

DELIMITACIÓN DE LA SECUENCIA RUNAWAY, CAMPO BOONSVILLE, TEXAS, COMBINANDO ANÁLISIS DE SIMILITUD Y REDES NEURONALES

CARLA D. ACOSTA^{1,a}; MILAGROSA ALDANA^{2,b}; ANA CABRERA^{2,c}

¹Universidad Simón Bolívar (USB), Coordinación de Ingeniería Geofísica, Caracas, Venezuela

²Universidad Simón Bolívar (USB), Departamento de Ciencias de la Tierra, Caracas, Venezuela

e-mail: ^acarla.acosi@gmail.com, ^bmaldana@usb.ve, ^canacabrera@usb.ve

Recibido: febrero de 2021

Aprobado para publicación: abril de 2021

RESUMEN

Con la finalidad de reducir el nivel de incertidumbre derivado de analizar solo los mapas de atributos sísmicos, se integraron dos tipos de análisis para caracterizar, sísmicamente, la Secuencia Runaway del Campo Boonsville (Texas, EE. UU.): un análisis de similitud y redes neuronales no supervisadas. A partir de la observación y comparación de ambas técnicas, se identificaron y delimitaron patrones en los datos sísmicos que pudiesen estar asociados con áreas prospectivas. Como datos de entrada, se generaron mapas de atributos sísmicos intervállicos y se ubicaron pozos con registros de producción dentro de la Secuencia Runaway. Para realizar el Análisis de Similitud, se modificó y adaptó una rutina de MATLAB para generar mapas de similitud referenciados a pozos con diferentes características de producción. Los mapas obtenidos fueron contrastados entre sí para determinar diferencias entre las regiones de similitud sísmica asociadas a presencia o ausencia de hidrocarburos. Con la red no supervisada de Aprendizaje por Cuantificación Vectorial o "Unsupervised Vector Quantizer (UVQ)", se realizó una clasificación de atributos sísmicos, seleccionando, como datos de entrenamiento, valores en puntos al azar extraídos de los mapas de atributos intervállicos de la Secuencia Runaway y un número de 10 grupos o facies. Los resultados obtenidos indican que el análisis de similitud pudiese aportar información sobre la presencia de fluido y el tipo de fluido (gas o petróleo), mientras que los mapas de redes neuronales presentan una buena discriminación de facies, que podrían asociarse a la existencia de un factor litológico influenciado por la porosidad, en las respuestas de los mapas obtenidos.

Palabras claves: Atributos sísmicos, análisis de similitud, redes neuronales, interpretación sísmica, patrones sísmicos.

DELINEATION OF THE RUNAWAY SEQUENCE, BOONSVILLE FIELD, TEXAS, COMBINING SIMILARITY ANALYSIS AND NEURAL NETWORKS

ABSTRACT

In order to reduce the uncertainty level derived from analyzing only the seismic attribute maps, two types of analysis were integrated to characterize, seismically, the Runaway Sequence of the Boonsville Field (Texas, USA): a similarity analysis and an unsupervised neural network. From the observation and comparison of both techniques, patterns in the seismic data, which could be associated with prospective areas, were identified and delimited. As input data, maps of seismic interval attributes were generated and wells with production logs were located within the Runaway Sequence. To perform the Similarity Analysis, a MATLAB routine was modified and adapted to generate similarity maps relative to wells with different production characteristics. The maps obtained were contrasted with each other to determine differences between the regions of seismic similarity associated with the presence or absence of hydrocarbons. With the Unsupervised Vector Quantizer (UVQ) network, a classification of seismic attributes was carried out, selecting, as training data, values extracted, at random points, from the maps of interval attributes of the Sequence Runaway, and a number of 10 groups or facies. The results indicate that the similarity analysis could provide information regarding the presence and type of fluid (gas or oil), while the neural network maps show good facies discrimination, which could be associated with the existence of a lithological factor influenced by porosity in the map responses obtained.

Keywords: Seismic attributes, similarity analysis, neural networks, seismic interpretation, seismic patterns.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de herramientas computacionales en geofísica ha permitido prospectar, nuevamente, campos ya estudiados para obtener información de ellos con mayor certeza, incorporando nuevas técnicas a los métodos de procesamiento y análisis convencionales.

El análisis de atributos sísmicos es un procedimiento estándar en la caracterización de yacimientos a partir de datos sísmicos. Un buen atributo, debe ser directamente sensible al rasgo geológico o propiedad del yacimiento de interés, ayudando a definir el ambiente estructural o sedimentario, o permitiendo inferir algún rasgo o propiedad de interés de la zona estudiada (Chopra y Marfurt, 2007).

Los atributos sísmicos también son utilizados como guía para estimar o extrapolar alguna propiedad petrofísica o de producción, en una región cubierta con información sísmica. A menudo resaltan rasgos sutiles en mapas y visualizaciones 3D, aportando imágenes mejoradas útiles tanto para un intérprete humano como para un análisis computacional geoestadístico o de redes neuronales (Chopra y Marfurt, 2007). Sin embargo, en ocasiones puede no ser fácil interpretar o integrar una gran cantidad de atributos sísmicos para realizar una identificación certera de patrones, posiblemente asociados a determinadas propiedades petrofísicas.

