

Caracterización del Campo Carito del Norte de Monagas – Venezuela, Mediante la Integración de atributos Sísmicos y Parámetros Petrofísicos

MARTINEZ, M.; ZAMBRANO, G.; MÁRQUEZ, C. Y RIVAS, E.
Pdvsa Intevep, Urb. Santa Rosa, Sector El Tambor, Los Teques, Venezuela

RESUMEN

Este trabajo tiene como objetivo la interpretación sísmica orientada a establecer un modelo estructural del campo Carito, en el Norte de Monagas – Venezuela, a partir de información sísmica 3D migrados pre-apilamiento y HFI “High Frequency Imaging”.

El campo Carito abarca un área de 284 Km² y produce 228.000 barriles diarios, siendo éste un anticlinal asimétrico asociado a una falla no plana “fault bend fold”, producto del corrimiento El Furrial. Se encuentra limitado lateralmente por sillas estructurales formadas por fallas normales transversas que lo separan de los campos vecinos, Santa Bárbara y El Furrial.

Los resultados obtenidos aportaron información importante para actualizar el modelo estructural, en términos de identificación de nuevas fallas geológicas y mejor definición con respecto a la posición, orientación y delineación de las estructuras principales en el campo Carito.

El análisis de atributos sísmicos permitió delimitar las zonas de anomalías de amplitud, frecuencia y fase sísmica, que pudiesen estar asociados a intervalos gasíferos dentro de la zona.

Con la finalidad de caracterizar el yacimiento fueron elaborados mapas de tendencia, para extrapolar la información de parámetros petrofísicos, como espesores de arena neta, porosidad y saturación de agua, basados en algunos atributos sísmicos, lo que permitió ubicar zonas atractivas para la explotación comercial de hidrocarburos.

INTRODUCCION

La integración de la información sísmica con los datos de pozos, surge entonces como una forma potencial de determinar los cambios laterales en las propiedades del yacimiento.

El Campo Carito está enmarcado dentro de los límites de la Subcuenca de Maturín, específicamente en el Norte del estado Monagas - Venezuela. El Norte de Monagas constituye la provincia geológica más compleja de Venezuela desde el punto de vista estructural, pues se caracteriza por una intensa deformación tectónica y difusa estratigrafía, de aquí surge la necesidad de integrar información sísmica con datos de pozos, para disminuir el riesgo en la localización de nuevos pozos, reduciendo la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos, para poder optimizar los planes de explotación del campo (figura 1).

En el estudio presentado a continuación, se realizó la interpretación sísmica estructural del Campo Carito, y se actualizó la evaluación petrofísica de los pozos ubicados en el área, con el objetivo de correlacionar los atributos sísmicos con la información petrofísica, con la finalidad de generar mapas de las isopropiedades del yacimiento y finalmente, determinar el potencial petrolífero del área.

Esta integración de información se llevó a cabo mediante el uso de técnicas geoestadísticas, que permitieron la predicción lateral de estos parámetros hacia zonas en las cuales no se disponía de información.

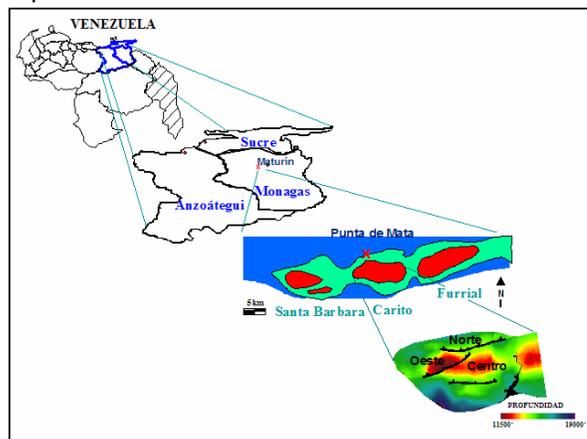


Figura 1. Ubicación del Campo Carito, Subcuenca de Maturín, Norte de Monagas-Venezuela.

GEOLOGIA LOCAL

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Comprende aproximadamente 80000 Km², su ancho es aproximadamente de 200 Km en dirección Norte-Sur, y se extiende 400 Km en dirección Este-Oeste. Su forma es alargada, asimétrica y posee una dirección N50°E.

La subcuenca de Maturín está limitada al Sur por el Escudo de Guayana, al Oeste por la falla de Urica, al Norte por la Serranía del Interior y al Este por la Plataforma Deltana y el Golfo de Paria. Posee dos flancos: el flanco Norte que

corresponde a un régimen compresivo, originado por la colisión oblicua de la Placa Caribe con la Placa Suramericana, y el flanco Sur, de régimen extensivo (Subieta et al., 1988).

Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuíñamientos de las unidades estratigráficas en la Subcuenca de Maturín, definen dos dominios operacionales, uno al Norte y Sur del Corrimiento de El Furrial. La estratigrafía de la Serranía del Interior representa en buena parte la sedimentación del flanco Norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno.

El flanco Sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico. En su parte inferior se encuentran rocas del Cretácico y un Terciario suprayacente de edad Oligoceno - Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio - deltáicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (Subieta et al., 1988).

El campo Carito se encuentra ubicado a unos 40 Km al Oeste de Maturín, capital del Estado de Monagas. El campo ha sido subdividido en cuatro áreas: Carito Norte, Carito Sur, Carito Oeste y Carito Central, con características diferentes de producción, porosidad, permeabilidad y presión. De estos yacimientos, Carito Central tiene mayor área, producción, número de pozos, volumen de petróleo y condensado original in situ, acumulado en las areniscas desde el Cretácico Tardío hasta el Mioceno.

El anticlinal de Carito es producto del Corrimiento de El Furrial, siendo esta una estructura de tipo "fault bend fold". Se presentan además, los corrimientos mayores de Carito Norte y Carito Oeste del tipo "fault propagation fold", con rumbo paralelo al Corrimiento de Pirital. (Márquez et al., 2002)

El área de Carito Oeste es la zona más somera del Norte de Monagas, a una profundidad de 12000 pies al nivel de Naricual Superior, debido a una fase posterior al plegamiento principal asociada a un evento tectónico más reciente. Seguidamente, los campos El Furrial y las otras áreas de Carito (figura 1) son menos someros hasta llegar al anticlinal de El Furrial a niveles más soterrados en el área de Santa Bárbara, a una profundidad aproximadamente de 13000 pies. (Márquez et al., 2002).

El área de Carito Central está limitada al Norte por los Corrimientos de Carito Oeste y Carito Norte (figura 2), al Este y Oeste por las sillas estructurales y al Sur por el Corrimiento de Carito Sur. El anticlinal de Carito Central está en todo el centro del mega anticlinal del "trend" de El Furrial,

afectado por la fase compresiva del Corrimiento de El Furrial y posteriormente, por los corrimientos de Carito Norte y Carito Oeste. Este anticlinal se encuentra entre 12.300 a 17.300 pies de profundidad.

El patrón estructural predominante de Carito Central está formado básicamente por fallas longitudinales cortadas por fallas transversales de mayor longitud y expresión y limitado por corrimientos mayores al Norte y al Sur. En comparación con las áreas de Carito Norte, Carito Oeste y Carito, Carito Central presenta menor expresión de fallas.

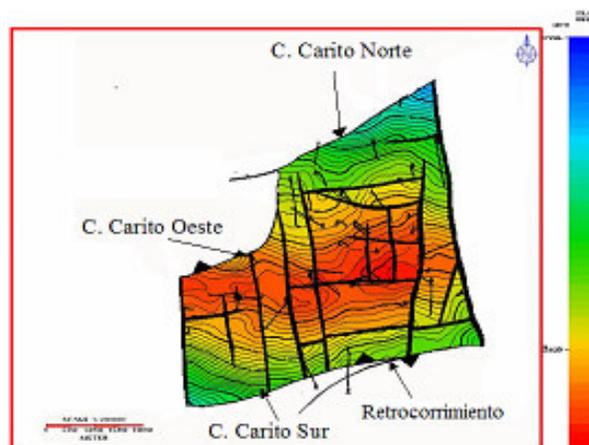


Figura 2. Mapa estructural del campo Carito, Formación Naricual, Norte de Monagas - Venezuela.

La Formación Naricual, tiene un espesor promedio de 1400 pies, se caracteriza por una capa de gas condensado y presenta la particularidad que, en la zona de petróleo, tanto la presión de rocío como la presión de burbujeo varían con la profundidad, lo cual determina cambios bastante significativos en las propiedades de los fluidos y en el tipo de crudo producido.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La Formación Naricual es una secuencia de arenas y lutitas. Las facies de mayor producción tienen porosidades que oscilan entre 11 y 15%, permeabilidades entre 40 y 1000 md y saturación de agua irreducible baja, entre 10 y 15%, tienen un contenido relativamente pequeño de caolinita y cemento carbonático.

