



Interpretación de rasgos sísmo estratigráficos predominantes en los Horizontes B1 Y B6 de edad Eoceno de un campo de la Cuenca del Lago de Maracaibo

Stratigraphic seismic interpretation of an area of 258 Km² corresponding to Campo Mo and Fra Frea, located to the se of the Maracaibo Lake

Dioynés Sánchez
sanchezdap@gmail.com
lencho3@gmail.com

Lenin Ali
lenin.ali@iutcabimas.tec.ve

Universidad Politécnica Territorial del Zulia, Venezuela

Artículo recibido mayo 2018 | Arbitrado en junio 2018 | Publicado en septiembre de 2018

RESUMEN

En este artículo se muestra la interpretación sísmo estratigráfica de un área de 258 km² correspondiente al Campo Mo y área Fra, ubicado hacia el SE de la Cuenca del Lago de Maracaibo. Se utilizó una metodología en fases que aunada a los métodos de clasificación de facies sísmicas permitió la categorización y análisis de la traza sísmica a través de redes neuronales, clasificación jerárquica (técnica multi-atributos) y gráficos multi resolución basados en agrupamiento. Los mapas de facies sísmica fueron generados por el método de redes neuronales en los intervalos correspondientes a las unidades estratigráficas B1 y B6. Se realizó la calibración del volumen de facies sísmica de B1 con las electrofacies generadas, el cual permitió la correlación estadística entre ambas, creando una matriz de probabilidad de ocurrencia de cada facies sísmica respecto a las electrofacies partiendo de la correlación existente entre ellas, en lo cual se obtuvo un 60 % de arena limpia y arena con mínimo de lutitas, aunque no se discretizó el cuerpo litológico predominante. La integración de los métodos de clasificación de facies sísmica condujo a resultados fiables que resaltan en zonas significativas que coinciden con las zonas donde se ubican la mayor cantidad de pozos productores.

Palabras clave: Atributos sísmicos; interpretación sísmo-estratigráfica, sísmica de reflexión

ABSTRACT

This article shows the stratigraphic earthquake interpretation of an area of 258 km² corresponding to Campo Mo and Fra area, located to the SE of the Lake Maracaibo Basin. A phased methodology was used that together with the seismic facies classification methods allowed the categorization and analysis of the seismic trace through neural networks, hierarchical classification (multi-attribute technique) and multi-resolution graphics based on grouping. The seismic facies maps were generated by the neural network method at the intervals corresponding to the stratigraphic units B1 and B6. The seismic facies volume of B1 was calibrated with the generated electrofacies, which allowed the statistical correlation between the two, creating a probability matrix of occurrence of each seismic facies with respect to the electrofacies based on the existing correlation between them, in what which obtained 60% of clean sand and sand with a minimum of shales, although the predominant lithological body was not discretized. The integration of seismic facies classification methods led to reliable results that stand out in significant areas that coincide with the areas where the largest number of producing wells are located.

Key words: Seismic-stratigraphic interpretation; seismic reflection; seismic attributes



INTRODUCCIÓN

Uno de los métodos que impera en la investigación de la estructura del interior de la tierra, está basado en el estudio de los tiempos de propagación y de las amplitudes de ondas elásticas. Dentro del ámbito petrolero, en las últimas décadas se ha utilizado el método sísmico de reflexión para conocer las heterogeneidades del subsuelo, esta información ha sido aplicada exitosamente en la descripción de las estructuras geológicas. Sin lugar a dudas, este método de prospección ha evolucionado logrando posicionarse como la principal herramienta empleada en exploración y caracterización de reservorios de hidrocarburos. Sin embargo, las ventajas de la sísmica de reflexión se han usado poco en la estimación de la distribución espacial de las propiedades de las rocas, así como también, en las características estratigráficas y depositacional.

Es por ello, que en el occidente de Venezuela, específicamente en la cuenca de Maracaibo se realizan continuamente diversos estudios complejos integrando disciplinas que permitan la representación válida de las heterogeneidades geológicas para la construcción y actualización de

modelos estáticos, donde la generación de facies sísmica es uno de los pasos importantes, debido a que los mapas que se generan para cada intervalo de interés reflejan la distribución y orientación de los geocuerpos que permiten por una parte la validación de la correlación y por otra la predicción de las áreas de mayor desarrollo de los cuerpos arenosos. En este sentido, los mapas representan la base para definir la geometría externa de los depósitos sedimentarios, su orientación y distribución areal.

La presente investigación tiene como propósito la interpretación sísmo estratigráfica de un área de 258 km² que corresponde al Campo Mo (tierra/lago) y Área de Fra, ubicados al oeste del estado Trujillo, SO de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo. Las zonas de principal interés son las areniscas de edad eoceno pertenecientes a la Formación Misoa, específicamente las unidades de B1 y B6 asociados a los campos operacionales de Mo (B1 T00007, B2 LG3783, B3 LG3862, B4 LG3729 Y B5 LG3729) y Fra (B1 FRA0001, B3 FRA0001 y B4 FRA0001) de la Unidad de Producción Sur Lago Trujillo de la Cuenca de Maracaibo, Estado Zulia.

