

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

Fernanda Gracia<sup>1\*</sup>, Lenin González<sup>1\*\*</sup>, Mauricio Hernandez<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidad Central de Venezuela, Fac. de Ing. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geología.

<sup>2</sup> Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo, INTEVEP.

\*[fergraes.2612@gmail.com](mailto:fergraes.2612@gmail.com), \*\*[lenin.gonzalez@ucv.ve](mailto:lenin.gonzalez@ucv.ve)

### RESUMEN

Se realizó un estudio sedimentológico y estratigráfico del Miembro Morichal de la Formación Oficina (Mioceno Temprano) Bloque Carabobo. A partir de descripción de los núcleos FG12 y FG24 (240 y 137' de espesor) respectivamente, selección de muestra para análisis químicos y la incorporación de 22 pozos con registros eléctricos se llevo a cabo el estudio. El análisis sedimentológico del Miembro Morichal permitió sub dividirlo en tres unidades denominadas A-B, B-C y C-D. Se interpretó ambientes fluviales con sus depósitos de canales, llanuras de inundación y zonas de borde o dique natural. 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. Las características sedimentológicas y las quimiofacies dieron respuesta coherente con la interpretación sedimentológica.

*Palabras Clave: Modelo sedimentológico, Bloque Carabobo, Miembro Morichal, Quimiofacies, Mapas de isopropiedades*

### ABSTRACT

A sedimentological and stratigraphic study of the Morichal Member of the Office Formation (Miocene Early) Carabobo Block was carried out. From the description of the cores FG12 and FG24 (240 and 137' thickness) respectively, sample selection for chemical analysis and the incorporation of 22 wells with electrical records was carried out the study. The sedimentological analysis of the Morichal Member allowed sub dividing it into three units named A-B, B-C and C-D. Fluvial environments were interpreted with their deposits of channels, floodplains and zones overbank or natural levee. A chemical characterization was carried out for each main well, through elemental profiles and dendrograms of major elements of chemical data obtained under *Inductively Coupled Plasma* (ICP), in which the concentrations of these elements were evaluated and three chemofacies were defined for each well. . The sedimentological characteristics and the chemofacies gave a coherent response with the sedimentological interpretation.

*Keywords: Sedimentological model, Carabobo Block, Morichal Member, Chemofacies, Isopach maps*

#### SECRETARÍA DE LAS JORNADAS.

Coordinación de Investigación .Edif. Física Aplicada. Piso 2. Facultad de Ingeniería.  
Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 1053  
Telf.: +58 212-605 1644 | <http://www.ing.ucv.ve>

## 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 [2 y 5]. 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.

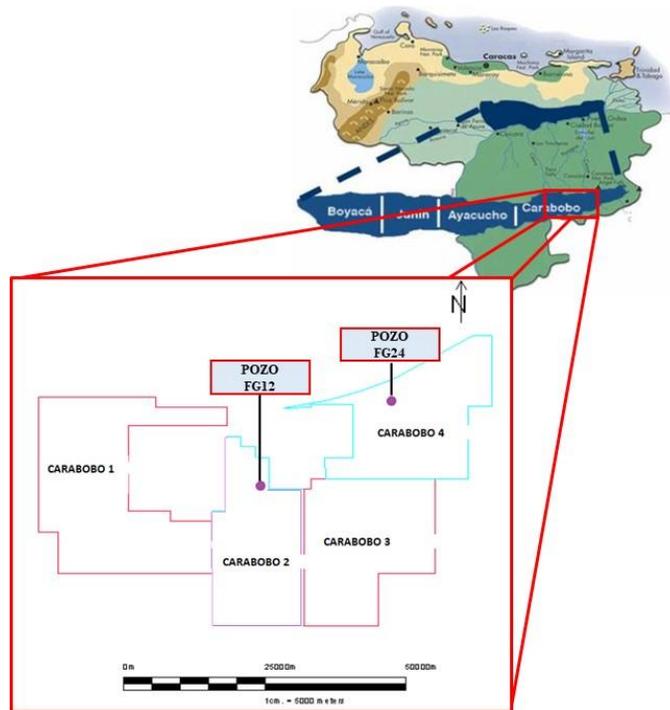
Para este estudio se elaborará un modelo sedimentológico y estratigráfico entre dos campos aledaños de la F.P.O., a través de generación de columnas estratigráficas, perfiles quimioestratigráficos y mapas de isopropiedades.