Sin embargo, las arenas con porosidad de 7% y volumen de arcilla de hasta 30% son consideradas también como productoras. Los parámetros de interpretación típicos son: $m = n$

=1.8. La salinidad del agua de formación es de 13.000 ppm equivalentes de NaCl.

La permeabilidad es muy sensible a la porosidad, así como a la arcillosidad, y es difícil de determinar con precisión. Se utiliza en forma habitual el lodo a base de petróleo para la perforación de los pozos, dependiendo en parte del tipo de registros que se corren en los mismos.

BASE DE DATOS

La zona de trabajo está constituida por un total de 52 pozos, distribuidos uniformemente en toda el área (figura 3).

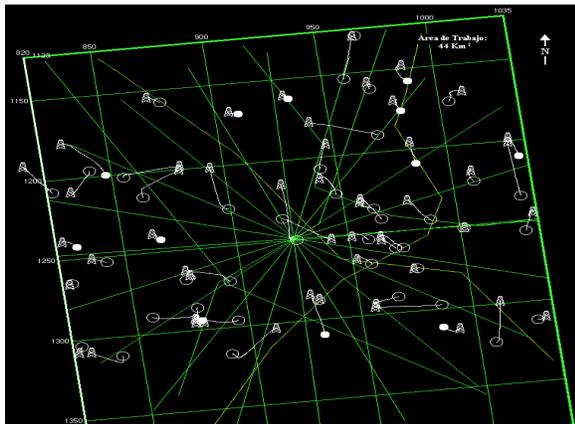


Figura 3. Mapa base mostrando los pozos existentes en el área de trabajo

Los datos sísmicos a interpretar provienen de secciones migradas en tiempo preapilamiento ("Pre Stack Time Migration") y sísmica HFI (High Frequency Imaging) procesadas por GeoTrace en el año 2003. Los registros de los pozos claves para la interpretación estructural fueron revisados y editados, como requisitos indispensables para la generación de los sismogramas sintéticos para la calibración sísmica con el pozo. Dichos pozos contienen la información base y el modelo estratigráfico representadas por los marcadores geológicos y datos de saltos de fallas, indispensables para un buen amarre de la interpretación estructural con los datos geológicos.

Con respecto a la calidad de los datos sísmicos en el área de trabajo es de regular a buena. El cubo de datos sísmicos migrados preapilamiento, presenta una resolución vertical promedio de 87 pies y una frecuencia predominante de 20 Hertz, aumentando la calidad de los datos sísmicos hacia el Este; mostrando una buena calidad, continuidad y alta amplitud para el análisis estructural de los reflectores de interés, así como también, de las estructuras. Cabe destacar por otra parte, que la sísmica HFI

(High Frequency Imaging) tiene una frecuencia promedio de 34 Hertz y una resolución vertical de 54 pies.

METODOLOGÍA

1. Interpretación de horizontes

La interpretación sísmica se realizó sólo en la sísmica migrada pre-apilamiento, y posteriormente se realizó una copia de dicha interpretación a la sísmica HFI (High Frequency Imaging); esto con la finalidad de determinar si los atributos extraídos con esta última, eran más resolutivos y ayudaban en el análisis estructural y estratigráfico del intervalo en estudio.

Se escogieron inicialmente tres reflectores sísmicos con buen contraste de impedancia acústica, dos horizontes someros asociados a los topes de la formaciones la Pica y Carapita y uno profundo, asociado al marcador geológico T6-D (tope de la formación Naricual Superior) que es la zona de interés de acuerdo con la nueva nomenclatura estratigráfica del Campo Carito (Carrillo et al., 2003). Posteriormente a la interpretación de T6-D, se generaron cuatro pseudohorizontes (T6-D1, T6-C, T6-C1 y T6-B) ubicados a un determinado Δt por debajo de T6-D. (figura 4)

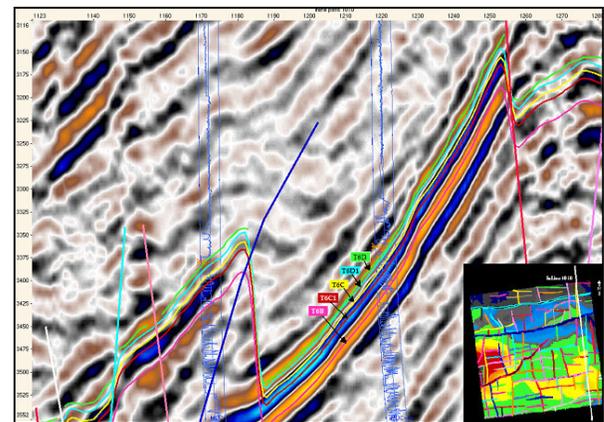


Figura 4. Sección sísmica migrada preapilamiento orientada de Norte a Sur donde se muestra el Tope de Naricual Superior T6-D y los pseudohorizontes generados.