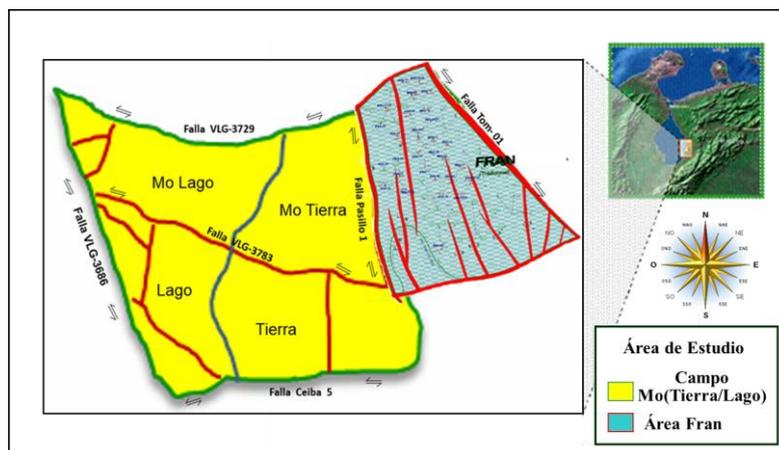


Figura 1. Ubicación Geográfica del Campo Mo y Área Fra. (Fuente: PDVSA Occidente División Sur del Lago-Trujillo, (2018).



El Campo Mo, anteriormente denominada Área 8 Sur LG-3729, está conformado por parte de los campos Bloque VII: Ceuta y Tomoporo, en lago y tierra respectivamente, su explotación inicio en el año 1988 con la perforación del pozo LG-3729. Está limitada al oeste por la falla de Pueblo Viejo (LG-3686), la misma es el resultado de la inversión de una falla normal Jurásica de rumbo N-S (Nettleton, 1994) y al este por la falla normal Pasillo 1 que lo separa del área Fra. El área Fra, pertenece a su vez al Campo Mo, el pozo descubridor fue el FR-1X, ubicado al SE del parcelamiento Tomoporo. Geológicamente, está situado en el bloque deprimido de la falla normal de orientación N-S denominada Pasillo 1, la cual limita el área hacia el este con el Campo Mo.

Se puede inferir, que en esta zona de estudio las fallas principales representan la misma familia de fallas normales que involucra basamento, reactivadas, invertidas y sinsedimentarias (se observan cambios de espesor entre los lados de la falla desde lo más profundo a lo más somero, especialmente en la falla LG-3729) durante el Eoceno Superior a causa de la orogénesis andina, con efecto transpresivo y desplazamiento sinestrales "strike slip". El tope del Eoceno está erosionado formando la discordancia angular, donde el bloque levantado de la falla de Pueblo Viejo preserva a C Superior. Es relevante resaltar, que la producción del mismo se deriva de las arenas B-Superior de edad Eoceno Formación Misoa, a una profundidad promedio de 16500 pies (5029 m), con una porosidad de 15 % y permeabilidad de 200 md.

Lo anteriormente expuesto conllevó a una revisión de la información disponible, geológica y geofísica de la Cuenca de Maracaibo, a fin de inferir la incidencia de

su compleja evolución tectónica que definió la acumulación y migración de hidrocarburos en el área objeto de estudio, representando un desafío para la sísmica de reflexión 3D disponible, debido a la perturbación en la señal-ruido por efecto de la capa de lodo en el lecho marino, y la baja resolución sísmica para discretizar las subunidades de las zonas de interés.

Configuración estructural y estratigráfica de las áreas de estudio

Configuración estructural del campo Mo

El Campo Mo (lago/tierra) ha sido dividido estructuralmente en seis regiones, delimitadas por fallas claramente definidas. Cada región presenta rasgos estructurales que las diferencian entre sí, tal como se describe a continuación:

Los bloques estructurales correspondientes a las Regiones 1 y 3, en rasgos generales están conformados por un homoclinal de rumbo ENE-OSO y un buzamiento aproximado de 3 a 7° hacia el S-SE, aunque hacia el oeste de ambos bloques estructurales, se observa un cambio en el buzamiento hacia el SO, producto de los esfuerzos compresivos contra la falla mayor del yacimiento (Pueblo Viejo). La Región 2, está conformada por un homoclinal de rumbo NE-SO, con un buzamiento promedio de 4° al NO. De la misma manera, la Región 4, corresponde a un anticlinal con eje en dirección SO-NE, cuyos flancos poseen un buzamiento entre 5 y 10° hacia el NO, SO y SE. La Región 5, está conformada por un anticlinal, cuyo eje se orienta en dirección N-S y un buzamiento entre 3 y 5° al SE y la Región 6 está representada por un



homoclinal de rumbo O-E y buzamientos entre 3 y 5° al Sur.

