

Uso de atributos sísmicos y registros geofísicos de pozo para el análisis de fluidos en cortes carbonatados del cinturón plegado de la provincia norte cubana

Dayana Pedro Pompa¹, email: dayana@digi.cupet.cu, Odalys Reyes Paredes¹, Carlos Veiga Bravo¹ y Guillermo Miró Pagés².

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo. DIGICUPET. 23 No. 105, e/ O y P, Plaza. C. P. 10400. La Habana, Cuba.

² Universidad Tecnológica de la Habana, CUJAE, Ave. 114, No. 11 901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C. P. 19390, La Habana, Cuba.

RESUMEN

Durante el desarrollo de los campos petrolíferos una práctica efectiva consiste en el monitoreo de los fluidos producidos en los campos petroleros para evaluar y predecir el comportamiento productivo de los mismos, y buscar zonas no drenadas aún. Para esto, convencionalmente es utilizada la sísmica 4D o sísmica de reservorio, la cual aún no se ha implementado en el país. Actualmente la aplicación de métodos tradicionales de procesamiento e interpretación sísmica no satisfacen los requerimientos para la delimitación de la posible existencia de fluidos en cortes carbonatados del yacimiento Varadero Oeste de la Franja Petrolera Norte Cubana. La presente investigación persigue indagar en la caracterización interna de las estructuras, enmarcándose en la detección de la posible presencia de fluidos con el empleo de datos sísmicos de reflexión, a partir de la integración de la información proveniente de pozos y la interpretación de varios atributos sísmicos. Se evaluaron parámetros como velocidad de las ondas compresionales y de cizalla, y el uso de volúmenes de atributos sísmicos de frecuencia y amplitud instantánea, polaridad aparente, sweetness, raíz media cuadrática de la amplitud, intensidad de reflexión e isofrecuencia, resultando este último el más significativo para detectar anomalías relacionadas a la probable presencia de fluidos, y así determinar una correspondencia entre las anomalías sísmicas observadas en éstos y la información proveniente de los registros geofísicos de pozos. Por último, se generaron volúmenes sísmicos de propiedades obtenidos a partir del uso de redes neuronales artificiales del tipo supervisado y no supervisado, que permitieron extrapolar

la información aportada por los registros en las zonas conocidas a aquellas zonas desconocidas.

Palabras claves: Atributos sísmicos, isofrecuencia, redes neuronales, relación de velocidades, fluidos y registros geofísicos de pozos.

ABSTRACT

An effective practice during the oil wells development consists in monitoring the fluids produced in oil fields to evaluate and predict their productive behavior, not drained areas can also be searched. For this, seismic 4D or reservoir seismic is conventionally used. Which has not been implemented yet in the country. Currently the implementation of traditional seismic processing and interpretation methods do not satisfy the requirements for the delimitation of possible existence of fluids in carbonates cuts in Western Varadero deposit of the northern Cuban oil thrust belt. The present research attempts to explore in areas such as the internal characterization of the structures, addressed to the detection of possible fluids presence in the seismic image since integration of wells and seismic attributes information. Parameters like compressional and shear velocity waves and the resulting seismic attributes volumes of, instantaneous frequency, RMS (root mean squares) amplitude, apparent polarity, among others which allow us to identify the isofrequency as the most significant to detect anomalies related to the fluid presence. The same way was possible to determine a correspondence between the seismic anomalies observed in those and the information of the geophysical recording of wells. Artificial neuronal

networks volumes generated in two modes the supervised and not supervised allowed the extrapolation of obtained information from the wells recordings in well-known areas to those with few information.

Keywords: seismic attribute, isofrequency, neuronal networks, relation of speeds, fluids and geophysics well logs.

RESUMO

Durante o desenvolvimento dos campos de óleo uma prática efetiva consiste na perseguição dos fluidos acontecidos nos campos de óleo para avaliar e predizer o comportamento produtivo do mesmo, e procurar áreas sem drenagem ainda. Convencionalmente para isto, é usado o método sísmico 4D ou sísmica de reservatório que não foi praticado no país. A aplicação de métodos tradicionais de prossecução e interpretação sísmica não satisfaz as exigências para delimitar a possível existência de fluidos em rochas carbonato no Campo Varadero Oeste da Franja Norte de Petróleo Pesado de Cuba. A presente pesquisa tem o intuito de indagar na caracterização interna das estruturas, enfatizando na detecção da possível presença de fluidos com a utilização de dados sísmicos, partindo da integração da informação proveniente de poços como interpretação de vários atributos sísmicos. Foram avaliados parâmetros como velocidade das ondas longitudinais e de cisalhamento, e o uso de volumes de atributos sísmicos de frequência e amplitude instantânea, polaridade aparente, sweetness, amplitude RMS (raiz média quadrática), intensidade de reflexão e isofrequência, resultando neste último o mais significativo para detectar anomalias relacionadas à provável presença de fluidos, e assim de determinar uma correspondência entre as anomalias sísmicas observadas nelas e a informação proveniente dos registros geofísicos de poços. Por último foram gerados volumes obtidos mediante o uso de redes neuronais artificiais do tipo supervisionado e não supervisionado, que possibilita extrapolar a informação aportada pelos registros nas regiões conhecidas a aquelas regiões desconhecidas.