2. Mapa estructural en profundidad del Tope de Naricual Superior.

Para la conversión a profundidad se usó el programa INDEPTH de Geoquest, el cual usa la ecuación simple de: Profundidad = tiempo x velocidad.

La superficie en tiempo seleccionada para la conversión a profundidad fue el tope de la Formación Naricual Superior (T6D). Este horizonte

interpretado en tiempo fue convertido a profundidad, utilizando el modelo de velocidades obtenido de los pozos validados con "checkshot, para cada uno de los horizontes, combinando las funciones de velocidad con las tablas tiempo - profundidad correspondiente a los pozos de la zona.

El mapa estructural en profundidad (figura 5) calibrado del tope de Naricual, fue obtenido usando el método geoestadístico llamado co-kriging con deriva externa, utilizando la aplicación LPM (Log Properting Mapping), donde el mapa en profundidad fue usado como deriva (datos blandos) y los marcadores geológicos como datos duros, para obtener los mapas calibrados en profundidad.

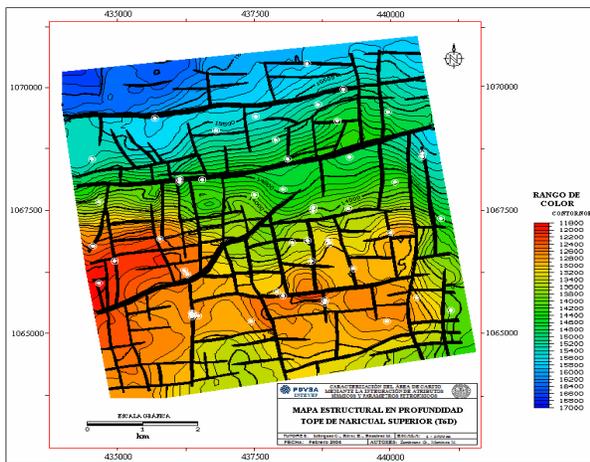


Figura 5. Mapa estructural en profundidad de Naricual superior

3. Mapas de isopropiedades petrofísicas y Mapas de atributos sísmicos

Previo a la generación de los mapas de isopropiedades petrofísicas se realizó la evaluación petrofísica utilizando el modelo de saturación de agua de Simandoux para arenas arcillosas, el mismo fue aplicado a 52 pozos del área. Seguidamente se definieron los intervalos estratigráficos de interés, lo cual consistió en generar litozonas correspondientes a los intervalos T6D-T6D1, T6D1-T6C1, T6C1-T6B, y T6D1-T6B (figura 6), con los topes ajustados según las secciones estratigráficas de este estudio.

Por otra parte, se calcularon los promedios de las propiedades petrofísicas obtenidas para cada una de las capas, discriminado todos aquellos valores que no estuviesen dentro de los parámetros de corte establecidos con anterioridad. Como resultado, se obtuvieron los valores promedios por pozo, de las principales propiedades petrofísicas: arena neta total (ANT),

arena neta petrolífera (ANP), porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua, entre otros.

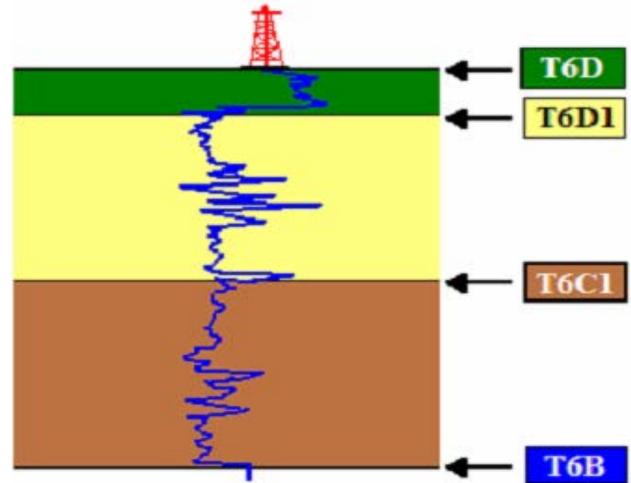


Figura 6. Mapa de ubicación de los intervalos estratigráficos

Los mapas de propiedades petrofísicas fueron creados para el intervalo estratigráfico definido por (T6D1-T6B) denominado zona A en este estudio (figura 6). En los mapas de arena neta petrolífera (figura 7) se observa una tendencia de engrosamiento de las arenas hacia el Suroeste (buzamiento arriba), con valores máximos de espesores de 170 pies, mientras que al Noreste se observan espesores más delgados alcanzando un valor mínimo de hasta 20 pies (figura 7).

