy pequeña, comprendida por un solo pozo FG1, ubicada en el NE. Hacia las zonas NO y SE no se dispone de pozos por lo que no existe información en ella.

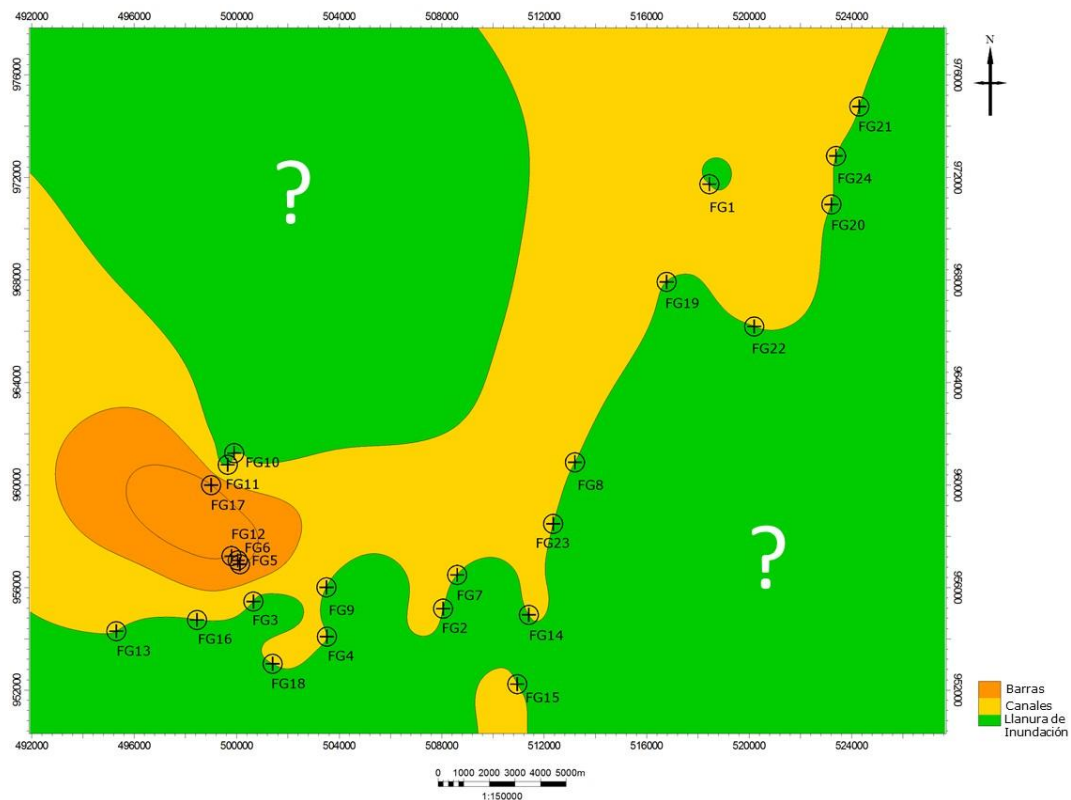


FIGURA 61. Mapa de Electrofacies (Unidad C-D)

4.8 Mo

El estudio correspondiente a los 24 pozos analizados, pertenecen a los bloques 2 y 4 de Carabobo, siendo los pozos principales con núcleos descritos FG12 y FG24, en los que se identificaron tres unidades litoestratigráficas del Miembro Morichal Superior, que constituyen la Formación Oficina con edad Mioceno, cada unidad identificada tiene sus propias características sedimentológicas obtenidas en las descripciones de núcleos realizadas, por lo cual se hará una interpretación con la litología dominante para cada unidad, estableciendo así su ambiente definido:

Al evaluar todas las características estudiadas, la secuencia litológica está dominada por la influencia siliciclástica, siendo así las arenas de la unidad C-D, están ubicadas en la zona de transición próxima a la línea de costa, es decir, de tipo fluvio-deltaico, caracterizado por canales que representan distributarios con influencia marina debido al contenido fósil descrito en los núcleos de los pozos principales (Ver figura 62). La unidad B-C, corresponde a lutitas ubicadas en un ambiente fluvial de tipo meandriforme

con facies de canales, llanuras de inundación y barras de canal, pudiendo decir que es la unidad más variada, por último, las arenas de la unidad A-B, correspondiente a un ambiente fluvial con facies de canales entrelazados y llanuras de inundación.