Palavras chaves: Atributos sísmicos, isofrequência, redes neuronais, relação de velocidade, fluidos e registros geofísicos de poços

INTRODUCCIÓN

Durante décadas, la aplicación de la sísmica de reflexión

para la búsqueda de hidrocarburos en yacimientos carbonatados ha sido una tarea difícil y de alto riesgo para los investigadores y productores de petróleo y gas, debido a la heterogeneidad que presentan estas rocas. Por otra parte como es conocido, el método sísmico ha sido aplicado tradicionalmente para resolver problemas de geología estructural en el marco de la exploración petrolera, siendo más limitada y reciente su aplicación a la búsqueda directa de hidrocarburos a escala internacional, sobre todo en ambientes de medios carbonatados emplazados en cinturones de cabalgamiento, como es el caso que ocupa al presente trabajo, lo que sin duda entraña una tarea investigativa de apreciable complejidad, sin precedentes en el ámbito nacional.

En Cuba cerca del 95 % de la producción de petróleo (Otero-Marrero, R., *et al.*, 2013), proviene de la Franja Petrolera Norte Cubana que abarca el extremo norte de las provincias La Habana, Mayabeque y Matanzas donde se inserta el yacimiento Varadero Oeste que es el área objeto de estudio del presente trabajo. Los reservorios principales son carbonatos fracturados, los mismos se caracterizan por ser heterogéneos desde el punto de vista de las propiedades de las fracturas y del medio poroso permeable, lo que conlleva a una difícil correlación de los intervalos productivos dentro de las electrofacies reservorios (Paredes, 2013).

A partir de investigaciones realizadas se plantea que desde la aparición de los atributos sísmicos en la década de los setenta, cientos de ellos han surgido a través de distintos métodos computacionales para la predicción de las propiedades litológicas y petrofísicas de los reservorios (Chopra, 2006; William, 2012).

En la investigación tradicional de los métodos de reflexión se asume la señal sísmica como una respuesta limitada en tiempo y frecuencia, donde los coeficientes de reflexión están en función del ángulo de incidencia y del contraste de impedancias acústicas. Esta señal varía sus características a medida que viaja debido a la propagación de la misma a través del terreno. Lo anterior, nos ayuda a encontrar indicadores directos de la presencia de hidrocarburos, producto de que cuando cambia el contenido de fluidos en los poros de las rocas también cambian las propiedades de las mismas. Esta circunstancia favorece la aparición de anomalías significativas al aplicar un conjunto de atributos sísmicos que pueden ser usados para proveer evidencia circunstancial de la presencia o no de hidrocarburos (Veiga, 2008).

Sin embargo, los datos sísmicos tradicionales no logran mostrar generalmente una imagen confiable del subsuelo en las zonas de cinturones de cabalgamientos constituidas por rocas carbonatadas sismo-geológicamente complejas, por lo que, la veracidad de la interpretación sísmica en estas zonas es baja debido a la pobre calidad de las imágenes sísmicas obtenidas.

Considerando lo anteriormente planteado, la investigación persigue definir intervalos del corte saturados de hidrocarburos. Para ello, se generaron y evaluaron diferentes volúmenes de atributos y de propiedades asistidas con los datos provenientes de los pozos (relación de velocidades, saturación de agua, volumen de arcilla).

MATERIALES Y MÉTODOS.

Para el desarrollo de este trabajo se utilizaron cuatro volúmenes sísmicos 3D, migrados en profundidad con diferentes alejamientos (*offset*) (lejano, medio, cercano), y el volumen completo para comparar los resultados y aplicar las mejores variantes de atributos sísmicos. Además, se manejaron los datos de 4 pozos del área de estudio (A, B, C, D).

Los métodos empleados para lograr los resultados de esta investigación fueron geofísicos (métodos sísmicos y de pozo) y estadísticos matemáticos, valiéndose de técnicas como: atributos sísmicos y redes neuronales artificiales.

Preparación de la información de geofísica de pozos.

En la investigación se pretende estimar la respuesta de los registros geofísicos de pozos que pudieran discernir sobre la presencia de fluidos en el corte, sin embargo, algunos de estos pozos no disponen de aquellos registros de mayor importancia para la detección de fluidos como: velocidad de las ondas, tiempo de tránsito de las ondas compresionales (DTCO) y de corte (DTSM) y coeficiente de Poisson.

A partir de información real, en el pozo D, se establecieron relaciones de regresión para generar por medio de ecuaciones empíricas pseudoregistros de las curvas de tiempo de tránsito de las ondas compresionales (DTCO) y de corte (DTSM), la velocidad de las ondas compresionales (V_p) y de cizalla (V_s), y el coeficiente de Poisson (σ) en aquellos pozos que carecían de dicha esta información. (Castagna, 2003; Curia, 2009),

Para comprender los resultados alcanzados hay que disponer del conocimiento de la teoría del comportamiento de las velocidades de las ondas frente a la existencia de fluido. Se plantea que la relación de velocidades (V_p/V_s) siempre va a ser mayor frente al petróleo y el agua que frente al gas (Bacon, 2003); es por ello que se seleccionó el registro de pozo de relación V_p/V_s como indicador de la probable presencia de hidrocarburos (Figura 1).