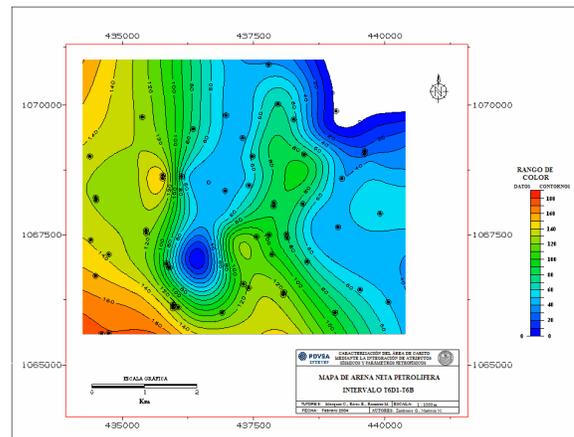


Figura 7. Mapa de arena neta petrolífera Zona A

El mapa de porosidad de arena neta petrolífera (figura 8) correspondiente al intervalo arenoso T6D1-T6B, muestra la distribución de los

valores de porosidad en un rango comprendido entre 6 y 25 %.

Desde una perspectiva muy general, se observan en la zona de estudio porosidades altas hacia el Sur con un valor máximo de 25% y una zona de porosidades bajas al Norte, con una orientación aproximada Noreste-Suroeste.

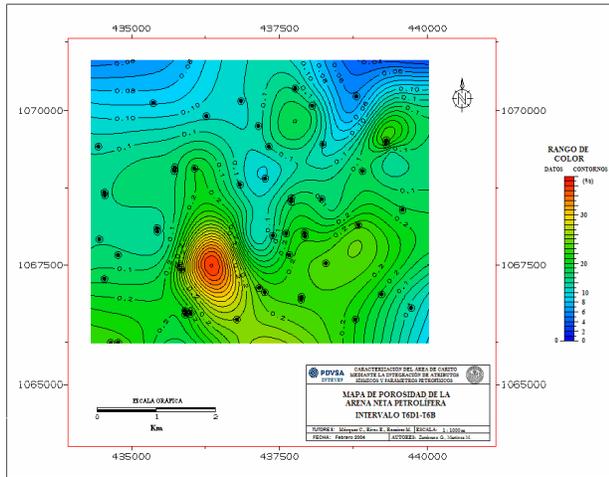


Figura 8. Mapa de porosidad Zona A

El cálculo de atributos sísmicos se realizó para el horizonte T6D y los pseudohorizontes generados, utilizando la sísmica migrada pre-apilamiento y la sísmica HFI (High Frequency Imaging). Los atributos volumétricos, inicialmente se definieron como capas de interés las siguientes: T6D-T6D1, T6D1-T6C, T6D1-T6C1, T6C-T6C1 y T6C1-T6B. Sin embargo, el espesor entre las superficies T6D1 y T6C era inferior a la resolución vertical, por lo que este intervalo no se tomó en consideración en la interpretación y análisis de los resultados.

Se calcularon los mapas de atributos sísmicos de Amplitud Instantánea (figura 9), heterogeneidad de fase del coseno, heterogeneidad de fase instantánea y frecuencia instantánea, fueron generados para el intervalo estratigráfico definido por (T6D1-T6B) denominado zona A en este estudio.

El mapa de atributo de amplitud instantánea (figura 9) muestra variaciones de amplitud de medias a bajas en la mayor parte del área de trabajo. Existen focos locales bien definidos donde

ocurre un aumento significativo de los valores de amplitud.