En este sentido, el Análisis de Similitud, propuesto por Michelena et al. (1998), permite la identificación de patrones que son similares a los observados en un punto de referencia en particular. Este análisis resume toda la información de los atributos sísmicos en un solo mapa, denominado mapa de similitud, que delimita las posibles zonas de prospección. Por otro lado, una Red Neuronal no supervisada es una técnica no lineal ampliamente utilizada para el reconocimiento de patrones durante la interpretación sísmica. Esta permite agrupar, en la misma categoría, datos de entrada que tienen comportamientos similares (Aminzade y de Groot, 2006).

El objetivo principal de este estudio fue identificar y delimitar patrones en los datos sísmicos pertenecientes a la Secuencia Runaway del Campo de Boonsville, ubicado en la Cuenca de Fort Worth al centro norte de Texas, EE.UU. (Hardage et al., 1996b). Para ello, se combinó el Análisis de Similitud sísmica con los resultados obtenidos de Redes Neuronales no supervisadas, con la finalidad, de reducir el nivel de incertidumbre derivado de analizar solo los mapas de atributos sísmicos. Se espera que la integración de ambas técnicas permita delimitar patrones o zonas que puedan asociarse a propiedades petrofísicas, como la litología o la presencia de fluidos.

ÁREA DE ESTUDIO

La zona de estudio se encuentra ubicada en el Campo de Boonsville perteneciente a la Cuenca de Fort Worth, específicamente al oeste del lago Bridgeport, entre los condados de Jack y Wise, en el Estado de Texas. En la Figura 1 se muestra la ubicación geográfica y los aspectos geológicos resaltantes (Naeem et al., 2015).

La secuencia litológica de interés se encuentra en el intervalo Runaway, siendo uno de los niveles de yacimiento del Campo Boonsville. Este sistema de yacimientos es una subunidad del Conglomerado de Bend de la Serie Atokan (ver Figura 2), que es una serie productiva de yacimientos de gas depositados durante un ambiente fluvio-deltáico durante el Pensilvaniense medio (Hardage et al., 1996b).

DATOS DISPONIBLES

Los datos sísmicos utilizados abarcan un área de, aproximadamente, 14 km². Forman parte de un gran conjunto de datos de 67 km² de sísmica 3-D, adquirida desde el año 1993 hasta 1996 por el programa "Recuperación Secundaria de Gas" (SGR, por sus siglas en inglés), financiado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos y el Instituto de Investigación de Gas (Hardage et al., 1996a).

Los datos se encuentran muestreados cada 1 ms con un espectro de frecuencias de 10 a 150 Hz (Hardage et al., 1996a). La calidad de los datos sísmicos es alta hasta el fondo del Grupo Atoka, y a partir de la Secuencia Runaway se refleja la presencia de colapsos kársticos que se extienden a mayores profundidades (ver Figura 3).

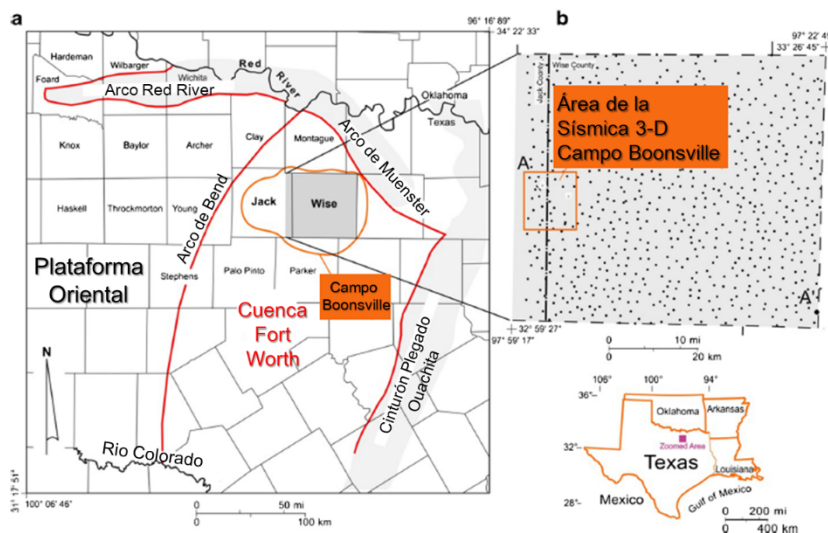


Figura 1. Ubicación geográfica de la zona de estudio en el Campo Boonsville, perteneciente a la Cuenca de Fort Worth en Texas, EE.UU. Se muestran, además, las principales estructuras geológicas del área de estudio (extraído y modificado de Naeem et al., 2015).

SISTEMA	SERIE	GRUPO O FORMACIÓN
CRETÁCICO	NO ESTA DIVIDIDO	
PÉRMICO	WOLFCAMPAN	GRUPO CISCO
PENSILVANIENSE	SUPERIOR	VIRGILIAN
		GRUPO CANYON
	MEDIO	MISSOURIAN
		GRUPO STRAWN
	INFERIOR	ATOKAN
		GRUPO ATOKA
		FORMACIÓN MARBLE FALLS Y CANYON
MISISIPIENSE		

Gas del Conglomerado de Bend

Figura 2. Columna estratigráfica post Misisipiense de la Cuenca Fort Worth. Intervalo de interés perteneciente a la Serie Atokan, en el Grupo Atoka (extraído y modificado de [Hardage et al., 1996a](#)).