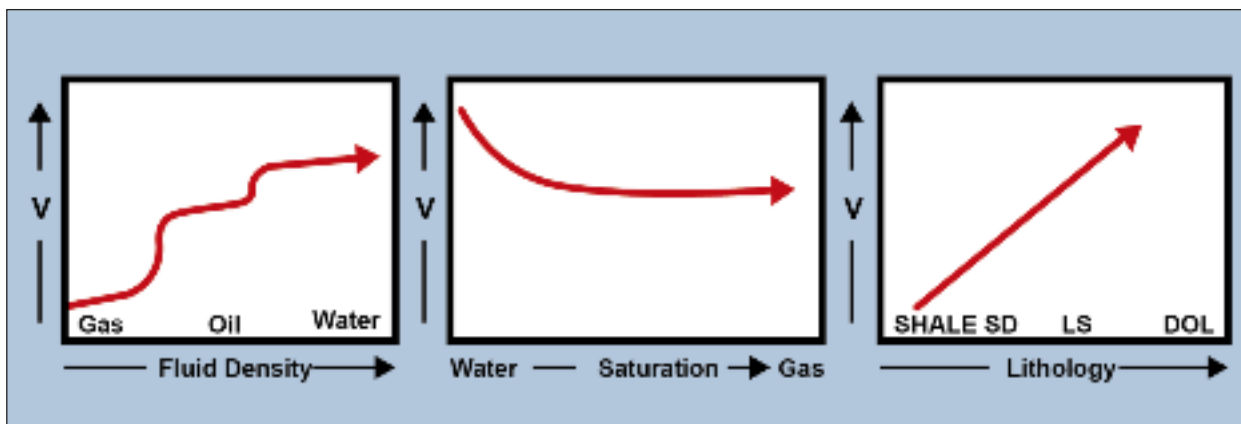


Figura 1. Factores que afectan la velocidad de las ondas compresionales.

Pruebas de atributos sísmicos físicos.

Dentro de la extensa gama de atributos sísmicos físicos existentes fueron calculados los atributos: amplitud instantánea, intensidad de reflexión, polaridad aparente, sweetness, frecuencia instantánea e isofrecuencias, que

han alcanzado cierto grado de éxito internacional en investigaciones similares a la presente, (Quilen, 2006; Miro *et al.*, 2014; Taner, 2001; Schlumberger, 2012),

Durante el procesamiento se trabajó con cuatro volúmenes sísmicos migrados en profundidad para com-

parar en cuál de ellos la respuesta era más confiable y ajustada a las condiciones del medio. De éstos, el volumen seleccionado para realizar todo el análisis y pruebas de atributos fue el volumen de offset lejano, debido a que resultó ser el más resolutivo en el caso de la búsqueda de anomalías que pudieran ser ocasionadas por la presencia de fluidos, a partir de la aplicación del atributo isofrecuencias. Este volumen mostró tener una composición frecuencial donde la frecuencia predominante pudiera ser efectivamente cercana a 10 Hz; estos espectros de bajas frecuencias han sido comprobados en investigaciones precedentes en el ámbito internacional y se asocian a la posible presencia de fluidos.

También se realizaron otras pruebas de atributos (polaridad aparente, *sweetness*, raíz media cuadrática (RMS) de la amplitud e intensidad de reflexión) sensibles ante la presencia de fluido en el subsuelo. Éstos validaron la información resultante de la aplicación de los atributos de isofrecuencias y amplitud instantánea, ya que mostraron un apreciable contraste de valores relacionados fundamentalmente con la heterogeneidad del medio.

Redes neuronales artificiales

Considerando lo anteriormente expuesto se aplicó el atributo integrador de redes neuronales artificiales (RNA) donde en la etapa de entrenamiento del algoritmo se estudia la relación de un conjunto de datos donde se conoce tanto la variable medida (datos sísmicos) como el objetivo (variable petrofísica) (Chelotti, 2014).

Fueron realizadas las dos variantes de redes neuronales: supervisadas y no supervisadas. Inicialmente se realizó una red neuronal no supervisada por el modelo de clasificación, donde el resultado ofrecido proporcionó un criterio de caracterización litológica.

Por otra parte, fue calculada la red neuronal supervisada, realizada a través del modelo de estimación y entrenada con el registro geofísico de pozo de relación (Vp/Vs). El análisis que resultó tener un mayor coeficiente de correlación fue el no lineal, por lo tanto, se escogió el mismo para realizar el procedimiento. Como resultado de la aplicación de las redes neuronales se observa una imagen más resolutiva para la red neuronal haciendo uso de componentes principales.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Caracterización e interpretación geólogo - geofísica.

En los cortes sísmicos obtenidos en trabajos precedentes

(González *et al.*, 2014) fueron correlacionados tres horizontes pertenecientes a la Unidad Tectónica Estratigráfica (UTE) Placetas relativos al Grupo Veloz, éstos fueron calibrados con los pozos A, B, C, y D y corresponden a:

- Horizonte Morena correspondiente con la Formación Morena de edad Cretácico Inferior Valanginiano–Barremiano, con manifestaciones de hidrocarburos constituidos por calizas.
- Horizonte Manto 1 correspondiente al tope del Jurásico Superior-base del Cretácico Inferior Neocomiense Valanginiano, representado por las Formaciones Ronda y Cifuentes (calizas y brechas), donde también ocurren manifestaciones de petróleo.
- Horizonte Manto 2 asociado al tope de Jurásico Superior Tithoniano, representado por la Formación Cifuentes (calizas y brechas) con manifestaciones de hidrocarburos.

En las secciones sísmicas (Figuras 2 a y b), existe un incremento de los valores positivos de los registros geofísicos de pozos relación Vp/Vs y saturación de agua (Sw) a partir del comienzo del Manto 1, los cuales pueden estar relacionados con cambios litológicos o aumento del contenido de fluidos en el corte. También se observa hacia el norte un incremento de los valores anómalos positivos, lo que pudiera estar relacionado con la presencia de otro horizonte.