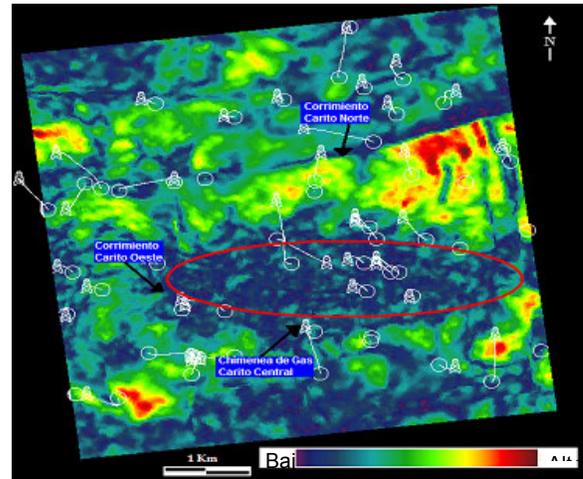


Figura 9. Atributo de Amplitud Instantánea en la Zona A Campo Carito

4. Correlación de atributos sísmicos con petrofísica.

En esta etapa se calcularon los coeficientes de correlación entre los atributos sísmicos y las variables petrofísicas para los intervalos T6D1-T6B, T6D1-T6C1 y T6C1-T6B, utilizando el método de regresión lineal.

Mediante la construcción de gráficos cruzados de cada propiedad en función de cada uno de los atributos sísmicos, generando pares de datos de tal forma que el conjunto de la información produzca una respuesta coherente y cuantificable mediante alguna función de correlación.

RESULTADOS

Análisis Integrado. Zona A: Intervalo T6D1 – T6B

A partir del análisis de la matriz de calidad (figura 10), resulta claro que los porcentajes de correlación Atributos – Petrofísica más altos en la zona de estudio, son aquellos relacionados con los espesores totales de arena.

	MATRIZ DE CALIDAD (COEFICIENTE DE CORRELACIÓN)					
	Net_Reservoir_Porosity	Net_Reservoir_Thickness	Net_Reservoir_Thickness_Shale_Thickness	Net_Thickness	Sand_Volume_Fract	
Integrated_Seismic_Amplitude (BH - Grid)	11.4982	0.370162	0.3639	32.4596	46.5718	40.9185
Integrated_Apparent_Seismic_Velocity (BI - Grid)	35.0977	16.6709	1.82091	39.7814	41.3258	52.9303
Integrated_Instantaneous_Frequency (BJ - Grid)	46.1321	68.5491	62.9038	10.4001	74.1363	26.0664
Integrated_Reflection_Strength (BK - Grid)	19.9809	9.2291	2.84184	38.2374	23.0072	42.4056
Integrated_Cosine_Of_Phase (BL - Grid)	6.61821	12.7817	16.7652	5.1191	38.6394	27.9691
Integrated_Seismic_Magnitude (BM - Grid)	19.1303	9.18969	2.24113	37.8406	21.2359	40.831
Zern_Crossing_Count (BN - Grid)	51.1469	62.7499	63.6519	19.0973	59.4611	17.596
Heterogeneity_Seismic_Amplitude (BO - Grid)	33.4636	29.0458	21.7218	39.7232	0.296519	30.702
Heterogeneity_Instantaneous_Phase (BP - Grid)	-9.1467	63.724	62.8959	10.3986	79.1943	35.5178
Heterogeneity_Instantaneous_Frequency (BQ - Grid)	0.2491	3.55002	0.999613	17.7603	13.9162	22.2277
Heterogeneity_Reflection_Strength (BR - Grid)	3.2724	3.47339	1.281	26.4746	4.03099	21.3589
Heterogeneity_Cosine_Of_Phase (BS - Grid)	55.0946	70.6737	72.905	16.0471	82.6651	33.0457
Min_Amplitude (BT - Grid)	25.5081	14.3388	5.47392	41.9256	23.0893	44.6285
Max_Amplitude (BU - Grid)	25.5081	14.3388	5.47392	41.9256	23.0893	44.6285
Instantaneous_Frequency (BV - Grid)	22.1628	23.2262	24.0545	29.2594	15.7541	14.7786
Max_Amplitude (BW - Grid)	10.1966	3.38464	0.463055	24.1185	13.6218	26.1744
Max_Magnitude (BX - Grid)	20.7679	10.2738	2.04985	37.8362	22.0624	40.7839
Instantaneous_Frequency (BY - Grid)	33.4779	51.9961	55.9802	4.73134	71.187	35.724
Reflection_Strength (BZ - Grid)	11.5839	0.962015	8.58623	31.4442	32.5071	41.6211
RMS_Amplitude (CA - Grid)	19.5216	9.57798	2.54308	37.8328	21.2943	40.7482
Amplitude_Standard_Deviation (CB - Grid)	21.3764	13.7213	7.98848	36.411	13.0929	35.3786

Figura 10. Matriz de calidad en la Zona A Campo Carito

El atributo que presentó mayor correspondencia con los resultados petrofísicos y a partir del cual, se obtuvieron los mapas de espesores de arena, fue el de fase sísmica instantánea.