La Cuenca Oriental está ubicada en la zona centro-este de Venezuela, y comprende aproximadamente 165.000 km<sup>2</sup> [1]. 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 km<sup>2</sup>. 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 km<sup>2</sup> (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.

La Formación Oficina consiste en 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 [3].

El objetivo general de esta investigación es analizar sedimentológicamente y estratigráficamente los pozos FG12 y FG24, Miembro Morichal del Campo Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para llevar a cabo este objetivo se deben cumplir varios específicos que contempla describir núcleos, interpretar las facies sedimentarias, agrupar las facies e interpretar ambientes sedimentarios, realizar correlaciones estratigráficas entre los diferentes registros eléctricos,

incorporar los datos químicos y realizar el cartografiado de cada aspecto para desarrollar un modelo sedimentológico y estratigráfico.



**Figura 1.** Ubicación de la zona de estudio

## METODOLOGÍA

La metodología empleada en este trabajo fue dividida en cuatro fases (Figura 2). Fase de revisión bibliográfica donde se logró recopilar información referente a los diferentes estudios realizados en la zona así como los datos necesarios para llevar a cabo el análisis. Fase de laboratorio u oficina donde se pudo adquirir la información y procesar datos desde la descripción de los núcleos de cada pozo (FG12 y FG24) y construir las hojas sedimentológica con la ayuda del programa *Apple Core 10* e identificación de las facies sedimentarias. Fase de procesamiento de datos con la incorporación de los 24 registros eléctricos y el análisis químico, se procesaron con el programa *Petrel* y la parte estadística con *MVSP* respectivamente. La fase de interpretación y discusión concluye con toda la integración de la información disponible y generada en este estudio.

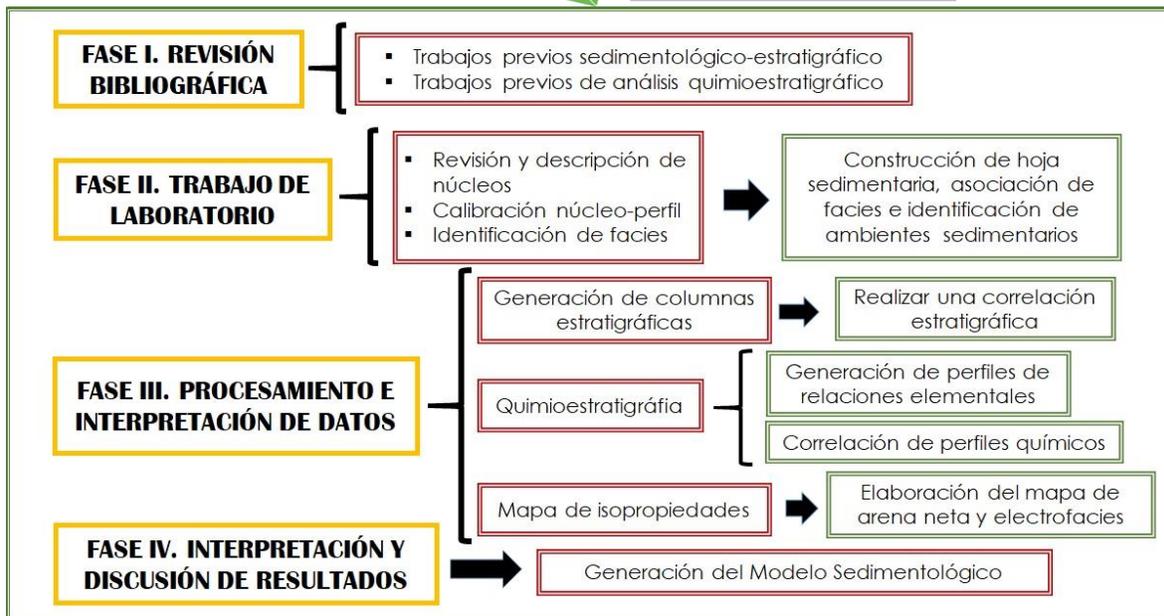


Figura 2. Esquema metodológico.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

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 [1]. 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 involucradas y a su vez la asociación de facies para las mismas unidades (Figura 3).