Se identificaron depósitos sedimentarios diferentes correspondientes a canales meandriformes, entrelazados, distributarios y depósitos de llanura de inundación; correspondientes a ambientes fluviales (unidades A-B y B-C) y transicionales (C-D), las unidades descritas representan ambientes variados que de base a tope corresponden:

Para iniciar el depósito de la unidad C-D, en la que línea de costa se mueve abarcando parte del continente y creando una secuencia granodecreciente, para generar así un evento transgresivo, posterior a esa depositación, la línea de costa se mueve nuevamente, depositándose una secuencia granocreciente sobre un sistema meandriforme, que corresponde a la unidad B-C, en donde sobre litología más arcillosa, se depositan granos más gruesos (areniscas) y se origina un evento regresivo. Para finalizar, esta línea de costa se mantiene, depositándose así la unidad A-B, sobre un canal entrelazado que corresponde a un ambiente continental.

De manera resumida, se presenta en la tabla 3, las características resaltantes de cada unidad definida entre los pozos FG12 y FG24, esta tabla puede ser utilizada como norma y base de descripción para extrapolar a futuras incorporaciones de nuevos núcleos y/o nuevos pozos con registros eléctricos.

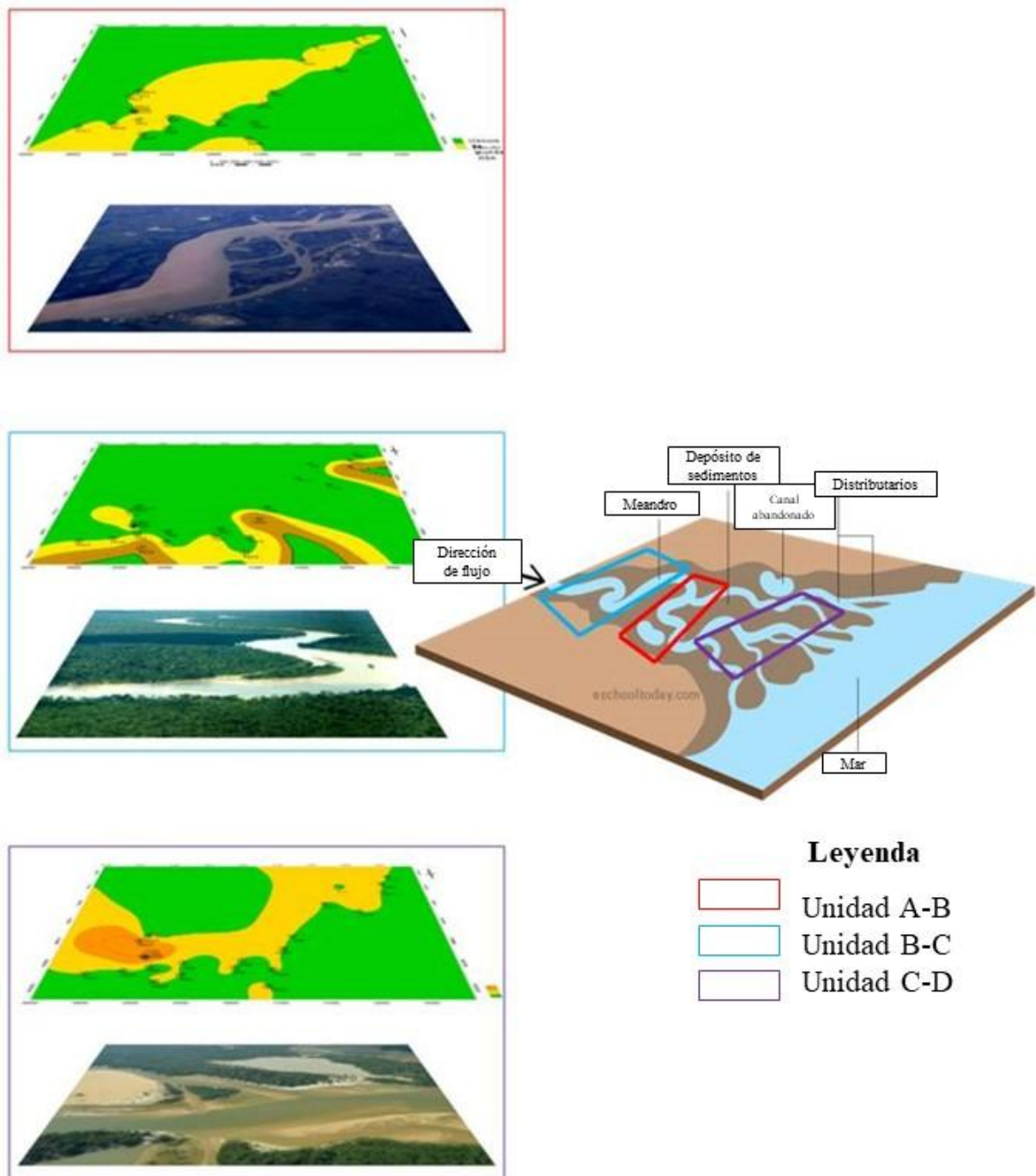


FIGURA 62. Representación del modelo sedimentológico y estratigráfico

Tabla 3. Características depositacionales del Miembro Morichal Superior

FORMACIÓN	MIEMBRO	UNIDAD	ELEMENTO DEPOSITACIONAL	DIMENSIONES	ORIENTACIÓN	ELECTROFACIES	LITOLOGÍA Y FACIES
Fm. Oficina	Morichal Superior	A-B	Canales (Meandros)	Ancho: 8000m Profundidad: 50'	Nor-Este	Cilindros	Areniscas (S3 y S2) y lutitas con material carbonáceo (Mc y Ms)