El intervalo T6D1-T6B Zona A de la Formación Naricual tiene características típicas de un ambiente transicional, donde el volumen de sedimentos depositados fue controlado por los cambios del nivel del mar, generando una secuencia cíclica de lutitas y arenas lenticulares (Carrillo et al., 2002).

De acuerdo con análisis paleogeográficos y de tendencias de sedimentación, se interpretó que en esta zona, especialmente al Suroeste, predomina un ambiente deltáico con dominio fluvial, visualizándose zonas interdistributarias y dirección del eje de sedimentación en sentido Suroeste – Noreste. Los espesores de arena varían entre 82 y 230 pies, observándose los mayores valores al Suroeste, incluyendo a los yacimientos de Carito Oeste y Carito Central.

Las propiedades petrofísicas muestran valores de interés hacia el Sur del área, representado por porosidades que alcanzan un 25% y saturación de agua de apenas 10%, lo cual califica a esta zona como altamente prospectiva debido a las posibles acumulaciones de hidrocarburos. Las porosidades en el área (figura 8) fueron interpretadas utilizando la estimación directa, tomando en cuenta que la litología no es el parámetro controlador de dichas propiedades. La saturación de fluido, por otro lado, se considera como un parámetro espacial debido a que su dependencia con la profundidad no es lineal.

La zona con posibles acumulaciones de gas está caracterizada por grandes cambios en los espesores de arena, observándose variaciones desde 82 pies hasta 197 pies. Esta zona tiene un área de aproximadamente 8 Km² a nivel de Naricual Superior.

Las figuras 11 y 12 son mapas de espesores totales de arenas, estimados a partir del coseno de la fase y la fase instantánea, respectivamente.

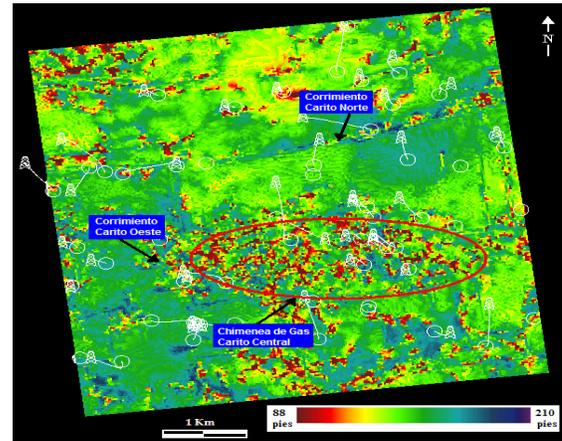


Figura 11. Mapa de espesor total de arena estimado a partir del coseno de la fase Zona A.

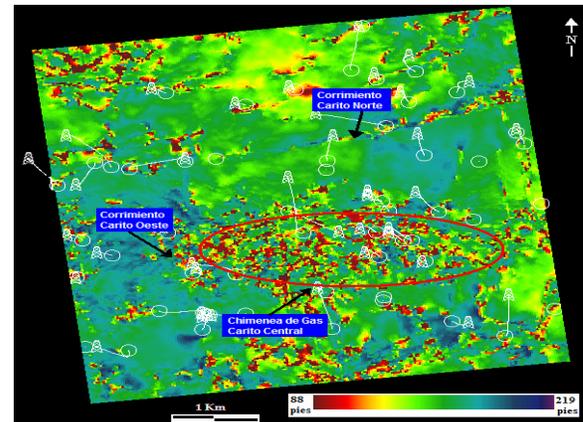


Figura 12. Mapa de espesor total de arena estimado a partir de la fase instantánea Zona A.

Hacia el Norte se observa cierta discrepancia respecto a los espesores. El atributo de frecuencia instantánea limita un área con espesores entre 82 y 97 pies, mucho mayor que la obtenida a partir de la fase sísmica. Es conocido, que la frecuencia permite delinear yacimientos así como interfaces agua-hidrocarburo. Por esto, esta área pudiese estar asociada a los niveles productores del campo Carito Norte. De igual manera, al Norte y

Sur del corrimiento de Carito Norte, el atributo de fase muestra espesores altos (230 pies) mientras que la frecuencia reporta valores de hasta 164 pies

CONCLUSIONES

La estructura general del área de Carito es un anticlinal fallado de tipo "fault bend fold" que se desarrolló en el bloque levantado del corrimiento de El Furrial. Este anticlinal, está limitado al Este y al Oeste por sillars estructurales que separan al campo Carito de los campos El Furrial y Santa Bárbara/Bosque, siendo estas sillars estructurales de tipo extensional, transversales a la estructura y formadas por fallas normales de crecimiento.