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 [6].

La descripción de las unidades estratigráficas agrupadas en los pozos y su respectiva correlación se detalla a continuación:

### 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 forma de cilindro [4], que obedece a la litología descrita en el núcleo, lo cual son secuencias espesas de areniscas limpias, 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.

**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'.

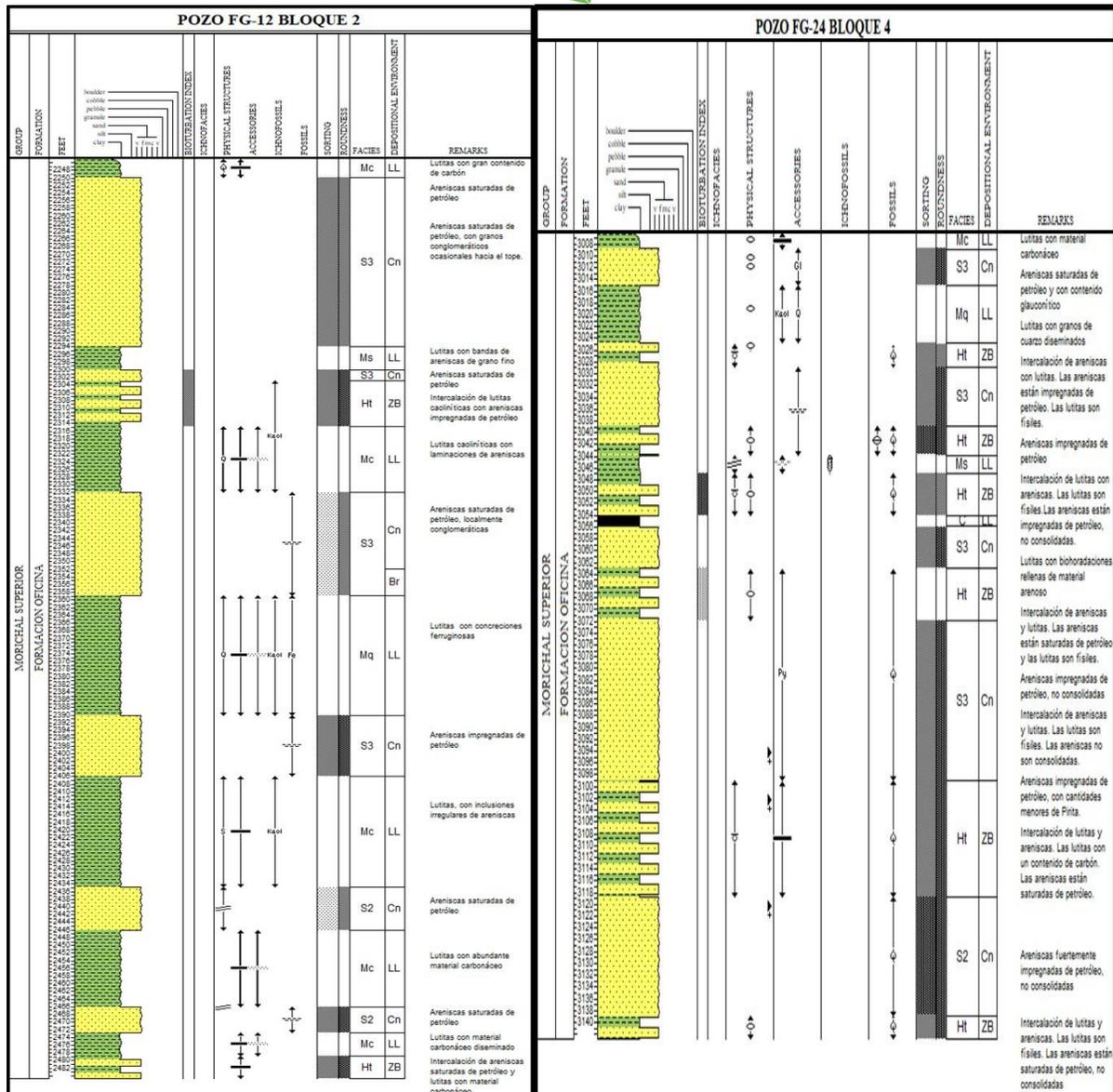
**Unidad C-D:** La tendencia de la curva de *Gamma Ray* es variada, se alternan zonas irregulares con cilindros, predominando aun así los intervalos irregulares con espesores de 20 a 30' con valores entre 60 y 80 *API*, correspondiente a lutitas, asociando la respuesta de los registros con la litología 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[4].