		B-C	Canales entrelazados	Ancho: 35' Profundidad: 6000m	Este-Oeste	Cilindros, barra y zonas de borde	Areniscas (S3 y S2), lutitas con material carbonáceo (Mc y Ms) e intercalaciones de areniscas y lutitas (Ht)
		C-D	Canales distributarios de llanura deltaica	Ancho: 30' Profundidad: 5500m	Sur-Este a Nor-Este	Cilindros y zonas de borde	Areniscas (S3 y S2), lutitas con material carbonáceo (Mc y Ms) e intercalaciones de areniscas y lutitas (Ht)

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La integración de la descripción de núcleos, datos de registros de pozos *Gamma Ray* y quimioestratigrafía, permitió conocer características químicas, sedimentológicas y estratigráficas que se establecieron en el modelo desarrollado para este estudio en el Bloque Carabobo, Miembro Morichal arrojaron las siguientes conclusiones:

- ❖ Se pudo determinar las diferentes facies fluviales a lo largo de la interpretación de los pozos FG12 y FG24, para lo cual fueron influyentes Mc, y Ms, S2, S3, Ht.
- ❖ Para los pozos FG12 y FG24 se propone un tipo de ambiente Fluvio-deltaico para el Miembro Morichal Superior
- ❖ El Miembro Morichal Superior se definió en tres secuencias litológicas: A-B, B-C y C-D
- ❖ Se realizó una calibración núcleo-perfil, que funcionó como guía para certificar con el resto de los 22 pozos. Dichos resultados fueron exitosos y correspondientes.
- ❖ Extrapolando la interpretación de los pozos principales al resto de los pozos, se elaboraron secciones estratigráficas en la cuales se pudo determinar la geometría de los diferentes cuerpos depositacionales (Cn, Ll, ZB y Br), se observó que un grupo de pozos se encuentran en un alto en el que se acuñan.
- ❖ Los datos químicos no fueron los suficientes para realizar la correlación de ambos pozos, sin embargo, se caracterizaron individualmente y arrojaron tres quimiofacies para cada uno.