Configuración estructural del área de Fra

La estructura del área Fra se interpreta como una continuación correspondiente al Campo Mo, y está constituida por un homoclinal de rumbo O-E con un buzamiento suave de 5 a 3 grados hacia el sur. De igual forma, la configuración estratigráfica es prácticamente la misma por ser continuación del campo Mo. Es relevante enfatizar, que los sedimentos que componen la Formación Misoa son representativos de distintos ambientes sedimentarios que abarcan desde fluvio-deltaico hasta marino abierto.

Configuración estratigrafía del área de interés

El intervalo estratigráfico bajo estudio abarca rocas de la Formación Misoa es de edad Eoceno temprano a medio corresponde el objetivo geológico de mayor interés en el área, está subdividido en dos miembros, arenas C y arenas B. El miembro B está subdividido en B-Inferior y B-Superior. La B-Inferior está subdividida en las unidades B6 y B7, y el B-Superior está subdividido en B1 hasta B5. Las unidades productoras están concentradas de las arenas B-Superior, dentro de las arenas B1 y B4. Siendo B1 y B6 los horizontes de interés en esta investigación.

De acuerdo con el trabajo realizado por (Pestman et al., 1998), la Formación Misoa B-Inferior, relacionada a B7 y B6, esta representa con el intervalo cronoestratigráfico SB44, cuyas condiciones eran marinas someras, con progradaciones de sistemas costeros deltaicos. Y para la Formación Misoa Superior está

correlacionado en las unidades B4, B3 y base de B2, asociados al intervalo SB42.5, cuyas condiciones ambientales variaron entre marino somero y llanura costera. Por último, B2, B1 y las arenas basales de la Formación Paují están asociadas con el intervalo SB41.5, cuando las condiciones que prevalecieron fueron de mar somero con barras costeras y lóbulos deltaicos.

Ambientes sedimentarios de los horizontes de interés

La fuerte influencia marina, provocó una ritmicidad a lo largo de toda la secuencia de la unidad estratigráfica B1, generada por la transgresión y regresión del mar sobre la costa, las cuales quedaron marcadas por las variaciones laterales litológicas. Además de la entrada de la influencia marina en la dirección preferencial N-NO, cuya posición actual se evidencia por la entrada de los depósitos más finos desde el norte. (Contrera 2014). El modelo sedimentológico de la unidad estratigráfica B1, según los ambientes descritos en los núcleos son: sistema próximo costero con laguna/estuario y un delta cuspidado influenciado por olas de carácter destructivo. Los depósitos con mejores características corresponden a la parte superior de las anteplayas y barras costeras, donde abunda la facies S11 (arenisca de grano fino a medio, subangulares a subredondeados y con un escogimiento de moderado a bueno. Presenta laminación cruzada variada. La bioturbación varía de escasa a moderada). (Hernández et al., 2006).

Bajo la misma perspectiva, la secuencia que pertenece a B6 en el área de estudio se ha interpretado como relleno de canales estuarinos, y en líneas generales los pozos perforados en Mo (Lago y Tierra),

penetraron secuencias de areniscas con patrones de apilamiento granodecrecientes y contactos abruptos en la base. Sin embargo, las características del entrapamiento de hidrocarburos estuvieron limitadas por los volúmenes de llenado de la cuenca y la posición estructural, esta aseveración está fundamentada en los pozos con petróleo de la unidad B6, están ubicados en el bloque más alto de la estructura en flor positiva que se conoce como región 2 en el área del lago y los pozos cercanos al sur de la falla LG-3783; a su vez de la limitada extensión areal y vertical de hidrocarburos, marcada por la presencia de los contactos agua-petróleo. (Contrera 2014).

MÉTODO

Se utilizó una metodología en fases que aunada a los métodos de clasificación de facies sísmicas permitió la categorización y análisis de la traza sísmica a través de redes neuronales, clasificación jerárquica (técnica multi-atributos) y gráficos multi resolución basados en agrupamiento. De igual forma, se realizó la calibración del volumen de

facies sísmica de B1 con las electrofacies generadas, el cual permitió la correlación estadística entre ambas.

RESULTADOS

En esta sección se integran los resultados obtenidos a partir de una secuencia metodológica que permitió no sólo la relación de los datos sísmicos con los datos de pozos, sino que integro disciplinas, a fin de emitir respuesta al propósito planteado, considerando la compleja evolución tectónica de la cuenca que definió la acumulación y migración de hidrocarburos en el área objeto de estudio.

Interpretación sísmo estratigráfica

Durante la observación de las inlines y crosslines a lo largo del área, se identificaron terminaciones que definieron límites de secuencias concordantes. De la misma manera, se identificaron reflectores del tipo toplaps que de acuerdo a la información de los pozos calibrados corresponden a la Discordancia del Eoceno, evento geológico que tipifica la cuenca occidental venezolana.