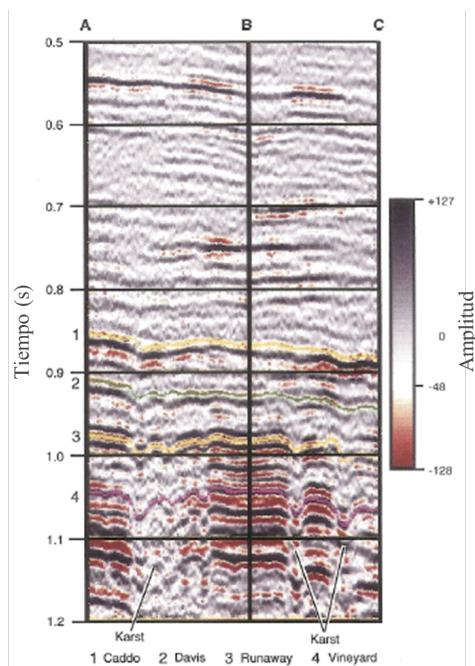


Figura 3. Perfil sísmico desde el punto A al B y del punto B al C. Se aprecian los colapsos kársticos desde la Secuencia Runaway, identificada con el número 3 (extraído y modificado de [Hardage et al., 1996a](#)).

En el área cubierta por el volumen sísmico se perforaron 38 pozos que presentaron datos disponibles (ver [Figura 4](#)). Se utilizaron cuatro de ellos (BY 18D, CY 9, BY 11 y AC 5) para derivar la relación tiempo-profundidad.

Adicionalmente se utilizaron diez pozos que fueron seleccionados como puntos de referencia, para aplicar el Análisis de Similitud y las Redes Neuronales no supervisadas.

ANÁLISIS DE SIMILITUD

El Análisis de Similitud ([Michelena et al., 1998](#)) es una técnica no tradicional e innovadora que condensa la información contenida en un conjunto de atributos extraídos de los datos sísmicos, en una sola respuesta denominada mapa de similitud. A partir de este mapa es posible predecir o determinar zonas sísmicamente similares a un área tomada como referencia, la cual corresponde, como se explica más adelante, al entorno o vecindad de un pozo ([Leggieri, 1998](#)).

Esta técnica ha sido propuesta por [Michelena et al. 1998](#) como una poderosa herramienta para facilitar la tarea de interpretar y analizar decenas de atributos sísmicos y resumir toda la información en un solo mapa, con la finalidad de delinear y delimitar áreas prospectivas de hidrocarburos.

El Análisis de Similitud sísmica permite obtener una respuesta influenciada por el conjunto de propiedades del subsuelo, en un área de referencia de la zona de estudio. Esa respuesta es comparada con la obtenida en el resto de la región donde existe información sísmica y el resultado final es cuantificado en valores de similitud. De esta manera, las zonas denominadas sísmicamente similares, se refiere a zonas donde el conjunto de atributos utilizados para el análisis refleja, para determinadas regiones, una respuesta sísmica similar, es decir, valores de similitud parecidos a los que presenta el área de referencia ([Leggieri, 1998](#)). Esta metodología es desarrollada mediante la hipótesis de que las respuestas sísmicas semejantes indican condiciones o propiedades similares en las rocas que conforman el subsuelo, suponiendo áreas cercanas a la región o localización tomada como referencia, y considerando que los cambios en las condiciones y propiedades del suelo ocurren de manera gradual.

REDES NEURONALES NO SUPERVISADAS

La Red Neuronal no supervisada de Aprendizaje por Cuantificación Vectorial o "*Unsupervised Vector Quantizer (UVQ)*" que se utilizó para este proyecto, fue desarrollada por dGB Earth Sciences y pertenece a un módulo del Software Opendtect 4.2.0. La red UVQ es un sistema autoorganizado que permite agrupar los datos dentro de un número definido de grupos. Esta red agrupa vectores con L variables de entrada en K grupos o clústeres (agrupación de elementos según características similares entre sí), mediante la comparación de vectores de entrada con los centros de cada clúster ([Aminzade y de Groot, 2006](#)). Estos centros (vectores prototipo) son inicializados al azar. Los correspondientes centros representativos de los clústeres se obtienen después de entrenar en un subconjunto de datos, iterando un proceso aleatorio de selección de los vectores de entrada, la comparación entre sus distancias y la actualización de los prototipos del centro.

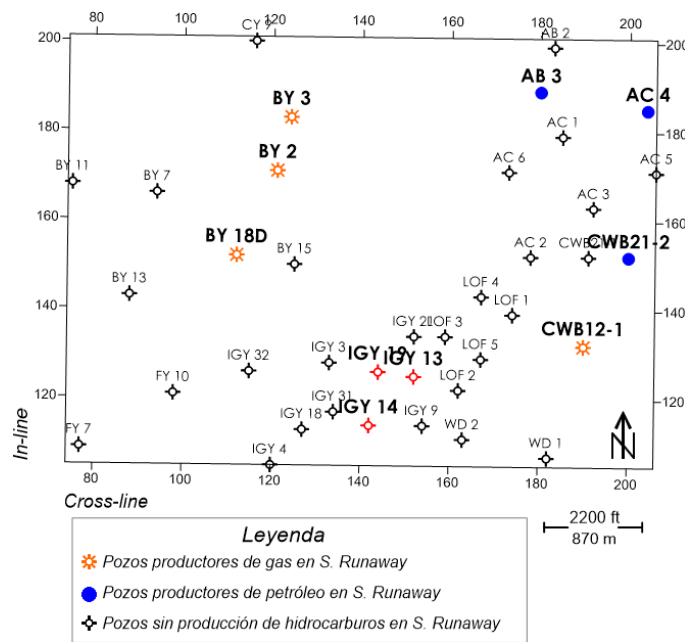


Figura 4. Mapa de la ubicación de los pozos en el área de estudio del Campo Boonsville. Los pozos utilizados se presentan con símbolos de color (naranja, rojo y azul).

METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el análisis de similitud e integrarlo con los resultados de las redes neuronales no supervisadas en los datos sísmicos del Campo Boonsville, fue necesario seguir los pasos que se detallan a continuación.

Interpretación sísmica

La Secuencia Runaway está delimitada por las superficies de máxima inundación MFS53 y MFS40 (maximum flooding surface "MFS") que definen el tope y la base de la secuencia litológica como se puede observar en la [Figura 5](#). Sobre las superficies fueron trazados los horizontes a lo largo del mallado sísmico.

Generación de Atributos Sísmicos

Para realizar el análisis de similitud es necesario que los atributos sísmicos sean atributos interválicos ([Michelena et al., 1998](#)). Estos son calculados en una ventana de tiempo (entre tope y base de la Secuencia Runaway).

Para generar un atributo interválico, primero se calcularon los atributos sobre todo el cubo sísmico (atributos volumétricos). Los atributos volumétricos calculados fueron diez (10) disponibles en la licencia utilizada, es decir: Fase Instantánea, Frecuencia Instantánea, Amplitud Instantánea, Primera Derivada de la Amplitud, Segunda Derivada de la Amplitud, Coseno de la Fase, Factor Q, Frecuencia Dominante, Contraste e Indicador de Capas Delgadas.

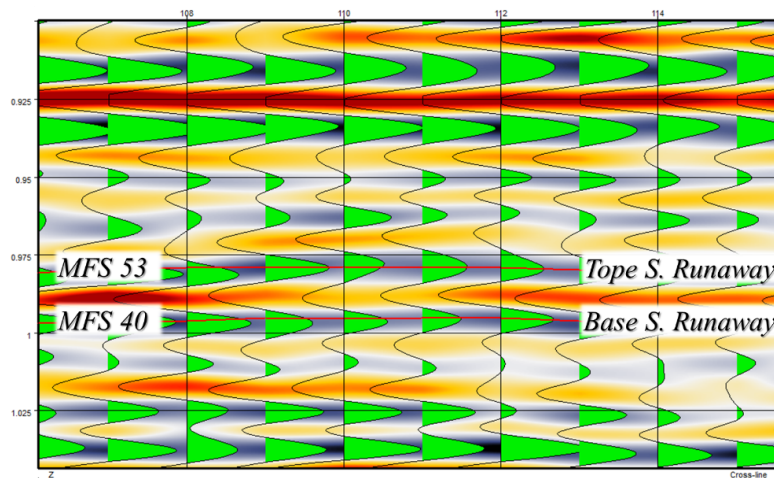


Figura 5. Sección sísmica en Inline 153, entre las trazas 107 y 115, que muestra el tope y base de la Secuencia Runaway.

Seguidamente, se calculan los atributos interválticos, que están caracterizados por tener un solo valor por traza para el intervalo de estudio (ver [Figura 6](#)). Ese único valor puede ser la suma, valor máximo, valor mínimo, promedio o valor RMS del conjunto de valores dentro del intervalo.

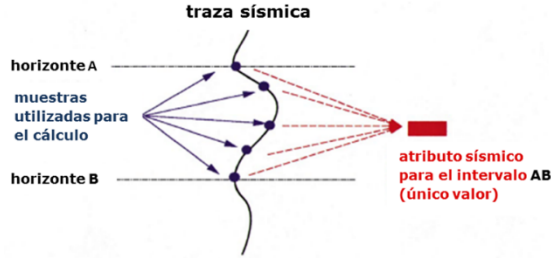


Figura 6. Cálculo de un atributo interváltico a partir de varias muestras en una traza sísmica (modificado de [Michelena et al., 1998](#)).

En este caso, se calcularon los valores RMS y promedio de los atributos volumétricos mencionados anteriormente, obteniendo como resultado 20 atributos interválticos.

Para el intervalo de estudio se consideró una ventana de tiempo de 5 ms por encima del tope y 5 ms por debajo de la base en los horizontes interpretados, con la finalidad de asegurar que el atributo sísmico calculado considere toda la ondícula de interés, sin perder información sísmica.

Linealidad entre Atributos Sísmicos

Otro de los requisitos para realizar con eficacia el análisis de similitud, es utilizar atributos linealmente independientes entre sí para no introducir datos redundantes que puedan influir en los resultados generados ([Michelena et al., 1998](#)). Por esta razón, a todos los atributos generados se les aplicó una rutina en MATLAB denominada "Linealidad", generada y utilizada por [Bravo \(2015\)](#), que calcula los coeficientes de correlación entre los atributos introducidos.

La evaluación de los valores de los coeficientes de correlación de atributos contra atributos, permite reducir el número de atributos sísmicos a utilizar para el análisis, considerando o seleccionando únicamente aquellos linealmente independientes entre sí ([Leggieri, 1998](#)).

