

IDENTIFICACIÓN DE PROSPECTOS PETROLEROS MEDIANTE ANÁLISIS DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LOS BLOQUES CARABOBO 1 Y 2, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, VENEZUELA

*MEDEROS IGNACIO*¹, *FALCÓN RAFAEL*² & *CALVO ARTURO*³

¹ Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geofísica. Laboratorio de Interpretación del Subsuelo.

² Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geología

³ PDVSA Oriente

e-mail: imederos30@gmail.com

Recibido: mayo 2015

Aprobado para publicación: diciembre 2015

RESUMEN

Con el propósito de determinar nuevos prospectos exploratorios en los bloques Carabobo 1 y 2, se utilizaron los registros eléctricos y radioactivos necesarios de 58 pozos para la elaboración y el análisis de mapas de isopropiedades petrofísicas (densidad, gamma ray, resistividad, porosidad efectiva, etc.), contando además con un núcleo en el pozo PCN11 ubicado en la zona central del bloque Carabobo 2. Los resultados obtenidos revelan la definición de los topes formacionales de las formaciones (Freites, Oficina: Miembro Informal Morichal Inferior, Medio y Superior). También se determinaron cuatro superficies estratigráficas importantes bien marcadas. Estas coinciden con los topes formacionales definidos. Mediante los topes formacionales, las líneas sísmicas y registros de pozos se realizó la interpretación de horizontes de cada una de las formaciones, finalizando con la construcción del modelo estructural del área de la investigación, resultando ser una configuración estructural homoclinal con buzamiento bajo de 2° a 4°, conformando un acuñaamiento de los estratos al este y sur de los bloques. El mismo presenta fallas del tipo normal de rumbo aproximadamente norte-sur y este-oeste, las cuales presentan saltos de 120 pies al norte y 20 pies al sur, generando un efecto deformante que controla la orientación de las estructuras desde el basamento ígneo-metamórfico del Cratón de Guayana hasta la Formación Freites. A partir de la correlación de los topes litoestratigráficos se elaboraron mapas de tendencias depositacionales (arena neta, arena neta petrolífera, porosidad y arcillosidad), así como los mapas isopacos de cada formación que sirvieron finalmente para la proposición de cuatro nuevos prospectos exploratorios.

Palabras clave: estratigrafía, secuencia estratigráfica, registros de pozos, bloque Carabobo, mapas de isopropiedades y de isopropiedades petrofísicas

IDENTIFICATION OF OIL THROUGH LITERATURE ANALYSIS OF PETROPHYSICAL ISOPROPERTY MAPS IN CARABOBO 1 AND 2 BLOCKS, ORINOCO OIL BELT, VENEZUELA

ABSTRACT

In order to identify new exploration prospects in the Carabobo 1 and 2 blocks, the required electrical and radioactive logs of 58 wells were used for the development and analysis petrophysical isproperty maps (density, gamma ray, resistivity, effective porosity, etc.), additionally displaying a core in well PCN11 which is located in the central area of Carabobo Block 2. Results obtained show the definition of the formations tops (Freites, Office: Informal Member at Lower, Middle and Upper Morichal). Four major distinct stratigraphic surfaces were also well determined. These surface match the defined seismic horizons. By means of the formation tops, seismic lines and well logs the interpretation of horizons of each of the formations was carried out leading to the construction of the research area structural model which proved to be a structural configuration homoclinal low dip of 2° to 4°, forming a wedge strata to the east and south of the blocks. It presents faults of the normal rate of approximate north-south and east-west direction, which show jumps of 120 feet to the north and 20 feet to the south, generating a strong deformation effect that controls the orientation of the structures from the igneous basement -metamorphic Guayana Craton to the Freites Formation. Drawn from the correlation of lithostratigraphic maps

tops, maps of depositional trends were elaborated (net sand, net oil, porosity and clay content) as well as the isopach maps for each formation, which ultimately served to suggest four new exploratory prospects.

Keywords: stratigraphy, stratigraphic sequence, logs, Carabobo block, maps and petrophysical isoproperties

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Oriental de Venezuela constituye la segunda cuenca petrolífera de América del Sur, situada al centro-este de Venezuela, y abarca los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro. Los campos petrolíferos de esta cuenca comparten características estratigráficas y estructurales similares, siendo la Formación Oficina la principal roca productora. La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra ubicada al sur de la cuenca y está subdividida en cuatro bloques denominados: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo; el bloque de interés en esta investigación es el bloque Carabobo, el cual se encuentra ubicado al este de la cuenca, limitado al sur por el río Orinoco, al este

por la plataforma del delta del río Orinoco y al oeste por el lineamiento de El Baúl. El Bloque Carabobo ha sido subdividido operacionalmente en dos subcuencas: la de Guárico y la de Maturín (Yoris y Ostos, 1997).

El Bloque Carabobo (figura 1) se subdivide en cuatro bloques operacionales en donde se presentan rocas que abarcan edades desde el Precámbrico al reciente, éstas fueron afectadas por distintos períodos de tectonismo de carácter regional. Este 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.