Evaluación sobre la aplicabilidad y el aporte informativo de los atributos sísmicos

Los atributos sísmicos físicos más informativos para el análisis de la posible existencia de fluidos en el corte resultaron ser: frecuencia y amplitud instantánea, polaridad aparente, *sweetness*, raíz media cuadrática (RMS) de la amplitud, intensidad de reflexión e isofrecuencia, siendo este último el más significativo.

El atributo isofrecuencia ha sido muy utilizado como delimitador de fluidos, fundamentalmente para gas, sin embargo, en este trabajo se observa cómo responde anómalamente ante la presencia de otro fluido (probablemente petróleo). En la sección sísmica del atributo isofrecuencia (Figura 3) se observa que para un valor mayor de isofrecuencia, dígame frecuencia instantánea, ocurre una disminución de la relación Vp/Vs y donde decrecen

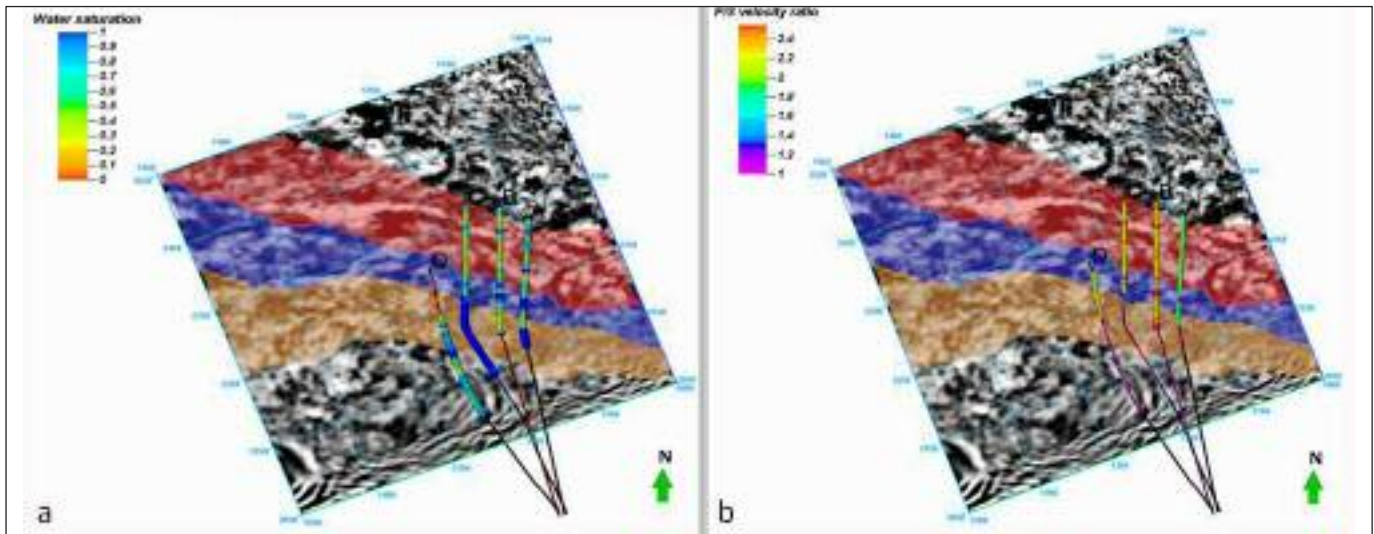


Figura 2. Sección sísmica en profundidad ($z=-1850$) de offset lejano con los cuatro pozos proyectados (A, B, C, D) y el registro S_w (a) y de relación V_p/V_s (b). Horizontes: Morena (color carmelita), Manto 1 (azul) y Manto 2 (rojo).

los valores la intensidad del atributo existe un ascenso de la relación V_p/V_s . En la figura se puede observar como aparecen desde el noroeste un conjunto de bajas frecuencias en la zona productora de petróleo (horizontes Morena y Manto 1).

Otro atributo que tuvo un importante aporte fue la amplitud instantánea (Figura 4) que puede ser un equi-

valente de los atributos amplitud RMS e intensidad de reflexión. Este reveló un aumento de su valor ante la caída de la relación V_p/V_s y una disminución ante la crecida de la relación V_p/V_s . Su comportamiento pudiera estar estrechamente relacionado con los contrastes de impedancia acústica en el medio, además estos valores altos coinciden con puntos donde existen altos valores de po-