El parámetro o valor de corte para indicar dependencia o no, se seleccionó normalizando los valores de los coeficientes de correlación y escogiendo una cota de 50%; es decir, cuando el coeficiente de correlación sea menor o igual a 50%, se le asignará el valor de uno (1), que indicará que los atributos evaluados son linealmente independientes.

Siguiendo el criterio indicado, de los 20 atributos evaluados, se obtuvo un total de once (11) atributos interválticos linealmente independientes entre sí, que son los siguientes: Promedio de la Fase Instantánea, Promedio del Coseno de la Fase, Promedio de la Primera Derivada, Promedio de la Segunda Derivada, Promedio de la Frecuencia Dominante, Promedio del Factor Q, RMS de la Amplitud Instantánea, RMS de la Frecuencia Instantánea, RMS de la Primera Derivada y RMS del Coseno de la Fase.

Análisis de Similitud

Para realizar el Análisis de Similitud, se modificó y adaptó una rutina de MATLAB generada previamente por [Molina \(2014\)](#), que sigue el procedimiento establecido por [Michelena et al. \(1998\)](#). Como datos de entrada, se tienen los 11 atributos interválticos linealmente independientes entre sí, que permiten iniciar la rutina de la siguiente manera:

1. Suavizado de los atributos sísmicos, para evitar la aparición de valores anómalos que puedan causar errores en los cálculos realizados.
2. Selección de zonas de control, que están dadas por la ubicación de los pozos. La rutina permite introducir un radio de control (en trazas) alrededor del pozo que se considerará como zona de referencia (ver [Figura 7](#)). Para esta secuencia se tomaron 10 puntos de referencia, correspondientes a la ubicación de 10 pozos con diferentes características de producción (3 pozos secos, 3 pozos productores de petróleo y 4 pozos productores de gas).

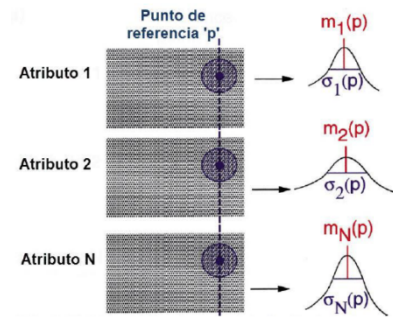


Figura 7. Cálculo de los valores del punto de referencia para cada atributo sísmico (extraído y modificado de [Michelena et al., 1998](#)).

3. Cálculo de la media y desviación estándar de la zona de control para todos los atributos sísmicos como se muestra en la [Figura 8](#). Estos valores obtenidos serán comparados sistemáticamente con cada traza del mallado en los atributos calculados.

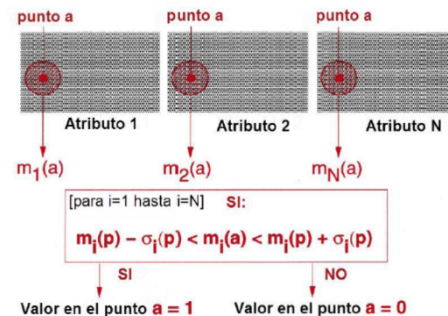


Figura 8. Clasificación de los puntos de cada atributo con respecto al valor de referencia (extraído y modificado de [Michelena et al., 1998](#)).

-

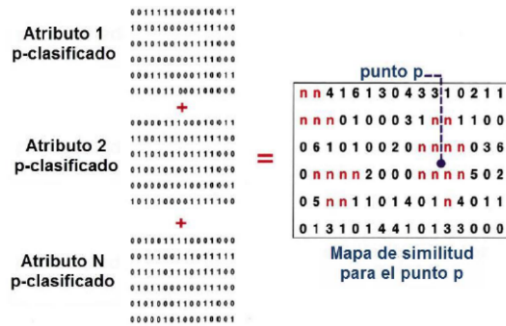


Figura 11. Mapa de similitud referenciado al pozo BY 3 (pozo productor de gas). Área de mayor similitud sísmica hacia el centro norte de la zona de estudio.

2. Las áreas de mayor similitud sísmica de cada mapa serán delimitadas con contornos de color (ver [Figura 12](#)), con la finalidad de superponer los contornos sobre los otros mapas de similitud generados como se ilustra en la [Figura 13](#). De esta manera, es posible identificar comportamientos análogos o diferentes entre los mapas de similitud referenciados a pozos con distintas características de producción.

Todos los mapas de similitud fueron contrastados entre sí, para determinar diferencias entre las regiones de alta o baja similitud sísmica, de la siguiente manera:

-

Figura 12. Mapa de similitud referenciado al pozo AB 3 (pozo productor de petróleo). Área de mayor similitud sísmica delimitada con la línea color rojo.

-
- 6

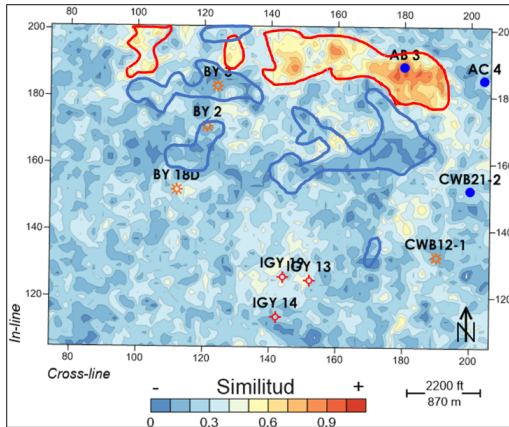


Figura 13. Mapa Base referenciado al pozo AB3 (productor de petróleo) con áreas de mayor similitud delimitadas con la línea color rojo. Superposición de áreas de mayor similitud sísmica referenciadas al pozo BY 3 (productor de gas) con la línea de color azul.