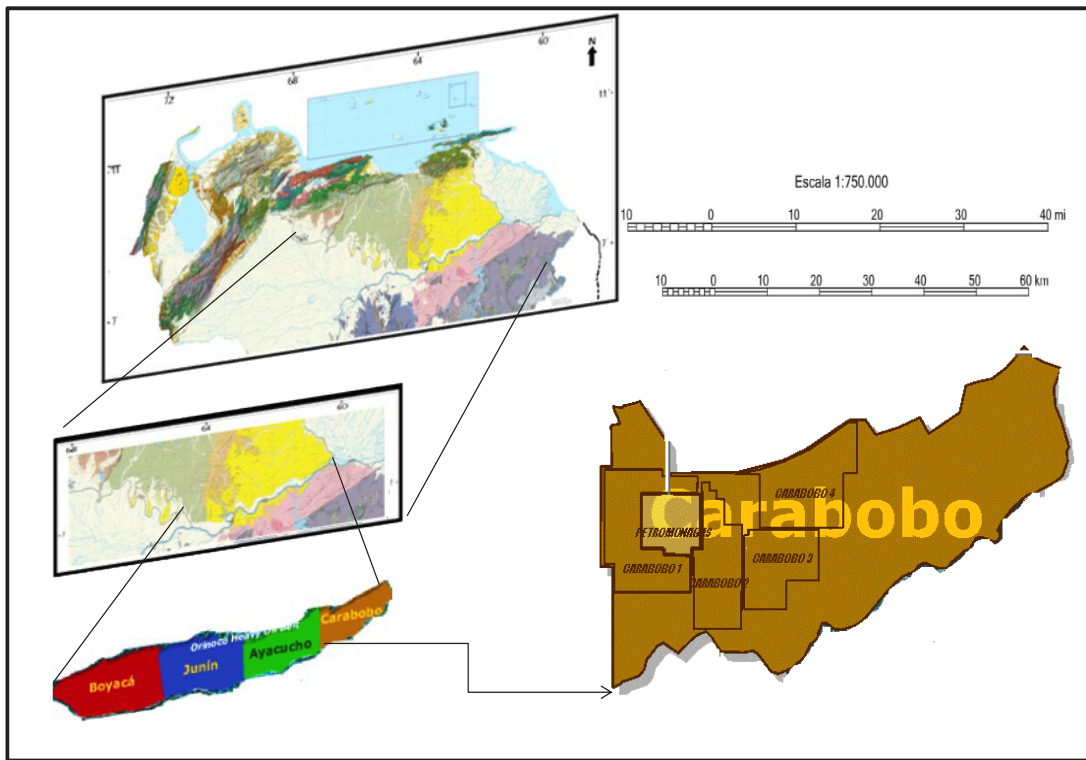


Figura 1. Mapa geológico de Venezuela (ubicación del Bloque Carabobo en la Cuenca Oriental). (USGS, 2006 y Talwani, 2002) (Tomado de Calvo, 2008) (Modificado por Mederos, I. 2015)

De los cuatro bloques operacionales, los bloques Carabobo 1 y 2, son los objetivos de estudio en esta investigación, cuyo el propósito es evaluar mediante análisis de mapas de isopropiedades la posibilidad de determinar prospectos exploratorios a través del análisis de mapas de espesores, de arena neta, arena neta petrolífera, arcillosidad y porosidad efectiva.

Se tomaron en cuenta los parámetros estructurales-estratigráficos del campo, con la finalidad de mantener el control sobre el modelo de plataforma, de los cuales se obtuvo un modelo de plataforma de pendiente baja, con características y evidencias de un ambiente fluvio deltáico con tendencias depositacionales laminares y de contactos laterales.

GEOLOGÍA DEL ÁREA

A una escala regional, la estratigrafía de la zona es sencilla y está constituida por las formaciones: Merecure (Oligoceno-Mioceno Temprano), Oficina (Mioceno Temprano a Medio), Freites (Mioceno Tardío), Las Piedras (Mioceno-Plioceno) y Mesa (Pleistoceno). Siendo la formación más importante, debido a su interés económico como reservorio, la Formación Oficina, descrita como intercalaciones de arenas y lutitas. González de Juana *et al.* (1980) definen esta formación como intercalaciones de lutitas de colores grisáceo oscuro con arenas y limolitas interestratificadas, de colores claros y granos de fino a grueso. Se extiende en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San

Joaquín y en las cercanías del Campo Cerro Pelado. El contacto suprayacente de la formación es concordante con la Formación Freites.

La cobertura sedimentaria de la cuenca, por su parte, es característica de ambiente fluvio-deltaico continental como se observa en las correlaciones estratigráficas (figuras 2 y 3), en donde se distinguen parasecuencias granocreciente y granodecreciente, con presencia de arenas arcillosas y delgadas propias de estos ambientes. Lo que se sostiene en las afirmaciones de González de Juana *et al.* (1980), quienes consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos son comunes.

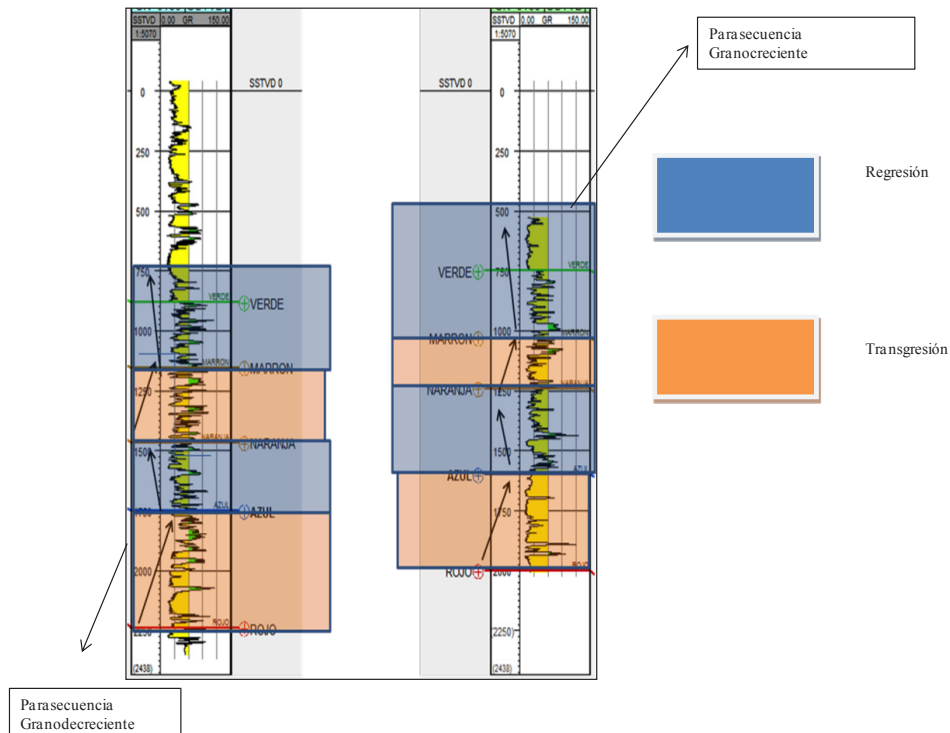


Figura 2. A partir de registros radioactivos de rayos gamma, los eventos transgresivos-regresivos se identifican en pozos en el centro-este del bloque Carabobo 2, donde se observan los patrones de ascensos y descensos del nivel del mar tipo del campo Carabobo (Verde = Freites; Marrón = Morichal Superior; Naranja = Morichal medio; Azul = Morichal inferior; Rojo = Basamento). Las franjas azules representan los eventos regresivos, las franjas rojas representan los eventos transgresivos y la profundidad de los registros es en pies