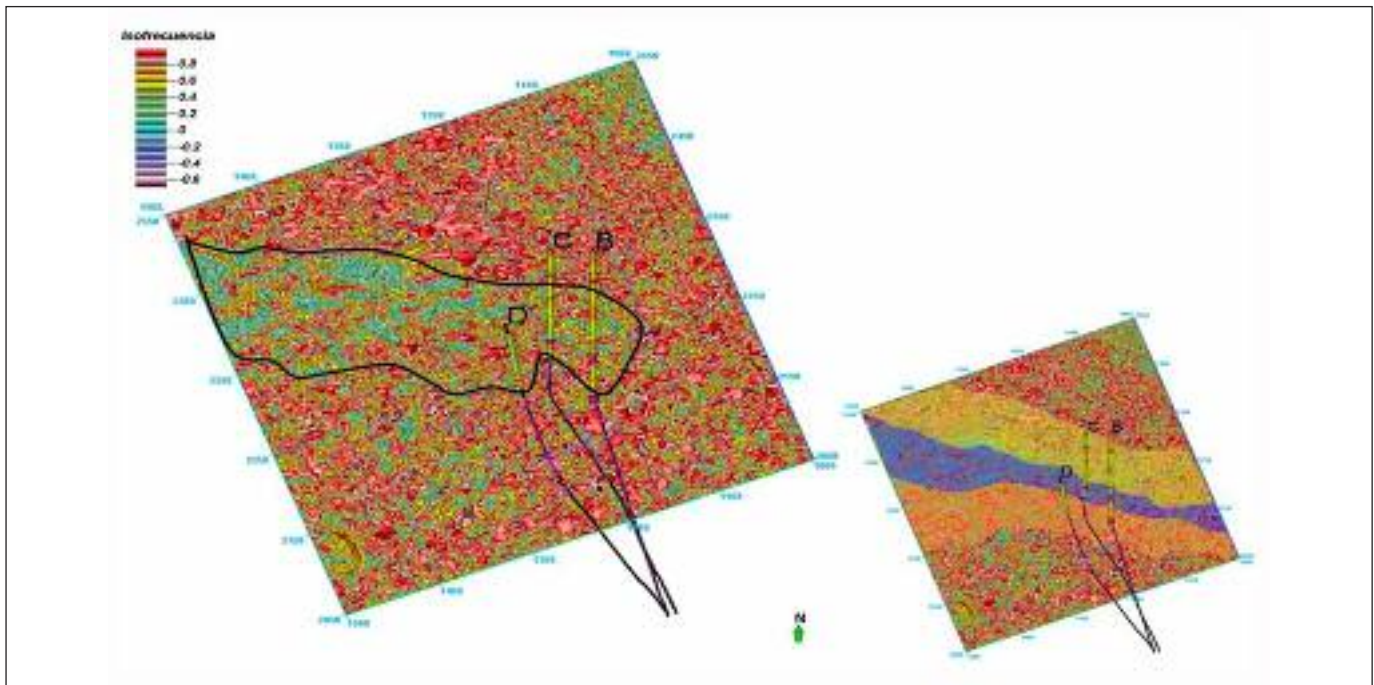


Figura 3. Sección sísmica en profundidad $z=-1750$ del atributo isofrecuencia para una frecuencia dominante de 10 Hz con el registro de geofísico pozo V_p/V_s para los pozos B, C y D. Señalado se encuentra el conjunto de bajas frecuencias provenientes del noroeste.

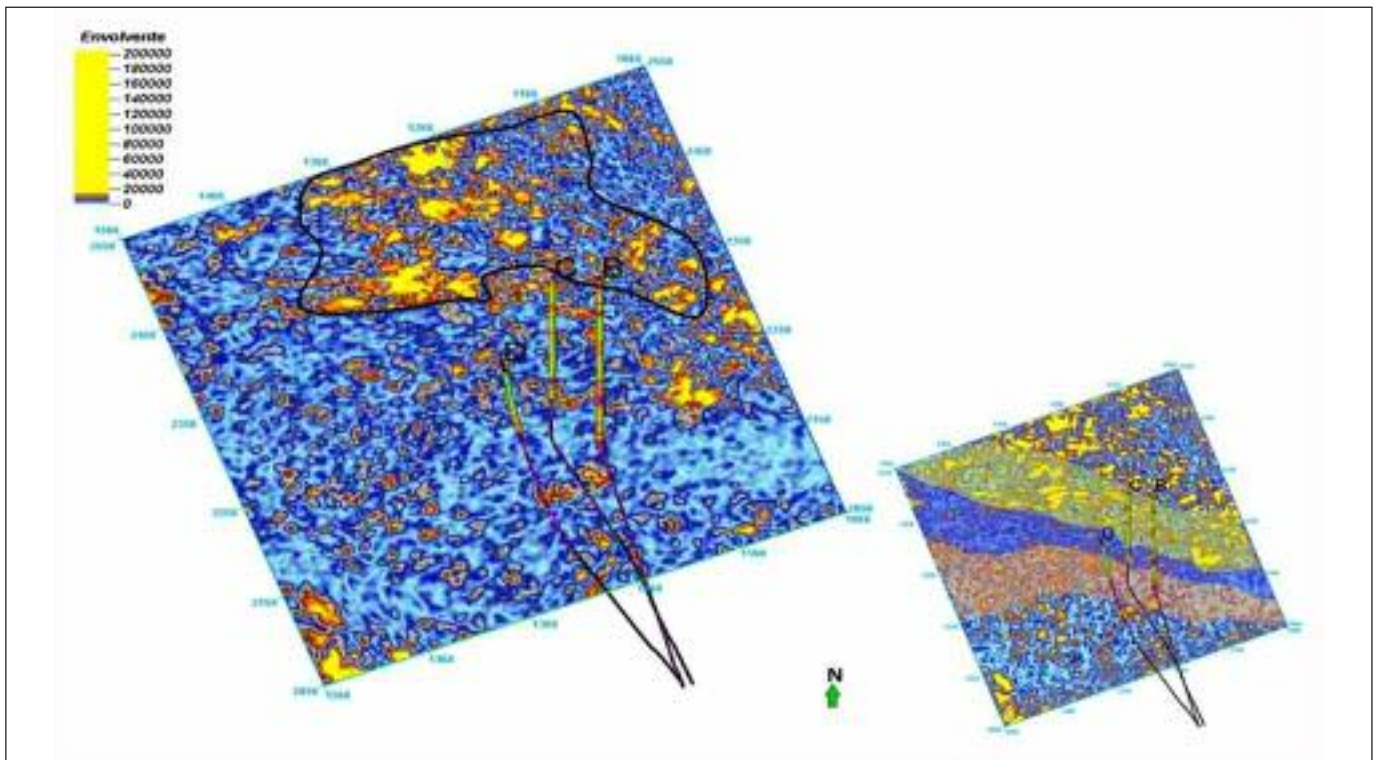


Figura 4. Sección sísmica en profundidad $z = -1750$ del atributo amplitud instantánea con el registro de geofísico pozo Vp/Vs para los pozos B, C y D. Se observan anomalías de amplitudes positivas correspondiente al Manto 2.

rosidad y contenido de arcilla. Con el estudio de este atributo se observó el aumento de anomalías de altas amplitudes positivas en el Manto 2, litológicamente compuesto por carbonatos y brechas de la Formación Cifuentes. Debido al contraste de amplitudes fue posible identificar cambios litológicos, que son difíciles de distinguir a sim-

ple vista en la sísmica. Al sur estas anomalías van en descenso debido a la presencia de carbonatos menos heterogéneos.