-
- ❖ Finalmente, a través de los mapas de isopropiedades realizados para cada unidad, se muestran los procesos de transgresión y regresión en el área de estudio, lo cual hacen inferir los avances y retrocesos del mar.
 - ❖ Se concluye que el programa Petrel es una herramienta multifuncional que optimiza el desarrollo de modelos estratigráficos y sedimentológicos y permitió desarrollar el 70% de este estudio.
 - ❖ Se necesita describir nuevos núcleos de pozos en los bloques 2 y 4, para realizar nuevas calibraciones y así seguir estableciendo unidades.
 - ❖ Se deben elaborar las curvas de registros faltantes para los pozos de los bloques, para definir unidades infrayacentes.
 - ❖ Se requieren elaborar nuevos datos químicos para cada pozo, debido a que los datos no fueron suficientes, tomando en cuenta que se deben tomar muestras a distancias más cercanas entre sí.
 - ❖ Se plantea realizar modelos sedimentológicos dentro de Carabobo, pero siguiendo el patrón de pozos en distintos bloques y no dentro de un mismo campo, a fin de englobar los ambientes de cada campo

BIBLIOGRAFÍA

ACHÉ, A (2012) Modelo geológico del intervalo de producción “R3” perteneciente a la Formación Oficina en el campo Cariña del distrito San Tomé, Faja Petrolífera del Orinoco. Universidad Central de Venezuela. Trabajo Especial de Grado. Caracas, Venezuela.

ANDERSSON, P.O.D., WORDEN, R.H., HODGSON, D.M. and FLINT, S. (2004). Provenance evolution and Chemostratigraphy of a Paleozoic submarine fancomplex; Tanqua Karoo Basin, South Africa. *Marine and Petroleum Geology* 21, 555-577.

AUDEMARD, F., AZPIRITXAGA, I., BAUMANN, P., ISEA, A. & M. LATREILLE. (1985). Marco Geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. *Memorias VI Congreso Geológico Venezolano*, Caracas, 1985, 1:70-108.

CAMPOS, V.A. DAAL, A. GONZÁLEZ, J PINZÓN, H. CHOPPING DE JANVRY, G.B. MONTES (1985). Síntesis tectónico-estratigráfico del norte de Anzoátegui-Monagas y su aplicación en la exportación de hidrocarburos. III Simposio Bolivariano de cuencas petroleras subandinas. Caracas. Tomo I, p. 374.400.

CHACÍN C., 2003. Caracterización química y radiométrica de muestras de canal correspondientes a cuatro pozos del campo petrolífero La Concepción, Estado Zulia. Trabajo Especial de Grado, Inédito, Dpto de Geología, UCV, 343 pp.

DI CROCE, J. *ET AL.* (1999). Sequence Stratigraphy of the Eastern Venezuelan Basin. En MANN, P. (ed) *Caribbean Basins. Sedimentary Basins of the world*, 4. Elsevier Science B.V., Amsterdam. 419-476 p.

DI CROCE, J. (1995). Eastern Venezuela Basin: Sequence Stratigraphy and Structural Evolution. PhD. Thesis, Rice University, Houston-Texas, USA.

DUERTO, L. (1995), Reprocesamiento e interpretación estructural de 350 km de las líneas sísmicas en el área de Cerro Negro, F.P.O. Tesis Especial de Grado, UCV, Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

FIORILLO, G. (1983), Evaluación exploratoria de la faja petrolífera del Orinoco, PDVSA Caracas.

GONZÁLEZ DE JUANA, J., ITURRALDE, J. & X. PICARD. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Caracas. Ediciones Foninves, V.2, 1031p, 620 p.

GONZÁLEZ, L & G. SÁNCHEZ. (2001). Caracterización geoquímica y radiométrica de dos secciones estratigráficas de la formación la luna, en el Estado Táchira. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. 232p.

HEDBERG, H (1950), Geology of the Eastern Venezuelan basin (Anzoategui-Monagas-Sucre portion) with revisions May, Caracas.

HEDBERG, H. D. *ET AL.*, (1947). Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 31(12): 2089-2169.

HUNG, E., 1997. Foredeep and thrust belt interpretation of the Maturín Sub-basin in Eastern Venezuelan Basin. Ph.D. Thesis, Rice University, Houston, Texas, U.S.A. 125 p.