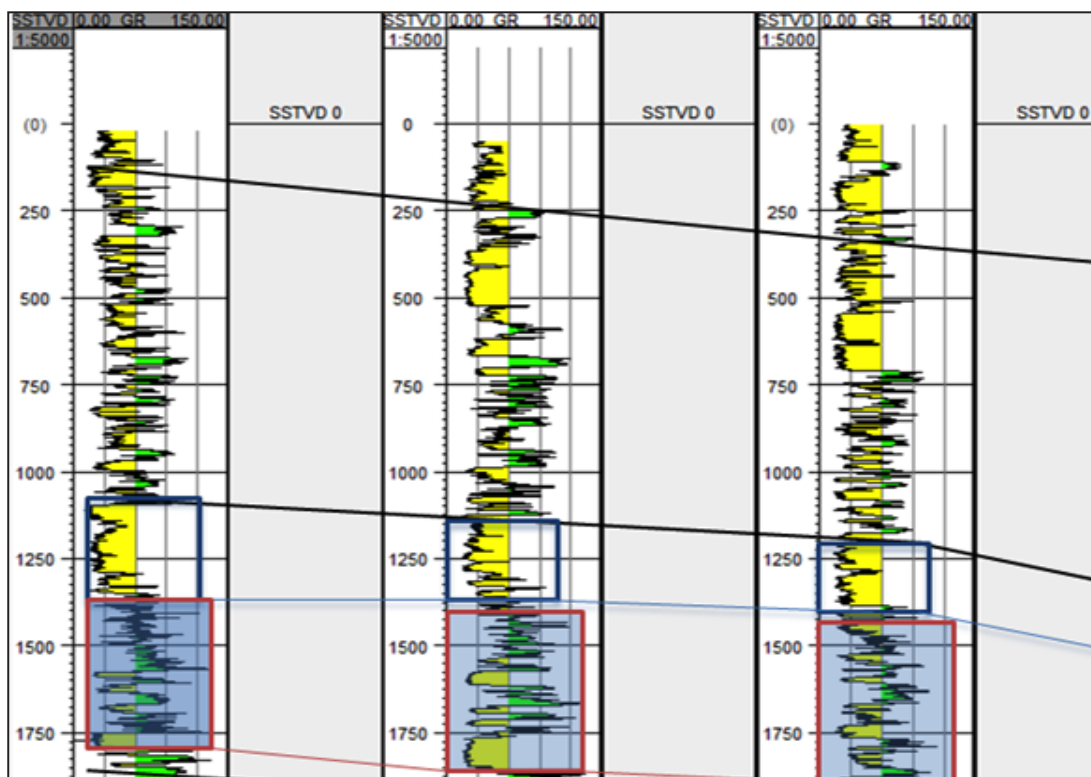


Figura 3. Conjunto de registros radioactivos de rayos gamma donde se distingue ambiente deltáico identificado en el perfil E-O región central al sur de los bloques Carabobo 1 y 2 (zonas de canal distributarios (cuadros azules); zonas de llanuras deltáicas y barras de desembocadura (cuadros rojos degradados); prodelta (zona inferior limitada por la línea negra)

Embebidas entre estos estratos se encuentran estructuras lenticulares constituidas por arenas finas, arenas arcillosas y arenas limosas, que suelen ser idóneas para la acumulación de hidrocarburos, sobre todo si estos lentes están rodeados por estratos de sedimentos más finos que las arcillas. Estas estructuras lenticulares presentan pocos pies de espesor, de aproximadamente 150 a 250 pies, mientras que las arenas laminares o arcillas pueden tener varios pies de largo, entre 656 pies a 1148 pies de largo y poseen variación lateral en el tamaño de grano desde arenas en un extremo hasta arcillas en el otro.

La configuración geológica descrita hace suponer que el sistema de retención de hidrocarburos que se encuentra en los bloques Carabobo 1 y 2 es bastante complejo desde el punto de vista estratigráfico, ya que es posible ver la presencia de diferentes zonas de arenas con hidrocarburos sin conexión aparente entre sí. La extensión lateral puede estar formada por cuerpos de arenas con hidrocarburos libres cerca de la superficie, que migraron debido a la ausencia de una capa confinante de baja permeabilidad (arcilla o arena arcillosa) a lo largo de todo el bloque en el tope de la secuencia sedimentaria.

MÉTODO DE TRABAJO

Se partió de la necesidad de generar los registros de pozos de porosidad efectiva, arcillosidad (V_{sh}), de arena neta y arena neta petrolífera con el fin de obtener los mapas de isopropiedades que permitan visualizar una mejor interpretación de los prospectos.

Para ello se procedió, a partir del registro radioactivo de rayos gamma, al cálculo del registro de arcillosidad, mediante la ecuación siguiente:

$$V_{sh} = \frac{GR_{leído} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

En las relaciones anteriores, GR leído es la lectura de Rayos Gamma de la formación, GRmin es el valor mínimo leído (arena limpia) y GRmax es el valor máximo leído (lutitas).

Luego, se procedió al cálculo de la porosidad a partir de los registros radioactivos de densidad de cada pozo, utilizando la ecuación de la porosidad proveniente de parámetros de densidad, como se muestra en la ecuación siguiente.

$$\phi = \rho(\text{matriz}) - \rho(\text{registro}) / \rho(\text{matriz}) - \rho(\text{fluido}) \quad (2)$$

Las rocas más comunes de los yacimientos son: areniscas (densidades de matriz 2,65 g/cm³), caliza (densidades de matriz 2,71 g/cm³) y dolomía (densidades de matriz 2,87 g/cm³). Estos valores de densidad de la matriz son utilizados para computar los valores de porosidad a partir de los registros de densidad. Normalmente, la densidad del fluido es el otro dato de entrada, el del agua de 1,03 g/cm³ (Smithson, 2013). Por lo cual se consideraron densidades de yacimientos de 1,03 g/cm³ para el fluido. Y una densidad de matriz de 2,65 g/cm³, siendo éstos los valores típicos para los campos Orientales de la Faja Petrolífera del Orinoco (Rivera, 2004).

Luego de generado el registro de Porosidad Total, se estimó el registro de Porosidad Efectiva para cada pozo, con el fin de garantizar el análisis de los poros interconectados y así discriminar las zonas con mayor posibilidad de conductividad, para el cual se utilizó la ecuación de porosidad efectiva que se muestra a continuación:

$$\phi(\text{efectiva}) = \phi(\text{Total}) \times (1 - Vsh) \quad (3)$$

En las relaciones anteriores, ϕ (porosidad) y Vsh el registro de arcillosidad, obtenido en la ecuación 1 a partir del registro de rayos gamma.

Luego de generados los registros, se procede a la creación de registros continuos (atributos) de los registros radioactivos (rayo gamma), eléctricos (resistividad) y los elaborados a partir de las ecuaciones previas.

Una vez culminada la fase anterior, obtenidos los registros de interés petrofísico y mediante las electrofacies que es la descripción e interpretación de facies de cuerpos tridimensional de sedimentos, mediante su génesis (proceso ambiental) inferida de su composición, petrografía, geometría externa, estructura sedimentaria y contenido orgánico, se correlacionan las unidades sedimentarias. Se construyeron los mapas de isopropiedades de los espesores

de los yacimientos Morichal Superior, Morichal Medio, Morichal Inferior y Freites, con el objetivo de establecer la distribución areal, continuidad lateral y geometría de las diferentes unidades sedimentarias en cada superficie y la determinación de posibles zonas de arenas petrolíferas, con la finalidad de identificar los prospectos.

Para la elaboración de los mapas isolíticos, se utilizaron los registros radioactivos de densidad, de rayos gamma y los registros eléctricos de resistividad profunda de los pozos, recurriendo a un total de cincuenta y ocho pozos del área de investigación que contienen los registros mencionados. De igual forma se generaron los mapas de porosidad efectiva y de arcillosidad (Vsh).