Tabla 1. Clasificación de los mapas de similitud, en grupos, de acuerdo al comportamiento observado. El símbolo ⚡ en el nombre de los pozos corresponde a los mapas que serán base para mostrar la superposición de las áreas delimitadas.

GRUPOS	POZO	FLUIDO PRESENTE
Grupo 1	AC 4	Petróleo
	CWD 21-2	Petróleo
	⚡BY 18D	Gas
	CWD 12-1	Gas
Grupo 2	⚡AB 3	Petróleo
	BY 2	Gas
	BY 3	Gas

- Se seleccionó un mapa base en cada grupo para comparar zonas de similitud referenciadas a diferentes puntos de control. Del grupo 1, el mapa base será el mapa referenciado al pozo BY 18D, mientras que para el grupo 2, será el mapa de similitud referenciado al pozo AB 3, como en la Figura 13.

Clasificación sísmica mediante Redes Neuronales no supervisadas

Como datos de entrada para la red UVQ, se utilizaron los mapas de atributos sísmicos intervállicos linealmente independientes entre sí, calculados anteriormente. Por otra parte, se varió el número de puntos aleatorios con valores de 500, 1.000 y 1.500, con la finalidad de encontrar la mejor densidad de vectores prototipo que la red neuronal utilizaría para el entrenamiento, logrando como valor ideal una cantidad de 1.000 puntos sobre el conjunto de datos a estudiar.

De igual manera, para los datos de salida, se varió la cantidad de facies con valores de 5, 8 y 10 para determinar, qué cantidad de facies se lograba una mejor respuesta. Seleccionando finalmente 10 facies para la clasificación.

Como resultado del entrenamiento, la red UVQ generó dos mapas, el mapa de "segmentación" (ver Figura 14) y el mapa "match" (ver Figura 15).

El primero, clasifica u organiza el área de estudio de acuerdo a la cantidad de facies introducidas. El segundo, presenta el grado de semejanza entre el vector de entrada y el centro del clúster al cual fue asignado el vector en una localización, de forma tal que, a mayor valor de match, mayor será la semejanza con el conjunto o facies al cual fue asignado el dato.

Una vez generados los mapas UVQ, estos se compararon con las áreas delimitadas previamente en el análisis de similitud, para determinar si los mapas de redes neuronales muestran una clasificación de acuerdo a lo observado anteriormente o si se observa algo diferente o complementario

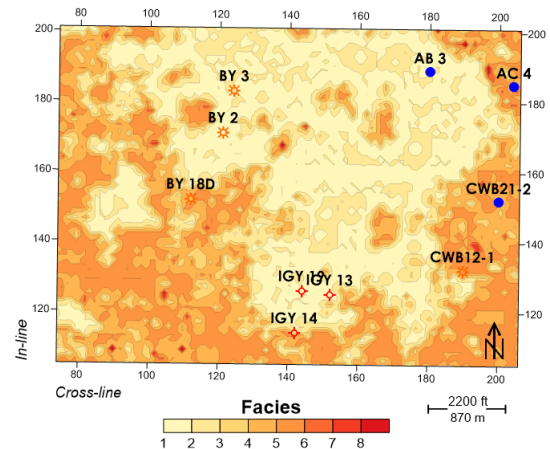


Figura 14. Mapa de clasificación de redes neuronales por atributos sísmicos (mapa de segmentación).

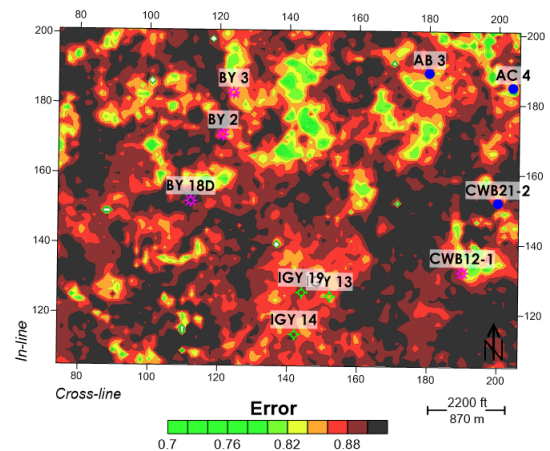


Figura 15. Mapa de clasificación de redes neuronales por atributos sísmicos (mapa match).

En el 2015, Naeem et al., publicaron un estudio donde realizaron una estimación de la porosidad mediante una regresión multi-atributo anclada a la información de porosidad disponible en los pozos del área. En la [Figura 16](#), se muestra el mapa de porosidad final obtenido para la Secuencia Runaway. Estos resultados se contrastarán contra los obtenidos en el presente estudio. Los atributos utilizados

por [Naeem et al. \(2015\)](#) para generar este mapa fueron impedancia acústica (IA), frecuencia instantánea, amplitud sísmica, fase instantánea, traza integrada y amplitud envolvente. La correlación entre los valores de porosidad predichos y los originales fue del 90 %, lo que indica una buena transformación de los atributos sísmicos en valores de porosidad.