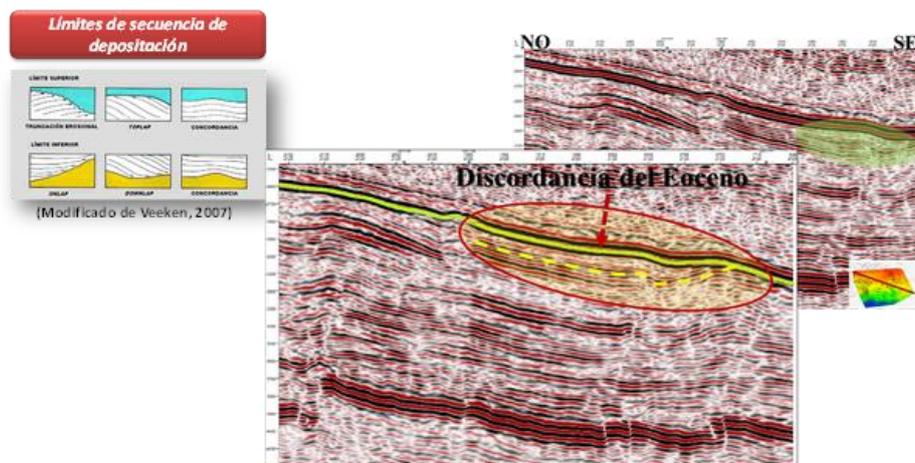


Figura 2. Secciones NO-SE con reflectores infrayacentes contra una superficie suprayacente.



Durante la visualización de las secciones sísmicas se observó una configuración paralela a subparalela entre los horizontes interpretados, que podría indicar períodos estables de deposición.

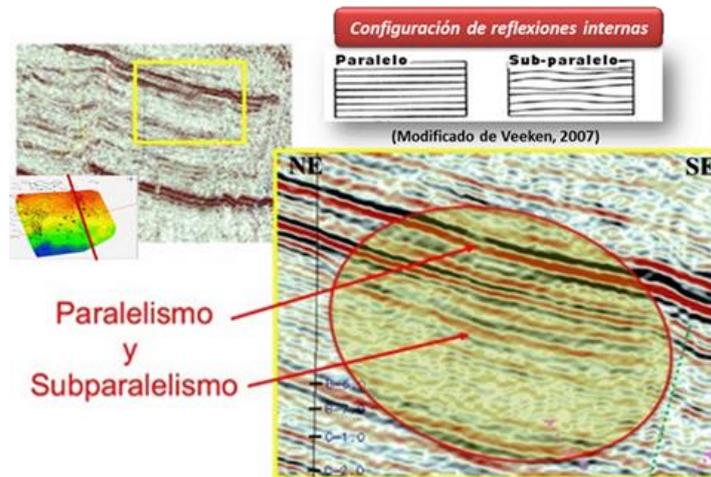


Figura 3. Secciones NE-SE con configuraciones internas de tipo paralelas a subparalelas.

Interpretación de horizontes

Durante la interpretación se observó la continuidad de los reflectores de interés, identificados mediante la calibración sísmica-pozo, los cuales SB41.5 correspondiente al tope de las arenas B-1 y otro límite de secuencia SB44, correspondiente a la base de las arenas B-6. En el intervalo de estudio donde se definieron los horizontes a interpretar, posee un contenido de frecuencias establecido en un rango entre 10-50 Hz,

respectivamente con una frecuencia dominante promedio de 22 Hz. En general los horizontes interpretados presentaron amplitudes relativamente fuertes y continuas en la parte central del área, facilitando la interpretación. Sin embargo, la interpretación se tornó compleja en las zonas de baja calidad de la sísmica, en los empalmes de los cubos sísmicos y donde hay carencia de datos sísmicos. De los horizontes interpretados se obtuvieron los mapas en tiempo, resultado de la interpolación.

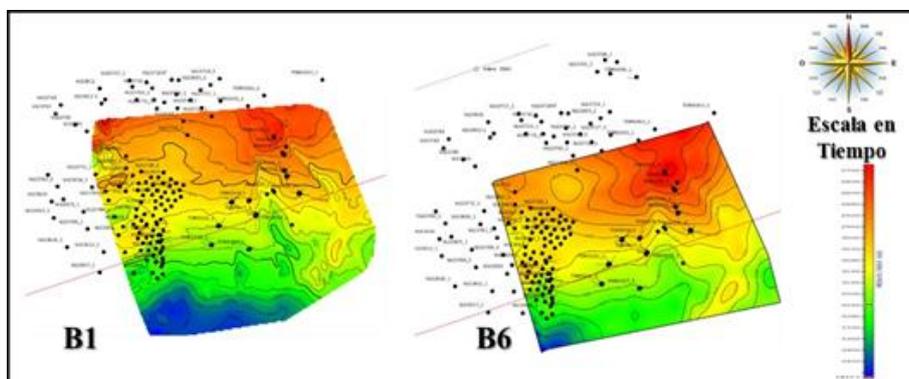


Figura 4. Mapas en tiempo de los horizontes interpretados.

Facies sísmicas por el método de redes neuronales no supervisadas

Realizada las diversas pruebas con cada uno de los mapas de facies generados con diferentes números de clases se seleccionó el mapa de 7 clases, por representar de mejor forma los cambios

laterales de facies en la zona de interés, en el intervalo correspondiente a las arenas B1, 96 ms (500 pies aproximadamente). Considerando para la selección del mapa de 7 clases los pasos mencionados anteriormente, la visualización de la forma de la traza y del mapa de correlación.