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para caracterizar petrofísicamente las arenas de los bloques Carabobo 1 y 2, se evaluaron los pozos que se encuentran dentro de los yacimientos para un total de setenta y cuatro pozos, de los cuales solo cincuenta y ocho poseen el total de los registros radioactivos de densidad, rayos gamma y los registros eléctricos de resistividad profunda. Con esta muestra se realizó el análisis basándose en los métodos de Serra (1985) y Serra y Baldwin (1986). La representación posterior de éstos, hace posible la elaboración de mapas de isopropiedades, resaltando características de la roca como unidad de almacenamiento, a fin de definir el área de las variaciones del intervalo estudiado en relación con las facies sedimentarias interpretadas.

Mapas de arena neta (AN): Se obtuvieron a partir de un punto de corte del registro de rayo gamma al 50% de su rango de valores y posteriormente a todos los registros de rayo gamma de los pozos se obtuvo una distribución continua de la propiedad, con la cual se tiene una apreciación aproximada de la geometría de los cuerpos existentes en el área. De dicho análisis, se obtuvieron espesores de arena neta de 50 pies a 750 pies como valor máximo de espesor. En la Formación Oficina, miembros Morichal Inferior y Superior se encontraron los mayores espesores de arena neta entre 350 a 750 pies.

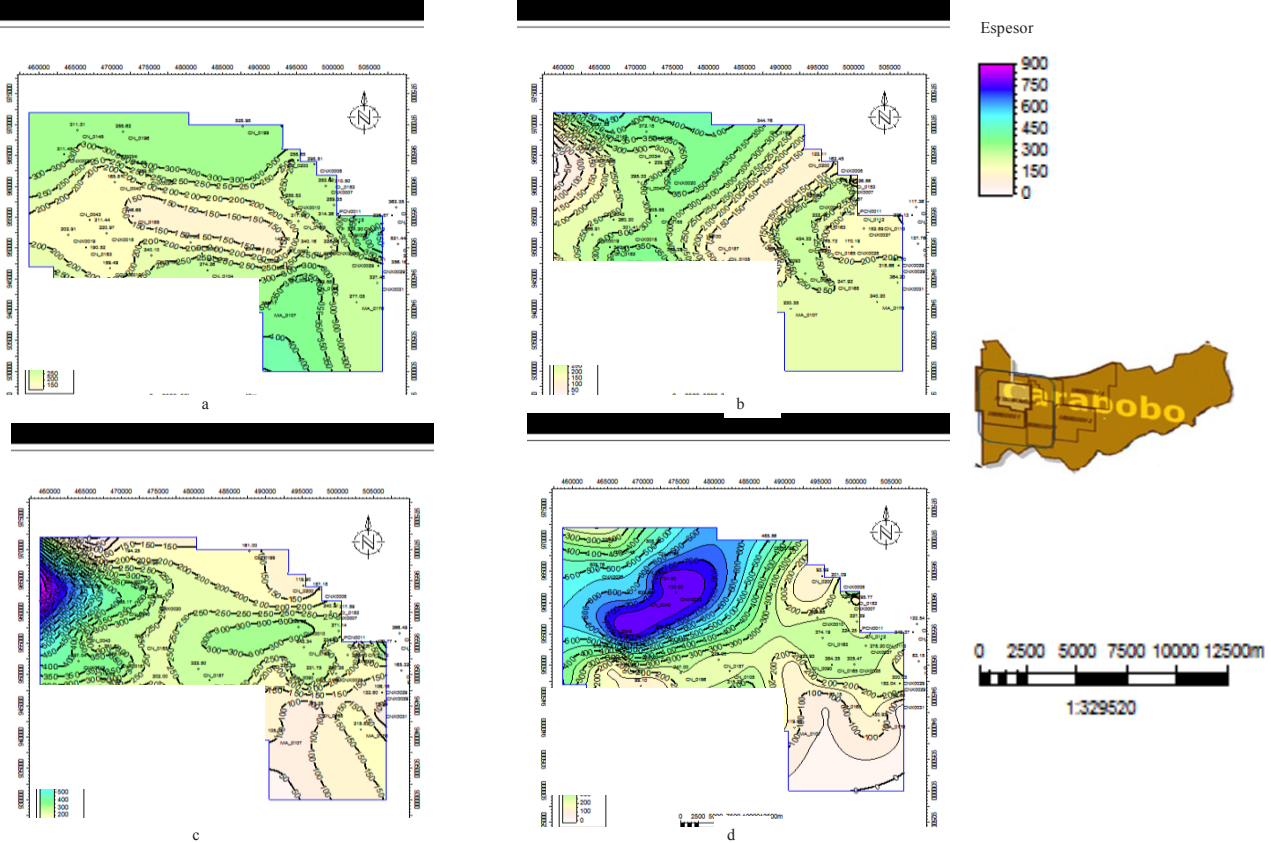


Figura 4. Mapas de Arena Neta de las unidades litoestratigráficas: Formación Freites (a); Formación Oficina Miembros: Morichal Superior (b); Morichal Medio (c); Morichal Inferior (d). El Cuadro Azul representa los bloques de estudio

Mapas de arena neta petrolífera (ANP): Se obtuvieron a partir de un doble condicionamiento vinculando dos registros: el primero es del punto de corte del registro de rayo gamma al 50% de su rango de valores y del registro de resistividad profunda con un corte de valores mayores a 100 ohm x m, esto para garantizar que a partir de la distribución continua de la propiedad se encuentren las zonas con arena

con contenido de hidrocarburo. Así se logra identificar las arenas que pueden ser consideradas como productoras de hidrocarburos. De dicho análisis se obtuvieron espesores de 80 pies a 230 pies con promedios de 150 pies a 200 pies para el bloque, comparando estas zonas de mayor desarrollo con los mapas de arena neta (figura 5).