En la Tabla 1 se exponen los resultados del análisis realizado de los cortes de atributos sísmicos con el objetivo de delimitar la presencia de fluidos.

Atributo sísmico	Sellos	Reservorios
Envolvente	↑Env ↓Vp/Vs	↓ Env ↑Vp/Vs
Frecuencia Instantánea	↑ Freq ↓Vp/Vs	↓Freq ↑Vp/Vs
Isofrecuencia a 10 Hz	↑Isof ↓Vp/Vs	↓Isof ↑Vp/Vs
Polaridad Aparente	No hay cambio de polaridad	Hay cambio de polaridad
Sweetness	↑Sweet ↓Vp/Vs	↓Sweet ↑Vp/Vs
Amplitud RMS	↑RMS ↓Vp/Vs	↓RMS ↑Vp/Vs

Tabla 1. Resumen del comportamiento de los atributos sísmicos comparado con el registro Vp/Vs en los intervalos de sellos y reservorios.

Análisis de los resultados alcanzados a través de las RNA.

Para los diferentes volúmenes de propiedades generados se proyectaron secciones sísmicas arbitrarias sobre la trayectoria de los pozos, donde se observa, que frente a los valores bajos de la relación V_p/V_s se encuentran las zonas que responden al sello (o con alto contenido de arcilla) mientras que los valores altos de la relación V_p/V_s responden a intervalos reservorio con saturación de fluidos líquidos (agua-petróleo).

Las imágenes que se presentan a continuación son el resultado final del procesamiento de las redes neuronales artificiales las cuales respondieron adecuadamente, ante la presencia de fluidos, a pesar de la baja correlación existente entre los atributos sísmicos y los registros geofísicos de pozos. Se debe aclarar que los resultados no son absolutos para todo el corte, debido, primeramente, a que nada más se cuenta con información del reservorio y como segundo factor que la resolución vertical de la sísmica es menor que la resolución vertical de los registros geofísicos de pozos, por tanto, aquellos eventos menores a 40 m en pozos la sísmica no será capaz de detectarlos y es complicado obtener un resultado con más detalle. Se puede observar que los mayores valores de intensidad de la relación V_p/V_s (rojo o amarillo) re-

presentan la posible existencia de fluido (Figura 5).

Para validar el resultado alcanzado por el volumen de relación V_p/V_s , y con ayuda de una red neuronal supervisada a través del registro geofísico de S_w se obtiene el volumen de saturación de agua (S_w) (Figura 6). En el volumen de S_w se reflejan los intervalos con menores valores de intensidad de saturación de agua o estratos con mayores concentraciones de petróleo. Estas aparentes mayores saturaciones de petróleo abundaron a lo largo de todo el corte, pero principalmente en el horizonte Morena. Nótese que donde existe un aumento de la saturación de agua (color azul), es porque hay un aumento del contenido de arcilla en el corte. Es necesario aclarar que la S_w calculada es la saturación de agua total que depende de la porosidad total y no de la porosidad efectiva, y es por ello que la misma se ve afectada por el volumen de arcilla como se explicó anteriormente.

Otra vía de validación del volumen de relación V_p/V_s obtenido fue escoger el pozo que presentaba mayor producción diaria de petróleo en la zona de estudio y proyectarlo sobre el volumen generado de velocidades sin componentes principales. Esto reflejó como resultado, que efectivamente, el pozo E corta una gran anomalía positiva (Figura 7 a), ubicada en el horizonte Manto 2, relacionada