JÁCOME, M.I., 2001. The formation of the Monagas Foreland Basin: Eastern Venezuela. Ph.D. Thesis, University of Liverpool. Liverpool, England, 204 p.

MACHADO V. (2003). Modelo sedimentológico-estratigráfico de la secuencia paleozoico en la faja petrolífera del Orinoco, Tesis Especial de Grado, UCV, Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

MÉNDEZ, O. (2003). "Geología del Petróleo". Material mimeografiado para la cátedra de Geología del Petróleo. Facultad de Ingeniería. UCV.

MIJARES, J.F., 1995. Structural interpretation of the Tacata area northwestern Maturín Sub-basin (Eastern Venezuela Basin) Estado Anzoategui-Venezuela. Ph. D. Thesis, University of Tulsa. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 83p.

MONTERO, J. (2007). Aplicación de métodos multivariados para identificar y correlacionar quimiofacies en la Formación cerro pelado (Mioceno), edo. Falcón. Instituto

de Ciencias de la Tierra, Escuela de Matemáticas, Facultad de Ciencias, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

MORENO, L. (1982). Estratigrafía sísmica en Cerro Negro con el objeto de determinar la capacidad en la sísmica convencional en la delineación de cuerpos de arena, PDVSA.

PARNAUD, F. (1995). "Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuela Basin". AAPG Memoir 62, pp.741-756.

PARNAUD, F., GOU I., PASCAL J.C., TRUSKOWSKI I., GALLANGO O. PASSALACQUA H. & F. ROURE, (1995). Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin. En: TANKARD, A., SUAREZ, R. & WELSINK, H. Petroleum Basins of South America. (Eds.). American Association of Petroleum Geologist, Memoir 62. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 741- 756 p.

PERDOMO, C. (2006). Modelo estático integrado de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, del área oeste del Campo Melones aplicando técnicas geoestadísticas, Tesis Especial de Grado, Maestría.

SCHMITZ, M., MARTINS, A., IZARRA, C., JÁCOME, M.I., SÁNCHEZ, J. & ROCABADO, V., 2005. The major features of the crustal structure in north-eastern Venezuela from deep wide-angle seismic observations and gravity modelling. Elsevier Science B.V, Tectonophysics, Vol 399, Issues 1-4, pp 109-124.

SERRA, O. (1986). Fundamentals of well-log interpretation. 2. The interpretation of logging data. Developments in Petroleum Science. 15B. 684 p.

SUMMA, L.L., GOODMAN, E.D., RICHARDSON, M., NORTON, I.O. & GREEN, A.R., (2003). Hydrocarbon system of Northeastern Venezuela: plate through molecular scale-analysis of the genesis and evolution of the Eastern Venezuela Basin. Elsevier Science B.V, Marine and petroleum geology, Vol 20, Issues 3-4, pp 323-349.

VERA, T. (1994). Estratigrafía Principios y Métodos. Rueda. Madrid.

WALKER, R. (1992). Facies Model: Response to Sea Level Change. Geological Assn of Canada. 317 p.

YSACCIS, R., 1997. Tertiary evolution of the northeastern Venezuela offshore. Ph.D Thesis, Rice University. Houston, Texas, U.S.A.

YORIS F., M. OSTOS & L. ZAMORA. (1997). Petroleum Geology of Venezuela. En SCHLUMBERGER SURENCO C.A. Venezuela WEC 1997 Well Evaluation Conference. Jolley Printing Inc, Houston, Cap. I. p. 1-44.