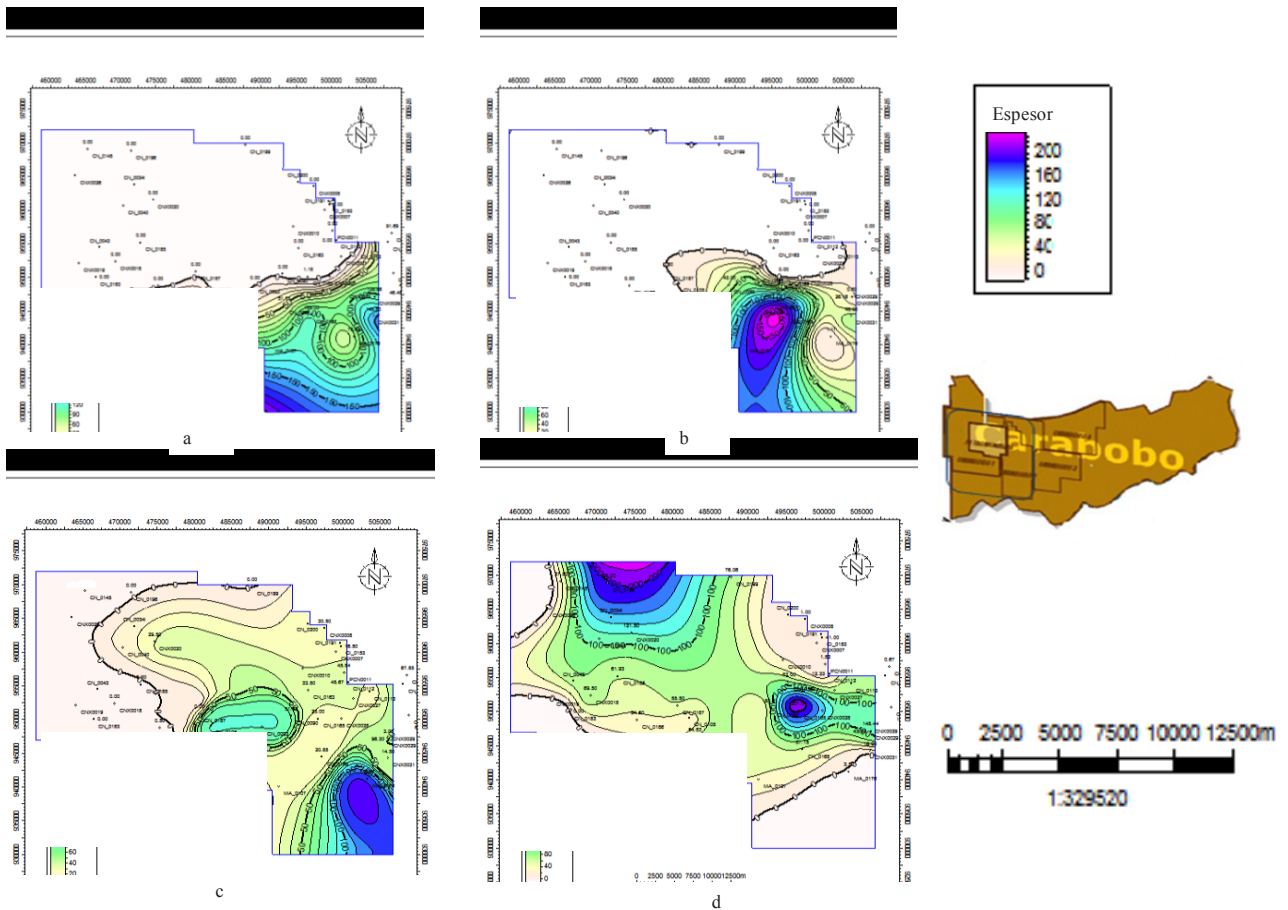


Figura 5. Mapas de Arena Neta petrolífera de las unidades litoestratigráficas: Formación Freites (a); Formación Oficina Miembros: Morichal Superior (b); Morichal Medio (c); Morichal Inferior (d). El cuadro azul representa los bloques de estudio

Mapas de porosidad efectiva: Se observan valores de porosidad de 15% a 35% que, al ser comparados con valores promedios de porosidad del área (tabla 1), se asemejan a los promedios de porosidad manejados en estudios previos (Lander, 2014, comunicación personal) de los campos de

la Faja Petrolífera del Orinoco. Entre las características encontradas se definen patrones con altas porosidades al sureste y se observan de igual manera patrones similares con dirección norte-sur. Siendo éstos característicos de valores en los depocentros de canales distributarios.

Tabla 1. Valores de Parámetros petrofísicos de prospectos definidos

Parámetro	Mínimo	Máximo
Porosidad	5%	35%
Arcillosidad (V_{sh})	5%	40%

Al observar las cuatro unidades litoestratigráficas definidas se pueden determinar altas porosidades en las direcciones antes descritas, envueltas en porosidades bajas, siguiendo

un comportamiento similar al de un ambiente fluvio deltáico, en la parte del prodelta (figura 6).