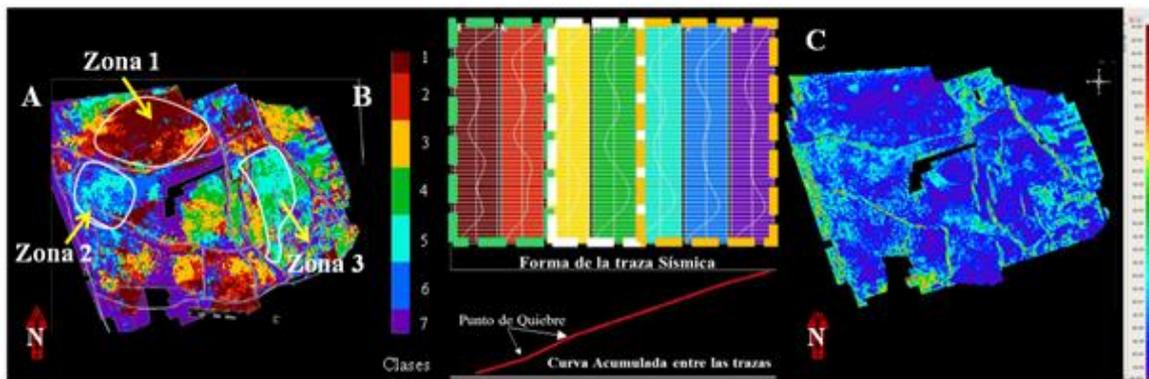


Figura 5. Mapa de facies sísmicas en el horizonte de B1. B) Modelo de trazas contenidas en el mapa y la curva de correlación. C) Mapa de correlación del intervalo de interés.

La clasificación de facies sísmicas a través de redes neuronales se obtuvo el mapa de clasificación que se observa en la figura 5 en el cual, no se logró resaltar la presencia de geocuerpos. Sin embargo, se pueden evidenciar 3 grupos de facies, donde en cada grupo están contenidas trazas que presentan características similares. Los grupos están conformados por las clases 1 y 2 (grupo I), clases 3 y 4 (grupo II), clases 5, 6 y 7 (grupo III). En la curva acumulativa se pueden apreciar dos cambios, uno a partir de la clase 3 y otro a partir de la clase 5, indicando que estos tres grupos son diferentes a sus trazas vecinas. Partiendo del análisis de la amplitud y la forma de la traza, se visualizan que las trazas 1 y 2, representadas por un recuadro verde, presentan mayores valores de amplitud (zona arcillosa) y formas de trazas

que tienen mucha similitud entre ellas, comparados con las trazas del grupo 3.

En cuanto al mapa de facies resultante indica tres tendencias, dentro de las cuales se observa que las que están dentro zona 2 es donde se concentran la mayor cantidad de pozos productores en el área y esta tendencia es similar a la zona 3. El mismo puede ser correlacionado con el grupo de clases que están en el recuadro amarillo 5,6, y 7 lo cual puede derivar según la forma de ondas cuales serían las probables áreas de interés prospectivo. No obstante, es importante resaltar que para disminuir el nivel de incertidumbre en esta dirección sería necesario contar con información de producción de tal manera que permitan llegar a una definición concluyente acerca de nuevas áreas de oportunidades.



En la figura 5-C, se observa el mapa de correlación correspondiente al mapa de 7 clases seleccionado para el análisis, donde se puede apreciar que las bajas correlaciones están ubicadas en las zonas de fallas y en zona de empalme entre los cubos sísmicos, dicho porcentaje varía entre 5 y 20 %, lo que permite inferir que existe una influencia de las fallas en la respuesta sísmica. En el área de mayor correlación esta resaltada de color azul cuyos valores oscilan entre 60 y 90 %.

De igual forma se presenta el análisis del mapa de facies de la unidad estratigráfica B-6, donde se seleccionó el mapa de 7 clases, por representar de mejor forma los cambios laterales, en el intervalo correspondiente a las arenas B-6, 60 ms (300 pies aproximadamente). Considerando para la selección del mapa de 7 clases los pasos y mencionadas anteriormente.