ANEXOS

Tabla 4. Datos químicos de 7 elementos del pozo FG24

Pozo	Unidad	Profundidad	Al (mg/kg)	Ba (mg/kg)	Ca (mg/kg)	Cr (mg/kg)	Fe (mg/kg)	K (mg/kg)	Li (mg/kg)
A	A1	3003'6''	45905	441	786	63	37441	6449	57
A	A1	3151'	94948	456	1948	61	42434	9522	109
A	A2	3153'	181783	730	4272	117	67116	16186	194
A	A2	3155'	87252	80	6713	61	36526	9134	89
A	A2	3157' 2"	115015	667	1928	78	47675	10985	135
A	A2	3158'	79710	127	821	44	14344	2901	116
A	A2	3158' 6"	108076	265	2541	61	50279	7685	129
A	A2	3159' 6"	97073	180	1464	48	40710	6858	118
A	A2	3201'8''	82332	219	30138	88	39574	5853	120
A	A2	3203'	58326	518	20009	70	36093	4576	83
A	A2	3205'	90063	383	17823	92	41911	6667	127
A	A2	3209'	59891	452	11135	64	30777	5467	77
A	A2	3214'	80833	532	7307	76	29909	7744	105
A	A2	3214'10''	122014	422	2361	92	42021	10536	174
A	A2	3216'6''	109771	275	1826	87	49982	10641	173

Tabla 5. Datos químicos de 10 elementos del pozo FG24

Pozo	Unidad	Prof.	Mg (mg/kg)	Mn (mg/kg)	Na (mg/kg)	P (mg/kg)	Si (mg/kg)	Sr (mg/kg)	Ti (mg/kg)	V (mg/kg)	Zn (mg/kg)	Zr (mg/kg)
A	A1	3003'6''	1683	486	2200	249	377175	55	10825	70	211	578
A	A1	3151'	1862	233	2527	401	286579	101	831	645	375	303
A	A2	3153'	3354	198	4324	437	254741	193	1078	1050	309	329
A	A2	3155'	2084	166	2984	281	287521	123	577	634	405	198
A	A2	3157' 2"	2072	173	2778	343	284198	119	772	727	162	236
A	A2	3158'	377	83	3369	185	319063	93	1062	645	30	305
A	A2	3158' 6"	1218	184	2364	166	321054	123	782	899	149	315
A	A2	3159' 6"	986	160	2000	144	321815	86	733	774	134	275
A	A2	3201' 8''	3535	433	2490	327	340931	412	10126	71	101	256
A	A2	3203'	2812	462	2056	258	360279	282	11373	70	547	334
A	A2	3205'	3846	365	2132	300	320519	317	8493	68	2167	207
A	A2	3209'	3108	352	1909	247	365122	270	6222	48	434	212
A	A2	3214'	2506	226	3123	242	345373	248	4965	51	159	185
A	A2	3214' 10''	2096	248	3202	289	302297	126	6337	79	158	232
A	A2	3216' 6''	2018	211	2660	260	304580	106	5886	79	197	219

Tabla 6. Datos químicos de 8 elementos del pozo FG12

Pozo	Unidad	Prof.	Al (mg/kg)	Ba (mg/kg)	Ca (mg/kg)	Cr (mg/kg)	Fe (mg/kg)	K (mg/kg)	Li (mg/kg)	Mg (mg/kg)
B	B1	2243'	117417	237	708	115	40802	11370	123	2804
B	B1	2244'	122274	185	8653	119	49849	10385	130	2583
B	B1	2245'	117543	160	8726	142	53946	4526	112	1847
B	B1	2246'	107000	195	5744	90	78805	8486	111	2807
B	B1	2247'	117921	251	940	107	42416	10024	131	2413
B	B1	2248' 6''	137420	198	489	101	16297	7523	212	1631
B	B1	2249'	54882	154	39	43	6644	5003	65	665
B	B1	2318'	107251	259	1199	263	35839	10775	158	2239
B	B1	2319'	122091	224	837	76	35496	10979	161	1950
B	B1	2319' 10''	107889	208	802	75	32962	9718	147	1813
B	B1	2373'	106240	250	5223	80	50287	11611	140	7493
B	B1	2373' 5''	163346	268	888	80	14508	12240	219	1881
B	B1	2374'	104065	120	15881	58	67221	5839	123	1448
B	B1	2374' 9''	161580	703	2722	104	39264	14582	196	2930
B	B1	2375' 6''	119123	150	476	46	10292	5927	125	875
B	B1	2376'	108924	73	563	63	10197	2874	167	796
B	B1	2377'	75466	185	881	154	12333	6059	93	1003
B	B1	2430'	117708	207	911	67	32120	8806	186	1547
B	B1	2431'	112085	243	899	69	31989	10516	174	1741
B	B1	2431' 10''	140944	253	790	72	21727	10118	245	1859
B	B1	2432'	98213	236	7348	167	115304	8096	187	2233
B	B1	2433'	106586	199	3093	114	86107	8429	203	1668