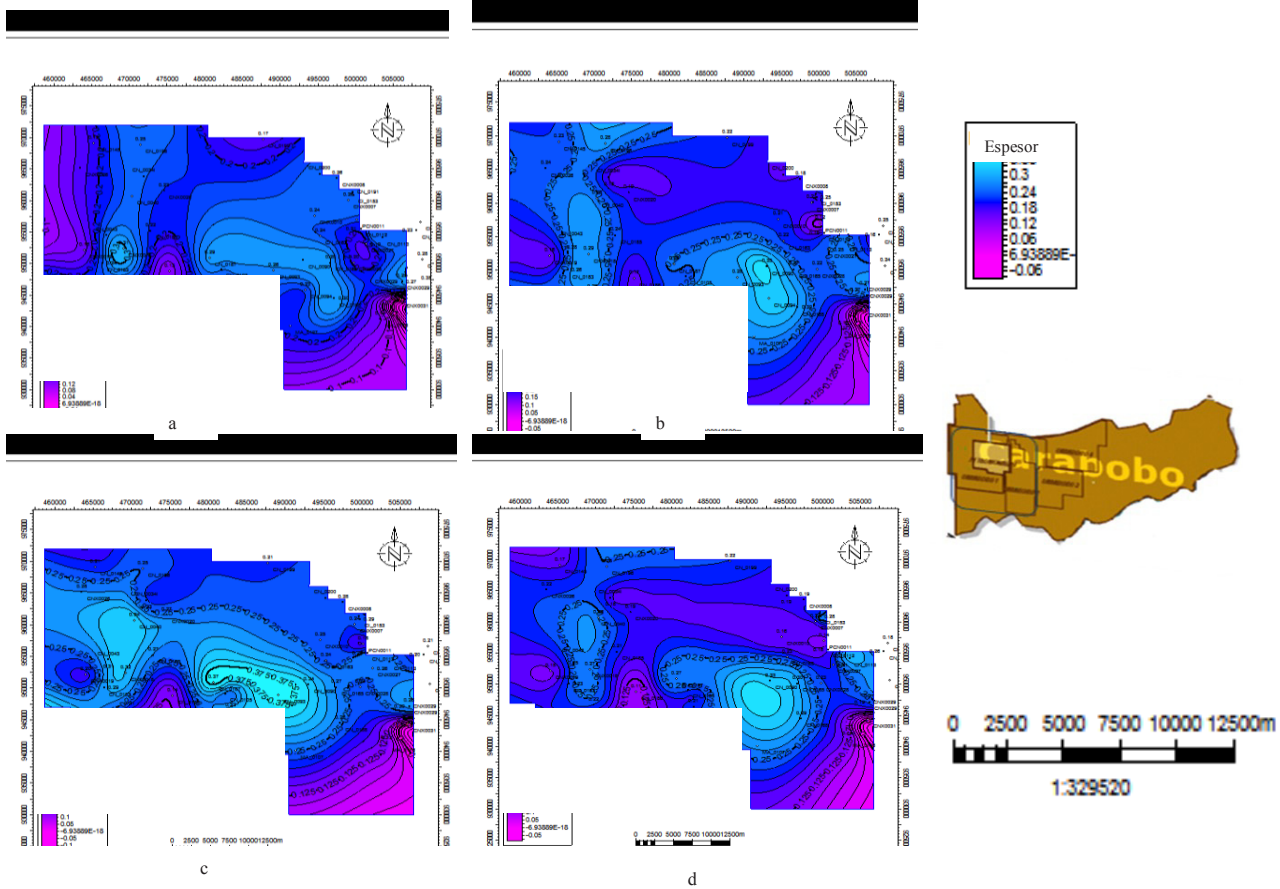


Figura 6. Mapas de Porosidad efectiva de las unidades litoestratigráficas: Formación Freites (a); Formación Oficina Miembros: Morichal Superior (b); Morichal Medio (c); Morichal Inferior (d). El cuadro azul representa los bloques de estudio

Mapas de arcillosidad: En cuanto a la propiedad de arcillosidad obtenida en cada una de las cuatro unidades litoestratigráficas definidas se puede mencionar como característica general la condición inversa a las propiedades de porosidad efectiva de las mismas unidades, observando un patrón de arcillosidad baja, comparada con la arcillosidad

promedio del área (tabla 2), en la cual se puede distinguir baja arcillosidad en zonas con altas porosidades, con el mismo patrón de canales distributarios de redes fluviales y configuración de prodelta muy marcado en el área (figura 7).

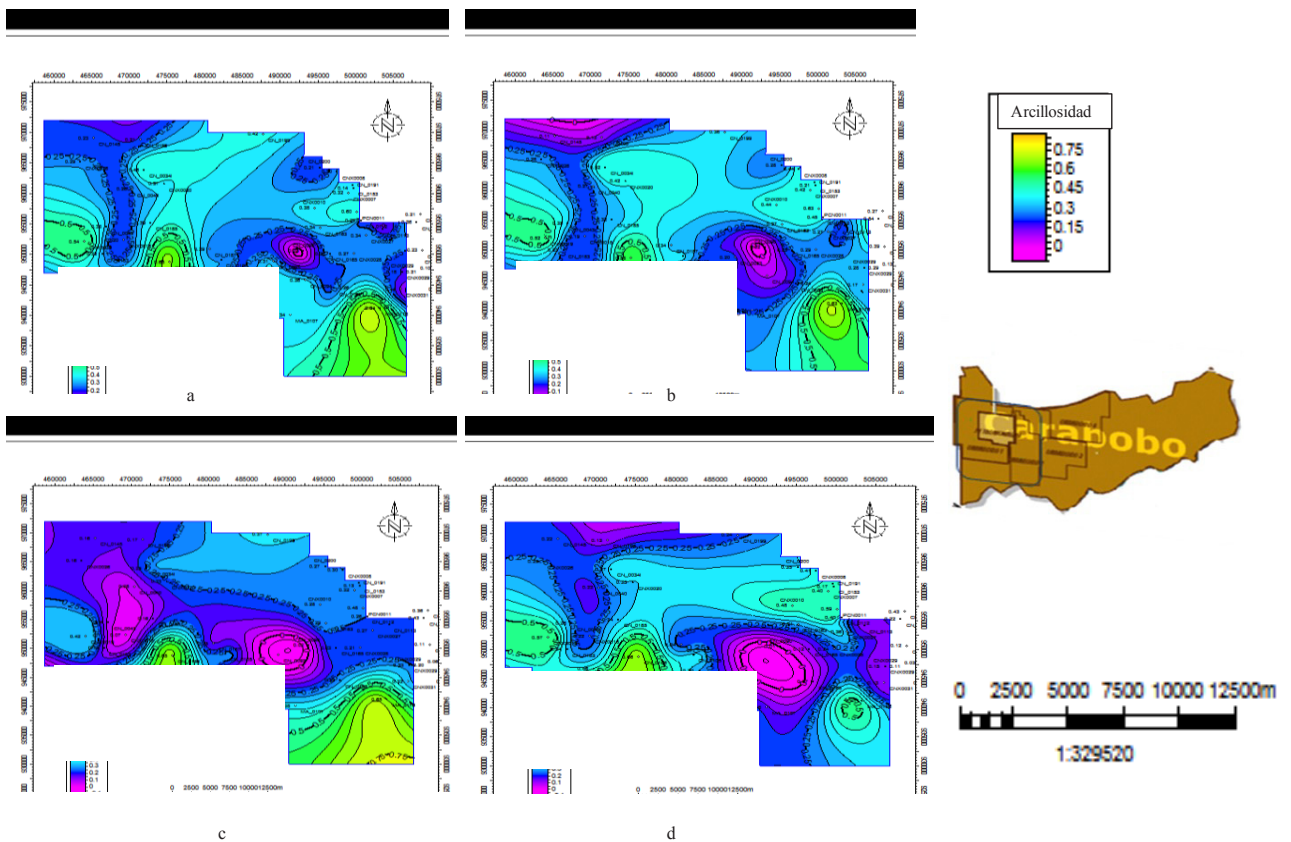


Figura 7. Mapas de arcillosidad de las unidades: Formación Freites (a); Formación Oficina Miembros: Morichal Superior (b); Morichal Medio (c); Morichal Inferior (d). El cuadro azul representa los bloques de estudio

Mapas Arena neta petrolífera-porosidad y ubicación de prospectos definidos: Luego de haber observado los patrones de sedimentación a partir de las tendencias vistas en las combinaciones de propiedades petrofísicas anteriores, el análisis se enfocará en la combinación de las propiedades de arena neta petrolífera-porosidad con el fin de obtener la mejor ubicación para la definición de los prospectos de arena con contenido de hidrocarburos.

Partiendo de la afirmación anterior se describen en cada unidad litoestratigráfica definida (Formación Freites, Formación Oficina, Miembros Morichal: Superior, Medio e Inferior) las tendencias observadas; iniciando por la unidad correspondiente a la Formación Freites se observa como posible prospecto una zona ubicada al sur del bloque Carabobo 1, donde se evidencian espesores de arenas con hidrocarburos de 100 pies a 150 pies y porosidades de 20% a 25%, siendo considerados como la mejor ubicación en el intervalo para la definición del prospecto (figura 8).