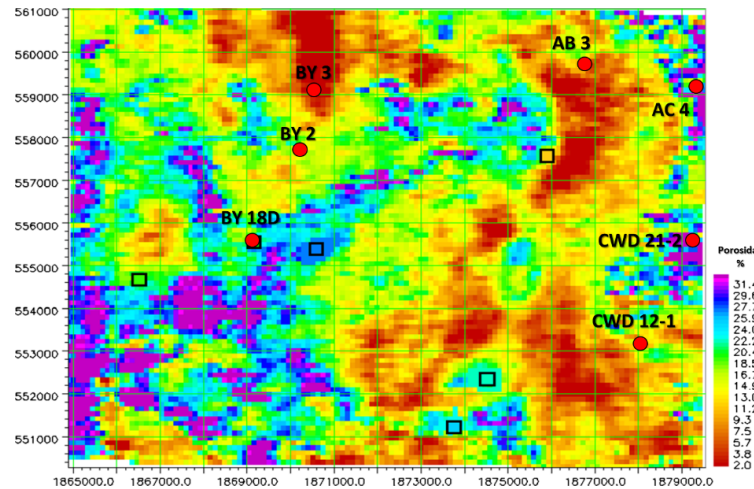


Figura 16. Mapa de porosidad de la Secuencia Runaway obtenido a partir de una regresión multi-atributo (extraído y editado de [Naeem et al., 2015](#)).

RESULTADOS

Al analizar los mapas de similitud referenciados a pozos productores de gas y petróleo, se observa, una clara discriminación hacia la región sur del área de estudio, en donde los mapas presentan una baja similitud sísmica. Esta región comprende el área de los pozos secos o no productores de hidrocarburo, por lo que permite inferir que se podría distinguir entre zonas secas y posibles zonas prospectivas. En la [Figura 17](#), se observa el mapa de similitud sísmica referenciado al pozo IGY 13 que presenta una mayor similitud sísmica hacia la zona sur, y una baja similitud sísmica en el resto de la zona de estudio.

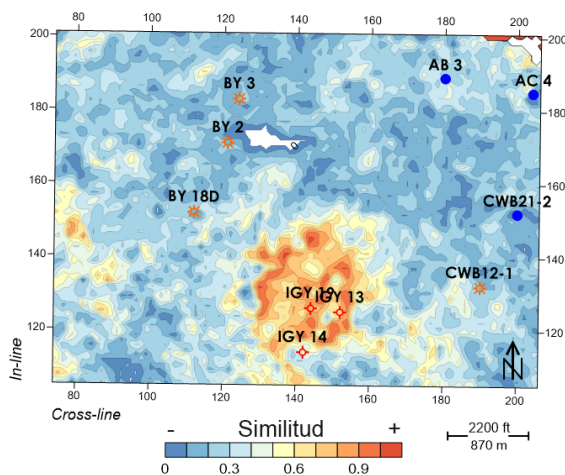


Figura 17. Mapa de similitud sísmica referenciado al pozo seco IGY 13. Se observa una mayor similitud sísmica en la región donde se encuentran los pozos secos.

Por otra parte, el análisis de los mapas de similitud del Grupo 1, indica que los pozos productores de petróleo "AC 4" y "CWD 21-2", poseen zonas de mayor similitud sísmica en común, como se puede observar en las [Figura 18](#) y [19](#). Igualmente ocurre con los pozos productores de gas "BY 18D" y "CWD12-1" mostrados en las [Figura 20](#) y [21](#), respectivamente.

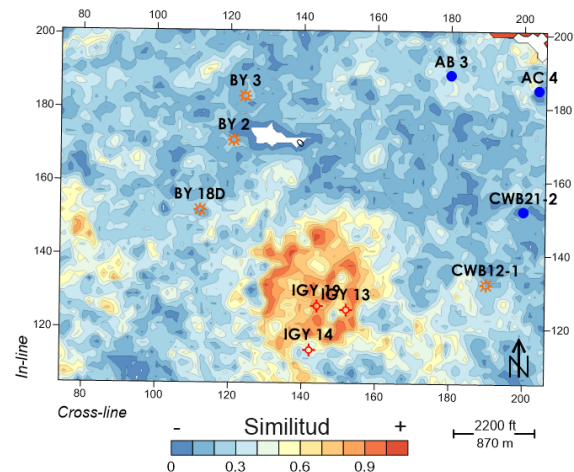


Figura 18. Mapa de similitud referenciado al pozo AC 4, productor de petróleo.

Sin embargo, ocurre lo mismo para el Grupo 2, donde los pozos productores de gas "BY 2" (ver [Figura 22](#)) y "BY 3" (ver [Figura 11](#)), presentan zonas de similitud sísmica hacia el norte del área de estudio.

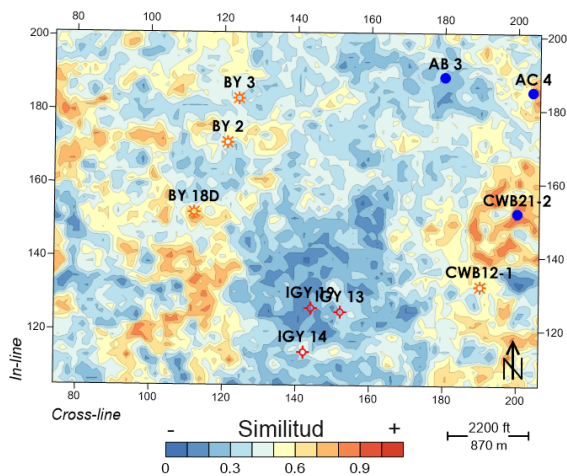


Figura 19. Mapa de similitud referenciado al pozo CWD 21-2, productor de petróleo.