Tabla 7. Datos químicos de 8 elementos del pozo FG12

Pozo	Unidad	Prof.	Al (mg/kg)	Ba (mg/kg)	Ca (mg/kg)	Cr (mg/kg)	Fe (mg/kg)	K (mg/kg)	Li (mg/kg)	Mg (mg/kg)
B	B2	2491´	96501	257	619	98	36765	11569	126	1817
B	B2	2492´9´´	68093	228	1525	93	28720	9105	82	1549
B	B2	2493´	100366	251	753	72	32651	12081	126	1805
B	B2	2494´	85458	285	1464	163	38445	11156	112	1925
B	B2	2544´	49175	125	875	239	38186	3203	47	913
B	B2	2545´	54051	132	1854	151	45398	4121	72	1093
B	B2	2546´	56364	163	1999	288	45327	5410	77	1351

Tabla 8. Datos químicos de 9 elementos del pozo FG12

Pozo	Unidad	Prof.	Mn (mg/kg)	Na (mg/kg)	P (mg/kg)	Si (mg/kg)	Sr (mg/kg)	Ti (mg/kg)	V (mg/kg)	Zn (mg/kg)	Zr (mg/kg)
B	B1	2243'	163	5414	209	312975	122	5686	80	120	178
B	B1	2244'	184	15890	206	300804	384	5368	109	97	203
B	B1	2245'	27	34111	157	251441	708	690	1796	150	689
B	B1	2246'	345	14258	175	300055	310	4935	78	183	201
B	B1	2247'	415	4892	200	304406	100	5779	73	88	154
B	B1	2248'6''	88	5623	190	312350	82	8798	67	200	290
B	B1	2249'	157	1695	106	390854	32	8145	48	48	300
B	B1	2318'	192	4652	227	324485	127	6540	80	135	297
B	B1	2319'	160	4729	214	310960	108	6631	78	106	278
B	B1	2319'10''	165	5766	205	321650	125	7807	77	102	316
B	B1	2373'	203	4260	357	306159	146	771	769	108	217
B	B1	2373' 5''	99	3642	241	310695	87	1041	741	54	276
B	B1	2374'	77	33682	155	128365	484	334	1532	475	597
B	B1	2374' 9''	155	2983	401	289965	170	917	1000	171	249
B	B1	2375' 6''	62	2219	146	287877	55	782	462	33	195
B	B1	2376'	37	2734	166	170140	69	602	516	108	157
B	B1	2377'	129	2755	140	364710	50	950	548	21	313
B	B1	2430'	112	3997	229	311312	98	9791	80	110	296
B	B1	2431'	108	3779	242	328942	94	8465	75	166	288
B	B1	2431'10''	103	6266	232	303062	89	8621	76	92	263
B	B1	2432'	123	8888	219	260044	402	6068	116	839	364
B	B1	2433'	91	6244	201	289053	268	6199	162	188	334

Tabla 9. Datos químicos de 9 elementos del pozo FG12

Pozo	Unidad	Prof.	Mn (mg/kg)	Na (mg/kg)	P (mg/kg)	Si (mg/kg)	Sr (mg/kg)	Ti (mg/kg)	V (mg/kg)	Zn (mg/kg)	Zr (mg/kg)
B	B2	2491'	304	3589	198	333756	83	10035	92	131	488
B	B2	2492'9''	247	2751	163	366216	68	10850	77	149	530
B	B2	2493'	247	3201	183	381919	76	9633	85	104	389
B	B2	2494'	263	4920	172	342166	81	9921	92	404	485
B	B2	2544'	141	3648	91	356898	37	9849	55	191	187
B	B2	2545'	159	5839	117	365729	90	8667	88	84	254
B	B2	2546'	187	6413	139	367051	103	9561	98	67	304