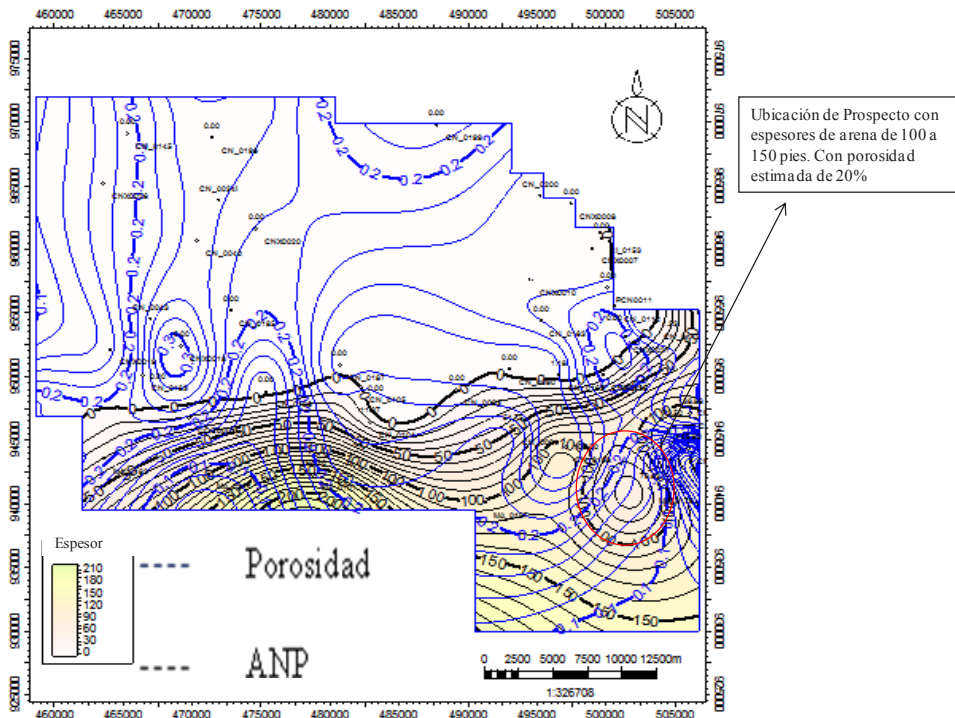


Figura 8. Mapas de tendencias combinados de la unidad litoestratigráficas Formación Freites de Arena neta petrolífera-porosidad. El óvalo rojo indica ubicación del posible prospecto (ANP: arena neta petrolífera)

En la unidad Morichal Superior, estrato subyacente a la Formación Freites se observa una configuración de canales donde se encuentra el mayor espesor de arena, aumentando de espesor con contenido de hidrocarburo a 150 pies,

también se observan altas porosidades, siendo éstas mayores ya que se acercan al 30%, por lo que se define como una zona de interés y con potencial para albergar hidrocarburos en él (figura 9).

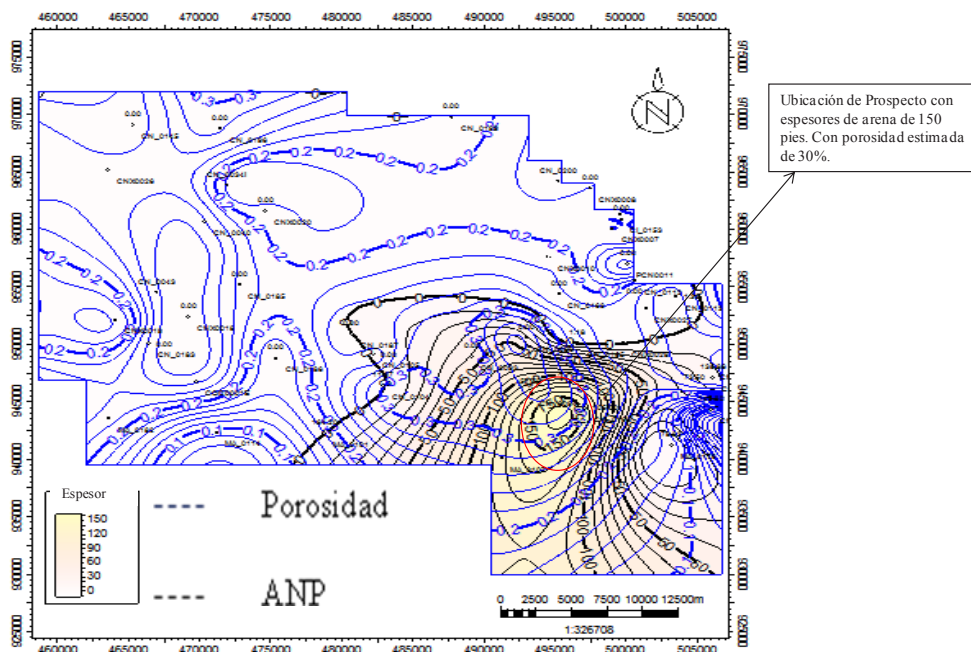


Figura 9. Mapas de tendencias combinados de la unidad litoestratigráficas Formación Oficina Miembro Morichal Superior de Arena neta petrolífera-porosidad. El óvalo rojo indica ubicación del posible prospecto. (ANP: arena neta petrolífera)

En la unidad Morichal Medio de la Formación Oficina se observa gran continuidad lateral poral, presentando porosidades de hasta 25% en dicha unidad. Se resalta un cuerpo de arena central con dirección este-oeste de unos 250 a 300 pies, en el cual se corroboró mediante análisis petrofísicos la presencia de 80 pies con hidrocarburos dentro del paquete de arenas. Esto nos indica una impregnación de hidrocarburos de casi el 50% del cuerpo de arena, y su extensión lateral lo convierte en un cuerpo de interés económico. Este se encuentra entre los bloques Carabobo 1 y 2 (figura 10a).

Finalmente el análisis de tendencias de la unidad Morichal Inferior muestra dos posibles prospectos con alta probabilidad de contener hidrocarburos: uno al norte en el bloque Carabobo 1 con espesores de arena petrolífera de 200 pies dentro de una arena de 600 a 650 pies, con porosidad de 20%, y otro al sureste de espesor de arena neta petrolífera de 100 pies dentro de una arena de 250 pies, es decir una arena con muy alto contenido de hidrocarburo. Lo dicho anteriormente se afianza al ver porosidades efectivas de 30% a 35% (figura 10b).