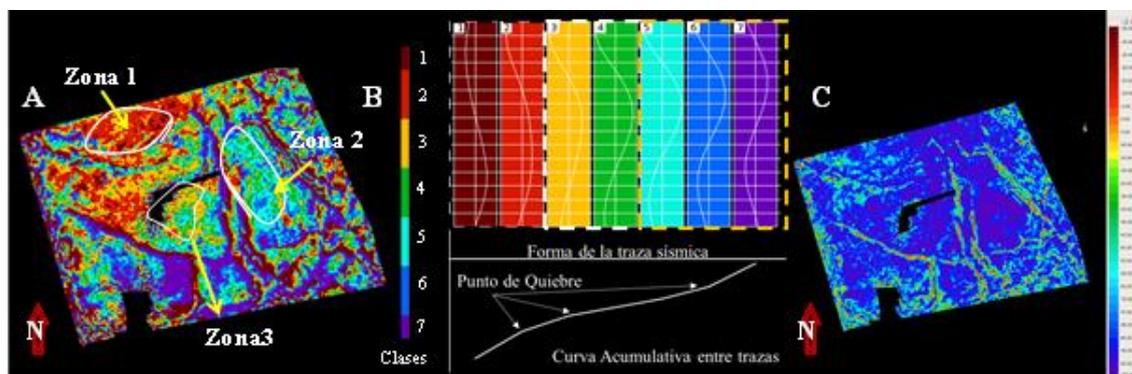


Figura 6. Mapa de facies sísmicas en el horizonte de B6. B) Modelo de trazas contenidas en el mapa y la curva de correlación. C) Mapa de correlación de facies sísmicas del horizonte.

En la figura 6 se pueden evidenciar 3 grupos de facies, en cada grupo están contenidas trazas que presentan características similares. Los grupos están conformados por las clases 1 y 2 (grupo I), clases 3 y 4 (grupo II), clases 5, 6 y 7 (grupo III). En la curva acumulativa se pueden apreciar tres cambios, uno a partir de la clase 3, otro en la clase 5 y el último en la clase 7, indicando que estos tres grupos son diferentes a sus trazas vecinas. Por ello, el análisis de la amplitud y la forma de la traza, se visualizan que las trazas 1 y 2, representadas por un recuadro negro, presentan menores valores de amplitud y formas de trazas que tienen mucha similitud entre ellas, comparados con las trazas del grupo 3.

Las clases 1 y 2 son diferentes a los grupos II y III, y al detallarlas en el mapa se pueden observar cambios infiriendo la incidencia de las fallas, es decir, la forma de la traza se encuentra afectada por la tectónica. Adicionalmente, en el mapa de correlación se puede apreciar que las bajas correlaciones están ubicadas en las zonas de fallas, dicho porcentaje varía entre 5 y 10 %, lo que permite inferir que existe una influencia de las zonas de fallas en la respuesta sísmica. En el área de mayor correlación esta resaltada de color azul cuyos valores oscilan entre 75 y 95 %, respectivamente.



Volumen de facies sísmica

Para la clasificación de bloques de facies empleando múltiples atributos se aplicó el método jerárquico a partir cuatro (4) atributos (Amplitud, Envolvente de la Señal, Frecuencia RMS e Impedancia Acústica Relativa), a los cuales se les realizó un análisis de componentes principales para analizar la relación o no entre los atributos de entrada, para evitar la redundancia de datos y disminuir el ruido dentro de la clasificación. Este proceso, da como resultado dos matrices principales para el análisis el cual generó

como resultado el empleo de dos (2) componentes. La primera matriz (Figura 7-A), muestra la correlación que existe entre los atributos seleccionados, con la finalidad de identificar los atributos linealmente independientes y analizar la redundancia de la información de los datos de entrada. En este caso el mayor valor de correlación se observa entre el atributo de amplitud y el de envolvente de la señal de 0,18%. Sin embargo, puede notarse en general bajas correlaciones indicando que los atributos sísmicos tienden a ser linealmente independientes.

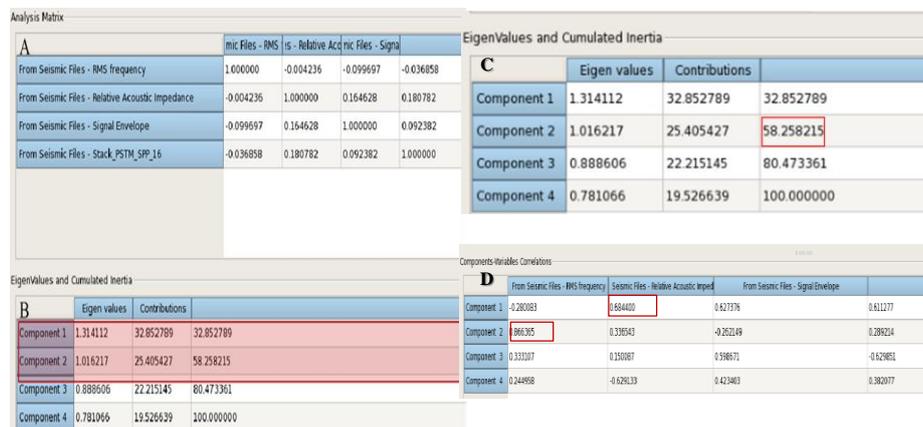


Figura 7. Matrices de correlación de las Componentes Principales.