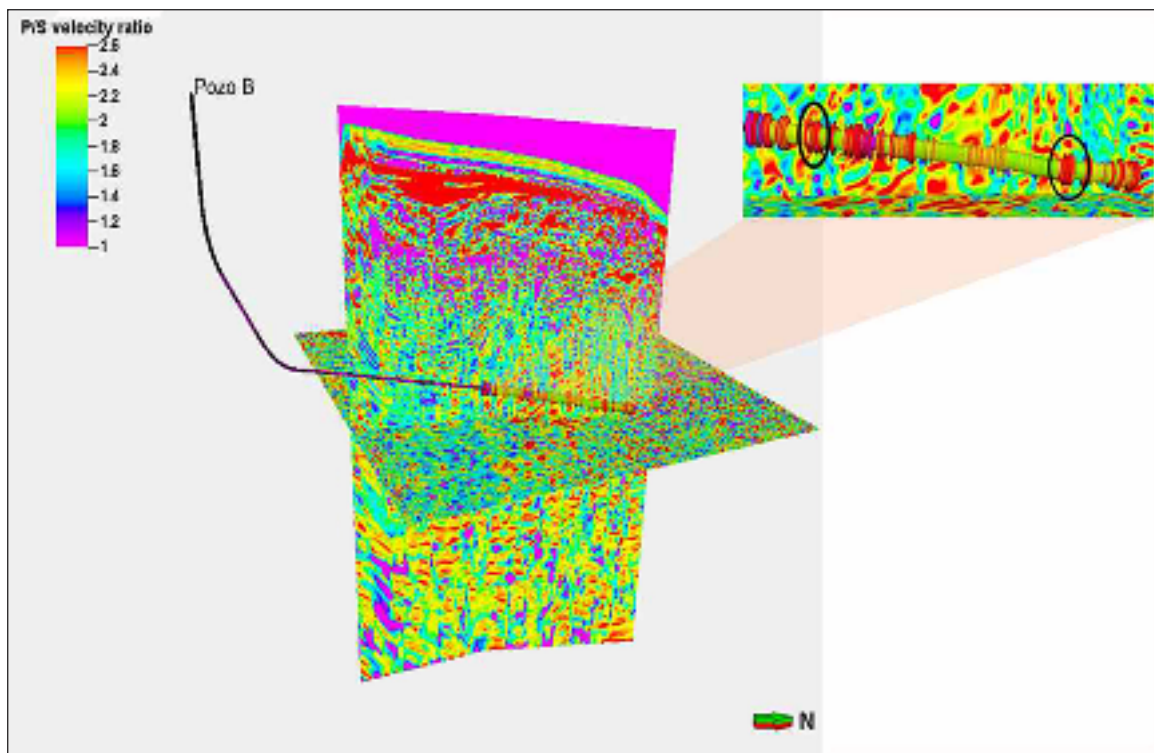


Figura 5. Línea arbitraria del volumen de relación V_p/V_s sobre el pozo B. Marcados en círculos se ubican intervalos donde pueden existir mayores concentraciones de fluido.

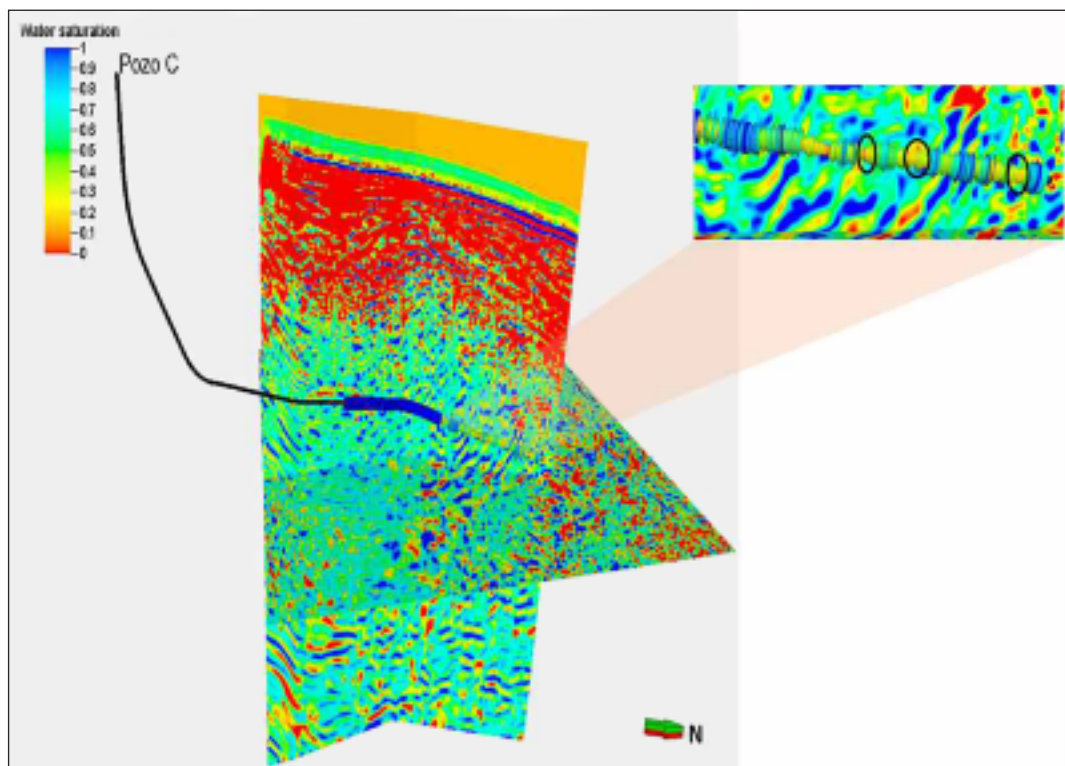


Figura 6. Línea arbitraria del volumen de S_w sobre el pozo C. Resaltados en círculos se ubican intervalos donde pueden existir mayores saturaciones de petróleo.