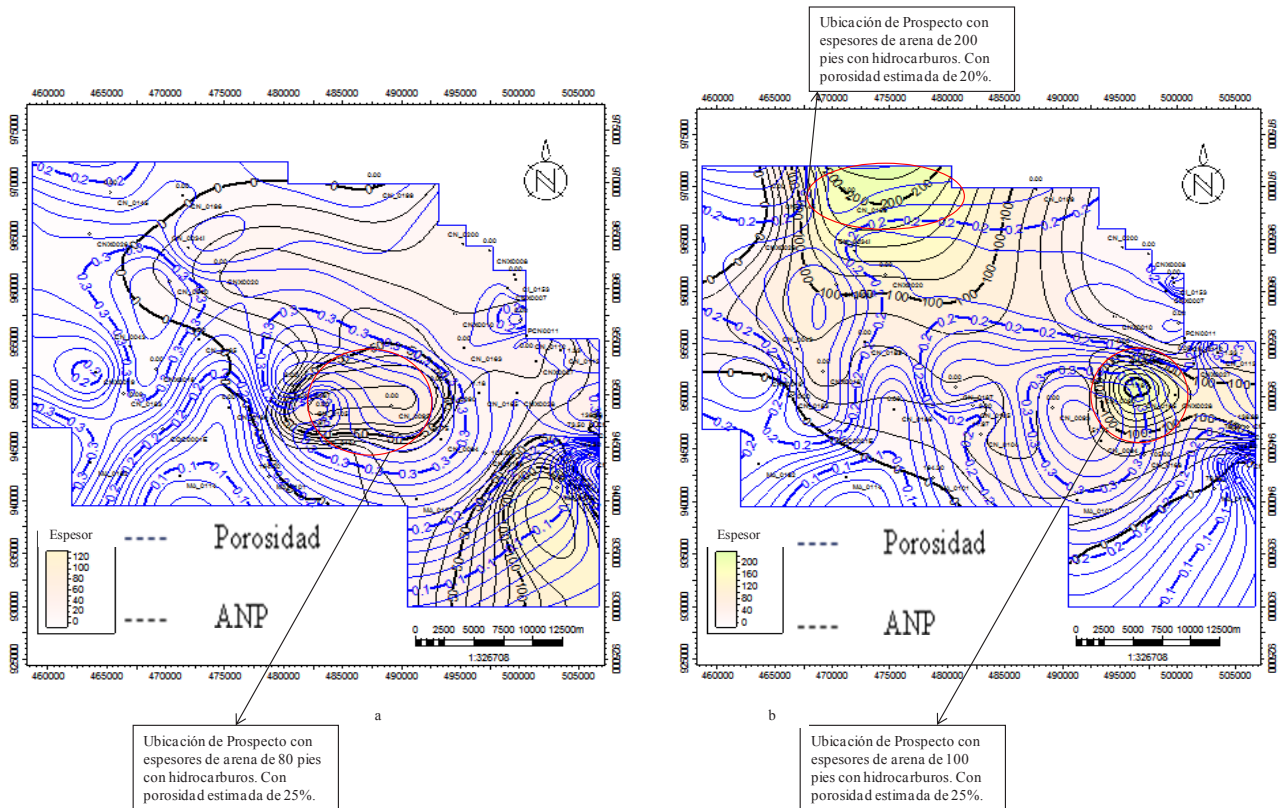


Figura 10. Mapas de tendencias combinados de la unidad litoestratigráficas Formación Oficina: a) Miembro Morichal Medio de Arena neta petrolífera-porosidad; b) Miembro Morichal Inferior de Arena neta petrolífera-porosidad. El óvalo rojo indica ubicación del posible prospecto. (ANP: arena neta petrolífera)

Tabla 2. Valores promedios de parámetros petrofísicos de prospectos del área de estudio

Prospectos	Porosidad efectiva (%)	Espesor(pies)	Ubicación
1	30	200-250	Miembro Morichal Inferior (Formación Oficina)
2	32	180-200	Miembro Morichal Inferior (Formación Oficina)
3	24	60-80	Miembro Morichal Medio (Formación Oficina)
4	30	120-180	Miembro Morichal Superior (Formación Oficina)

CONCLUSIONES

Se corroboró la presencia de arenas más limpias al sureste y arenas más arcillosas al noroeste mediante la correlación estratigráfica y análisis de propiedades petrofísicas de las rocas, siendo esto concordante con el planteamiento de un ambiente depositacional (fluvio-deltáico) y a la dirección preferencial del aporte sedimentario.

A partir del análisis de la correlación estratigráfica de los registros radioactivos de rayos gamma de pozos se determinó que el Miembro Morichal Inferior se depositó durante un evento transgresivo, cuya superficie de máxima inundación coincide con el tope formacional de la unidad. Seguidamente el Miembro Morichal Medio se depositó durante un evento regresivo, mientras que el Miembro Morichal Superior representa un nuevo evento transgresivo, donde su tope formacional coincide con la superficie de máxima inundación. Por último, se identificó un evento regresivo que se inicia en la Formación Freites y finaliza dentro de la Formación Las Piedras, la cual se ubica suprayacente a la Formación Freites.

Mediante el análisis de las propiedades petrofísicas realizada en la interpretación de registros se pudo establecer la tendencia de migración de fluidos entre los bloques Carabobo 1 y 2.

La combinación de los mapas de tendencias de propiedades petrofísicas elaborados permitió optimizar y reducir la incertidumbre en la definición de prospectos.

Luego del análisis de las distintas unidades litoestratigráficas, se identificó una mejor interconexión por poros laterales en base a los mapas de porosidad efectiva en el Miembro Morichal Inferior de la Formación Oficina siendo cónsona con la mayor acumulación de hidrocarburos de los bloques Carabobo 1 y 2.

Se determinó, en base a los registros radioactivos de rayos gama y la interpretación de terminaciones de las líneas sísmicas, una posible exposición parcial de la plataforma, siendo esto indicativo de una secuencia depositacional tipo 2.

AGRADECIMIENTOS

A la profesora Angela Rojas por toda su ayuda en la elaboración de este proyecto. Al profesor Antonio Ughi por sus recomendaciones.

REFERENCIAS

- CALVO, A. (2008). Possibilities to increase the Recovery Factor in Petromonagas area, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela. Trabajo Especial de Grado, The Robert Gordon University, Aberdeen School of Engineering, p. 6-17.
- CRESPO, J. (2008). Modelo sedimentológico-estratigráfico, bloque Carabobo 2, faja petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas-Venezuela.
- GONZÁLEZ DE JUANA C., J. ITURRALDE DE AROZENA & X. PICARD (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Ed. Foninves, 2 tomos, pp. 1021.
- PAUL C. HACKLEY, FRANCO URBANI, ALEX W. KARLSEN, & CHRISTOPHER P. GARRITY (2006). Mapa Geológico de Venezuela a Escala 1:750,000 U.S. Geological Survey Open File Report 2006-1109
- RIVERA, J. (2004). Manual de Practicas de Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Capítulo 1, pág. 2-30.
- YORIS, F & OSTOS, M (1997). Evaluación de pozos (WEC). Capítulo I. Cuencas petrolíferas. Versión Multimedia (CD).

SERRA, O (1985). Sedimentary environments from wireline logs. Capítulo V. Recognition of the major depositional environments from wireline logs. Editorial Schlumberger.

SERRA, O Y BALDWIN, J (1986). Log Interpretation Charts. Editorial Schlumberger.

SMITHSON, T. (2013). Definición de Porosidad. Recuperado el 19 de Noviembre de 2015, de http://www.slb.com/~//media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/aut12/define_poro.pdf