La segunda matriz (Figura 7-B) muestra la contribución de cada componente principal con respecto a la información total. Esta matriz permite seleccionar el número de componentes principales para la clasificación. La matriz muestra además, los eigenvalues (autovalores o valores propios), los cuales deben ser distintos de cero, para que se cumpla que son linealmente independientes. Dichos valores suponen que tienen la menor contribución de la información total y pueden ser retirados. En la matriz de Eigen se observa que de la componente 1 y 2 obtuvieron valores propios mayores a 1, además, los mismos

son los que presentan los mayores porcentajes de contribución de la información total. La componente 1 contribuye un 32,85 % y la componente 2 un 25,45 %. Finalmente, el acumulado es de 58, 25%, este se calcula a partir de la contribución de la información de cada componente y en la (figura 7-D), se observa los atributos sísmicos con mayor aporte.

Una vez analizadas las componentes principales se obtiene la clasificación por volumen que no es más que una calificación de multi atributos que permite determinar variaciones verticales. La figura 8 consolida en una misma imagen el análisis del bloque



de facies sísmica de B1. Obteniendo el cubo de clasificación de facies del intervalo B1 en el cual se definieron seis clases, validados a través del crossplot (Figura 8-B) entre Frecuencia RMS e Impedancia Acústica Relativa, donde discretiza de manera clara los centroides de cada clase. De igual forma se presenta un horizon slice a 20 ms (Figura 8-C) a fin de visualizar en planta, las variaciones laterales de las facies y seleccionar el pozo que mejor las represente. En el mismo orden, se corroboró la

correspondencia de las facies sísmicas con la facies litología predominante (Figura 8-D) por medio de los topes geológicos, logrando discretizar las subunidades estratigráficas correspondiente a B1.5 y B1.7, mostrando un paquete de arena limpia según el registro Gamma Ray y cuyo rango de tiempo doble (TWT) va de 2894-2908 ms, respectivamente. Es importante mencionar que dichos topes engloban dos subunidades, respetando la resolución vertical de la sísmica.

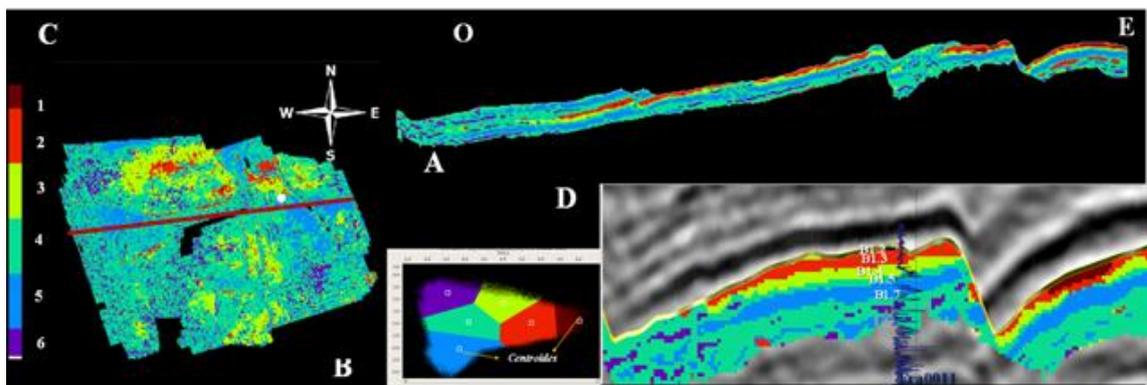


Figura 8. A) Bloque de Facies Sísmicas. B) Cross plot entre el cubo de Frecuencia RMS e Impedancia Acústica Relativa. C) Horizon Slice a 20 ms correspondientes a las subunidades B1.2 a B1.7 D) Sección sísmica con el volumen de facies de B1.

Calibración de electrofacies con el volumen de facies sísmicas

La calibración de las electrofacies con el volumen del intervalo B1 permitió la vinculación estadística entre las facies sísmicas y las electrofacies generando una matriz de proporción. El objetivo de esta fase es obtener una matriz de probabilidad de ocurrencia de cada facie sísmica respecto a una electrofacie partiendo de la correlación existente entre ellas. En la siguiente figura se pueden observar los porcentajes de calibración electrofacies-facies sísmicas obtenidos:

Adicionalmente se realizó un análisis estadístico con datos de pozos con el objetivo de validar y organizar los datos

disponibles en la unidad estratigráfica de manera de obtener las proporciones correctas de cada una de las facies geológicas y no sesgar los resultados. Esto se generó con el histograma de los registros de facies obtenidos tomando en cuenta cada una de las arenas definidas en la malla estratigráfica, de manera de respetar la proporción de las mismas, reflejando un porcentaje de 30 % de arena limpia. De la misma manera, se realiza un análisis más osado basado en la sumatoria de las cuatro (4) primeras barras que corresponden a arena limpia y arena limpia con un mínimo de lutitas, obteniendo un porcentaje de 60 %, respectivamente.