#### **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 [4].

**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.

**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*.



**Figura3.** Hojas sedimentológicas de las descripciones de núcleos. A la izquierda pozo FG12 y a la derecha pozo FG24.

### Análisis químico

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. 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, en otras palabras tenemos mayor aporte arenoso hacia el pozo FG12 y mas arcilloso al pozo FG24. En cuanto a 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 (Figura 4).

En el gráfico de la figura 5, 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 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.

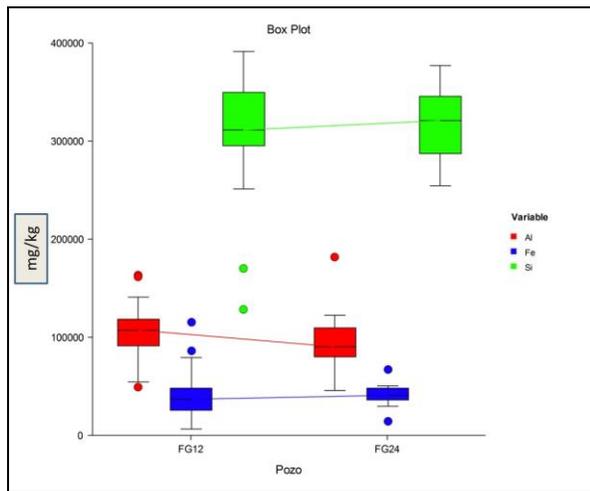


Figura 4. Box plots de Al, Fe y Si

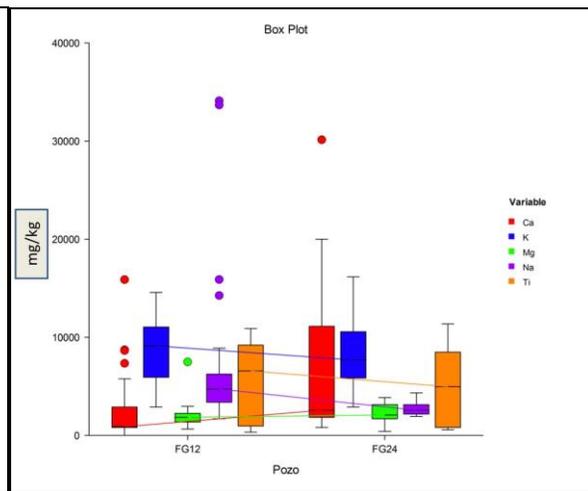
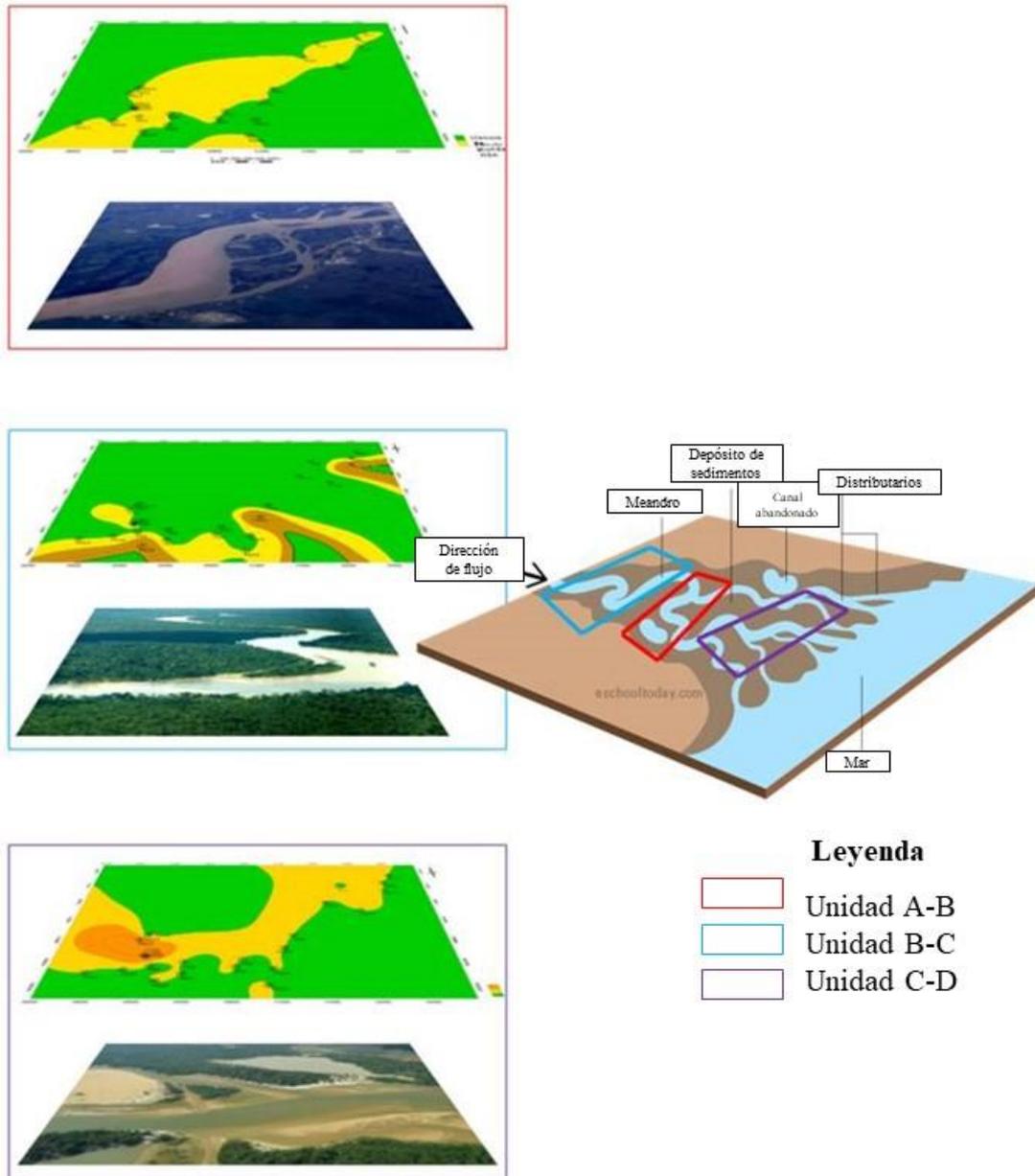


Figura 5. Box plots de Ca, K, Mg, Mn y Ti

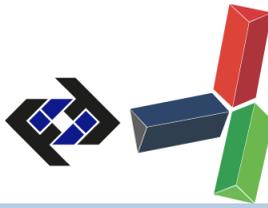
### Modelo sedimentológico

Al evaluar todas las características estudiadas, la secuencia litológica está dominada por la influencia siliciclástica (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 (Figura 6). 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.