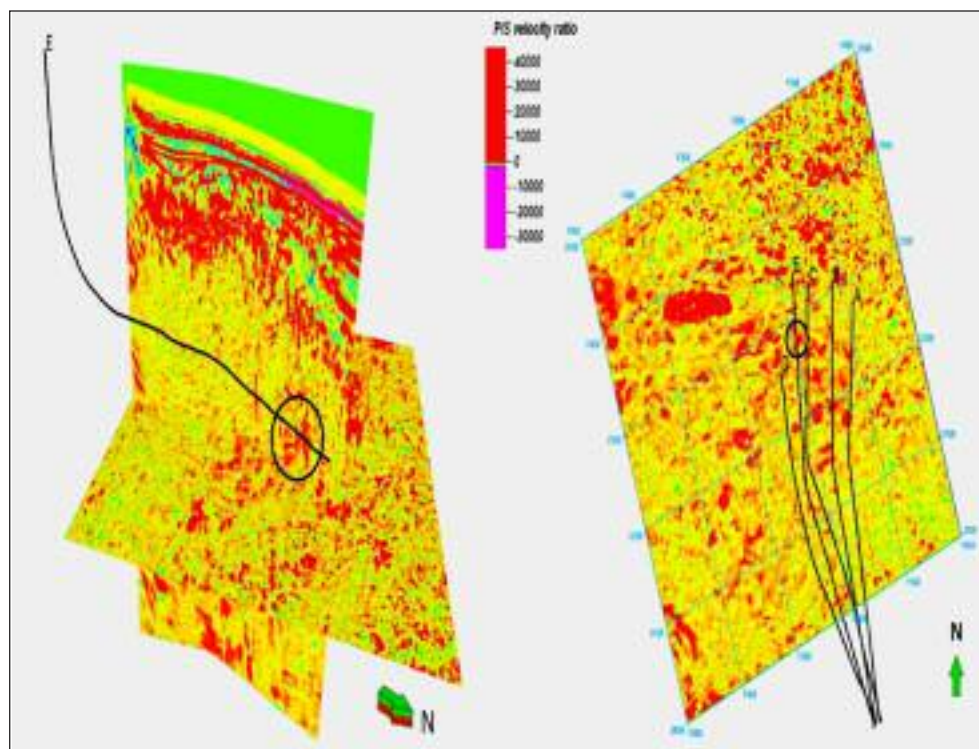


Figura 7 (a). Línea arbitraria del volumen de relación V_p/V_s sobre el pozo E, obsérvese como el pozo atraviesa la anomalía señalada que indica la posible existencia de fluido (b). Corte sísmico en profundidad $z = -1850$ del volumen de relación V_p/V_s , en ella se presentan todos los pozos y está señalada la anomalía interceptada por el pozo E.

probablemente con una gran concentración de fluido líquido; validando la selección del registro de la relación V_p/V_s como delimitador la posible presencia de fluido.

CONCLUSIONES.

Se evidencia el aporte del método sísmico de reflexión en la detección de fluidos existentes en cortes carbonatados en cinturones de cabalgamiento.

Los atributos sísmicos físicos más resolutivos para la posible identificación de fluidos resultaron ser: frecuencia instantánea, amplitud instantánea, isofrecuencia, amplitud RMS, intensidad de reflexión, polaridad aparente y sweetness, siendo el más significativo el atributo isofrecuencias.

Para todos los horizontes interpretados (Morena, Manto 1 y Manto 2) se identificó en las secciones de los respectivos atributos sísmicos la presencia de indicadores de fluidos en el corte a partir de los valores bajos de frecuencia y amplitud, los cambios de polaridad y bajos valores de intensidad de reflexión.

La aplicación de las redes neuronales supervisadas permitió estimar en todo el corte la presencia de probables de indicadores de fluidos.

AGRADECIMIENTOS

En particular quisiéramos agradecer a la UCTB de geofísica perteneciente al Centro de Investigación del Petróleo de CUPET por todo el apoyo brindado. Al Doctor Guillermo Miró Pagés, profesor de profesores, por su valioso apoyo en el desarrollo del mismo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bacon, M., R. Simm Y T. Redshaw**, 2003, 3-D Seismic Interpretation, University of Cambridge.
- Castagna, J.P., S.J. Sun**, 2003, Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*, 6.
- Chelotti, L**, 2014, Procesos sísmicos especiales.
- Chopra, S., K. Marfurt**, 2006, Seismic Attributes a promising aid for geologic prediction.
- Curia, D**, 2009. Estimación de sónicos con curvas de resistividad [en línea], 2009. Disponible en: davidcuria.blogspot.com/2009/09/avo-exploration.html, consulta enero 2015
- González Rodríguez, E.M., J. Sanchez Arango, et al.**, 2014, Informe parcial sobre la actualización del modelo geológico Varadero Oeste e interpretación del sector norte Bahía de Mantanzas. Centro de investigaciones del petróleo. CUPET. Cuba.
- Miro, G., E. Escartín, H. Amador**, 2014, Láminas de la asignatura de Métodos Sísmicos para la Prospección y Exploración de Hidrocarburos. Atributos sísmicos in: Pagés, G. M. (ed.). La Habana, Cuba: Departamento de Geociencias. Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría".
- Paredes, O.R.** "Metodología para la caracterización de unidades de flujo aplicada al prospecto Habana del Este de la FRANJA NORTE DE CRUDOS PESADOS DE CUBA". Tesis en opción al grado de Máster en Ciencias (inédita), Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, La Habana., 2013.
- Quilen, K.D.C**, 2006, Integración de atributos sísmicos con datos petrofísicos para determinar zonas prospectivas, Arena L2M, Área de Finca-Yopales, Edo. Anzoátegui. Tesis en opción al grado de Ingeniero Geofísico (inédita), Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Venezuela.
- SCHLUMBERGER**, 2012, Interpreter's Guide to Seismic Attributes. Taner, M.T, 2001. Seismic Attributes.
- Veiga Bravo, C.**, 2008 "Atributos sísmicos para la búsqueda y evaluación de las anomalías gasopetrolíferas". Cuba, Universidad de Pinar del Río "Hnos. Saíz Montes de Oca. Tesis en opción al grado de Master (inédita).
- William Marin, M.A., J. sierra**, 2012. Análisis multiatributos para la caracterización sísmica de prospectos para gas en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia [en línea], Disponible en: <http://www.earthdoc.org/publication/>, consulta enero 2015.