El modelo estructural en profundidad del tope de Naricual Superior, refleja un aumento en el número de fallas y una mejor definición con respecto a la posición, orientación y delineación de las estructuras principales, que las obtenidas en proyectos anteriores.

La migración en tiempo pre-apilamiento, es la herramienta más adecuada para la interpretación sísmica en zonas estructuralmente complejas, como es el caso del campo Carito, ya que se observa una mejor calidad de la imagen sísmica, lo cual se traduce en una disminución del riesgo geológico.

La calidad de los yacimientos fue evaluada por medio de los resultados de la evaluación petrofísica, tales como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla. Estas propiedades muestran los valores máximos hacia el Sur del área, representados por porosidades que llegan a 25 % y saturación de agua de hasta 10 %, lo cual califica esta zona como económicamente productiva.

Los mapas de atributos sísmicos, específicamente los de frecuencia instantánea y fase instantánea, se correlacionan con las propiedades petrofísicas de interés (arena neta total, arena neta petrolífera, saturación de agua, entre otros) presentando un coeficiente de correlación cercanos a 83 %, en la Zona A. Sin embargo, en la Zona B y C, dichos coeficientes tienen valores máximos de 70 % y 28 % respectivamente. Estos resultados demuestran que en la zona B y C, los atributos obtenidos del volumen sísmico 3D del campo Carito presentan una alta incertidumbre al estudiar las pseudopropiedades.

La correlación de las propiedades petrofísicas con la respuesta sísmica, mediante la herramienta de análisis estadístico de gráficos cruzados, permitió extrapolar la información puntual proveniente de los parámetros petrofísicos de los pozos a toda el área de estudio, mediante la obtención de mapas asociados a las anomalías de los atributos sísmicos.

REFERENCIAS

- Carrillo, M., J. Solanguren y H. Oropeza (2003).** Modelo Estratigráfico - Sedimentológico del Campo Carito, Norte de Monagas, INT-10038, 2003. PDVSA Intevep
- Gómez, L. (2001).** Simulación petrofísica de registros de porosidad y litología en campos maduros. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela, Caracas. 150 p.
- Henríquez, N., (2000).** Técnicas de correlación atributos sísmicos - parámetros petrofísicos: revisión e implementación Campo Centro Lago. Trabajo Especial de Grado. Inédito. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas. 210 p.
- Márquez, C., J. Helwig y J. Salazar (2001).** Interpretación sísmica estructural en áreas complejas, Campo Carito – Mulata, Norte de Monagas. INT-8422, 2001. Los Teques. PDVSA Intevep
- Márquez, C., J. Helwig, V. Carneiro, Y. Gou, J. Salazar, M. Nalsen, D. Guerra, I. Gyorfí, M. Rueda, S. Olave, J. De Mena, Y. Chattelier, G. González, E. Sifontes, H. Betancourt, D. Octavio, y L. Benkovics (2001).** Interpretación sísmica estructural en tiempo del Norte de Monagas, INT-8542, 2001. PDVSA Intevep
- Márquez, C., L. Benkovics, J. De Mena, J. Reverón, C. Fintina, y E. Novoa (2002).** Modelo estructural regional en profundidad del Norte de Monagas, INT-9559, 2002. PDVSA Intevep
- Márquez, C., L. Benkovics, E. Sifontes, J. Reverón, A. Octavio, y M. Bolívar (2003).** Interpretación estructural en profundidad del Campo Carito, Norte de Monagas, INT-10031, 2003. PDVSA Intevep
- Rivas, E., (2003).** Evaluación petrofísica del Campo Carito. 2003. PDVSA Intevep
- Romero S., L. (2002).** Interpretación estructural del Alto de Pirital, Norte de Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela, utilizando datos sísmicos, gravimétricos y magnéticos. Trabajo especial de grado. Inédito. Departamento de Geofísica. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 176 p.
- Subieta,, 1988.** Evolución tectono-estratigráfica de la Serranía del interior y de la subcuenca de Maturín. III Simp. Bolivariano. Cuencas Subandinas

Suppe, J. (1983). Geometry and kinematics of fault bend folding. *American Journal of Science*, Vol. 283: pp. 684-721.