**Figura 6.** Representación del modelo sedimentológico



## CONCLUSIONES

Se pudo determinar las diferentes facies fluviales a lo largo de la interpretación de los pozos FG12 y FG24, para lo cual fueron comunes Mc y Ms, S2, S3, Ht.

Para los pozos FG12 y FG24 se propone un tipo de ambiente fluvio-deltaico, en el Miembro Morichal Superior en el que se definieron tres secuencias litológicas: A-B, B-C y C-D

Las secciones estratigráficas permitieron determinar la geometría de los diferentes cuerpos depositacionales (Cn, Ll, ZB y Br).

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.

A través de los mapas de isopropiedades realizados para cada unidad, se muestran los procesos de avance y retroceso del mar con su influencia en el modelo de sedimentación.

## REFERENCIAS

- [1] Di Croce, J. (1999) Sequence Stratigraphy of the Eastern Venezuelan Basin. Caribbean Basins. Sedimentary Basins of the world, 4. Elsevier Science, Ansterdanm, p 419-476
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] Serra, O. (1986). Fundamentals of well-log interpretation. 2. The interpretation of logging data. Developments in Petroleum Science. 15B. 684 p
- [5] 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.
- [6] Walker, R. (1992). Facies Model: Response to Sea Level Change. Geological Assn of Canada. 317 p.