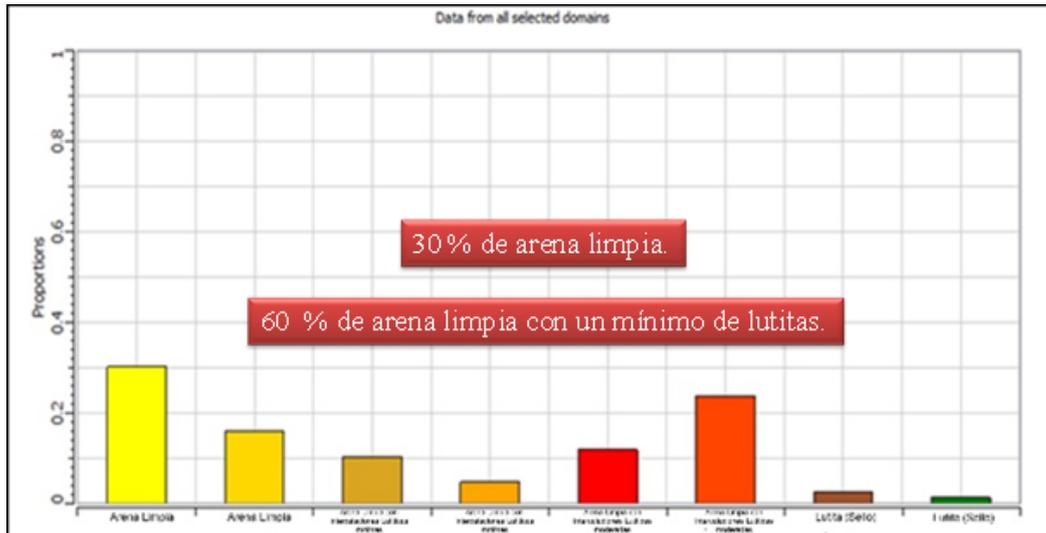


Figura 9. Proporción de Electrofacies para la unidad estratigráfica B1.

Finalmente, se obtuvo las proporciones verticales, a fin de visualizar el comportamiento de las facies en toda el área. Arrojando un 40% en proporciones litológicas correspondientes a arena limpia reflejadas en las facies 2 y 5, respectivamente.

CONCLUSIONES

La integración de los datos de pozos, cubos sísmicos reprocesados, así como la caracterización del área, permitieron identificar los intervalos de interés y el evento geológico que caracteriza el occidente venezolano, la discordancia del Eoceno, cuyo reflector sirve de referencia.

No se observaron geocuerpos en los mapas de facies sísmica de los horizontes de interés (B1 y B6) obtenidos mediante redes neuronales, esto es atribuible probablemente a la pérdida de información que presenta el merge, debido a la geometría del mismo. Sin embargo, se observaron tendencias significativas en el comportamiento y distribución de las facies sísmicas en ambos horizontes.

El mapa de facies sísmica obtenido para el horizonte B1 indica variaciones laterales resaltando tres zonas, la zona 1 como arcillosa y la zona 2 y 3 presentan similitud y es donde se concentran la mayor cantidad de pozos productores del campo.

En el mapa de facies del horizonte B6 las zonas son afectada por las fallas, es decir, la forma de la traza se encuentra afectada por la tectónica. Al observar el mapa de correlación se evidenció el alto porcentaje 75 % y 95 % entre las clases seleccionadas.

1. La clasificación del volumen de facies sísmicas por el método jerárquico en el horizonte B1 permitió, discretizar cambios verticales, y los mismos se correlacionaron con los cambios laterales arrojados por el método de redes neuronales, asociando las mismas tendencias en la zona arcillosa y las zonas 2 y 3 donde se ubican los pozos productores del campo.



2. La calibración de las electrofacies con el volumen del intervalo B1 permitió la vinculación estadística entre las mismas, donde se reflejaron los tipos de rocas de la unidad estratigráfica arrojando un 40 % de arena limpia. Sin embargo, no se logró definir el cuerpo litológico predominante en el horizonte de interés.
4. Aplicar la metodología utilizada en campos vecinos donde no se han realizado estudios de facies sísmica.
5. Generar modelos de facies para el área y campos que presente características similares mediante algoritmos robustos (Simulación Gaussiana Truncada).

Recomendaciones

1. Usar los datos sísmicos del merge para interpretación estructural por la calidad de los mismos.
2. Para los casos en los que se requiera obtener mapas y volúmenes de facies sísmicas en un área, a través de los métodos descritos, se recomienda hacer el estudio con datos sísmicos reprocesado con tecnología de vanguardia.
3. Generar mapas de paleoambiente y cotejarlos con los mapas de facies obtenidos.

REFERENCIAS

- Contrera, R. (2014). Informe Estratigráfico Integrado Campo Mo. PDVSA Occidente División Sur del Lago-Trujillo
- Hernández, Y.M., J.A. Coronado, C.J. Saavedra, P.S. Oropeza Y H.A. Oropeza. (2006). Informe Técnico Modelo sedimentológico del yacimiento B-Superior VLG-3729, campo Ceuta - Tomoporo
- Nettleton, E. (1994). Structural and stratigraphic interpretation of the Zulia Oriental. MARAVEN
- Pestman, P. Ghosh, S. Meléndez, L. Lorente, M. Marco. (1998). Tectonoestratigráfico y paleogeografía de la Cuenca de Maracaibo y áreas vecinas durante el Paleógeno. Sociedad Venezolana de Geólogos. 23(1), 28-45