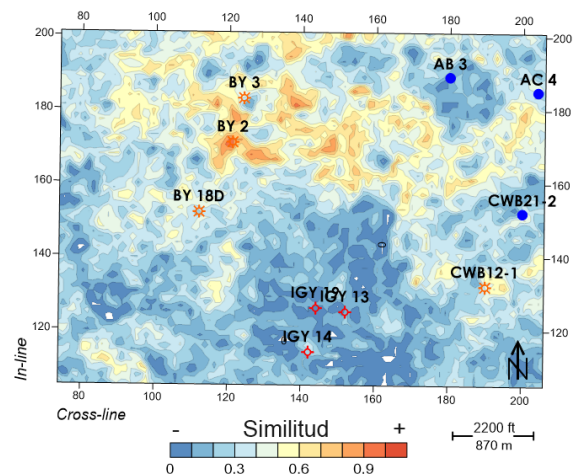


Figura 22. Mapa de similitud referenciado al pozo BY 2, productor de gas.

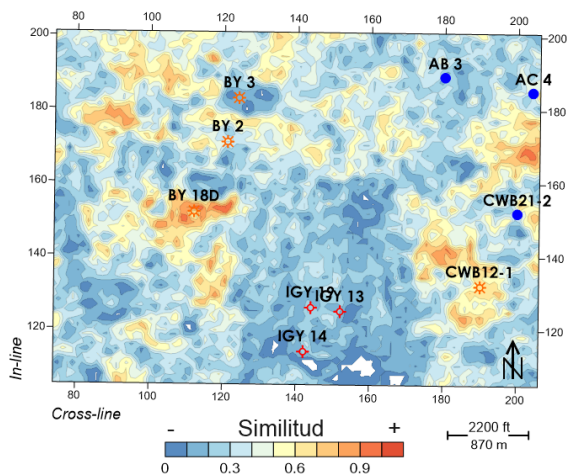


Figura 20. Mapa de similitud referenciado al pozo BY 18D, productor de gas.

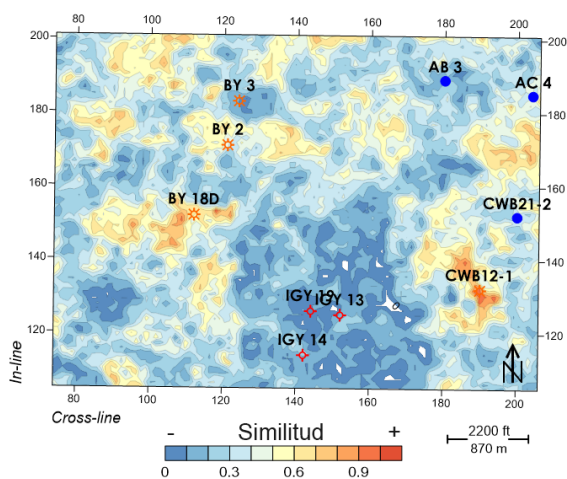


Figura 21. Mapa de similitud referenciado al pozo CWD 12-1, productor de gas.

Por esa razón, se integraron los comportamientos de mayor similitud sísmica de los pozos productores de gas y de petróleo para cada grupo, con la finalidad de observarlos en un solo mapa y compararlos entre sí, como se observa en las Figuras 23 y 24.

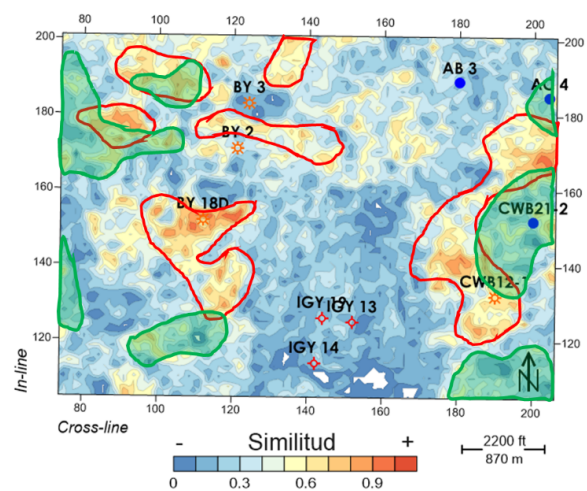


Figura 23. Mapa de similitud comparativo de las zonas con mayor similitud sísmica del Grupo 1. El área encerrada por el contorno color rojo, corresponde a zonas sísmicamente similares para los pozos BY 18D y CWD 12-1 (productores de gas). Encerrados en el área verde, se encuentran zonas sísmicamente similares para los pozos AC 4 y CWD 21-2 (productores de petróleo).

Se observa que el comportamiento de mayor similitud sísmica (áreas encerradas por los contornos), permite una muy buena delimitación entre las zonas productoras de gas y zonas productoras de petróleo correspondiente a cada uno de los grupos mencionados anteriormente, sugiriendo que el análisis de similitud está aportando información sobre el tipo de fluido presente en el yacimiento.

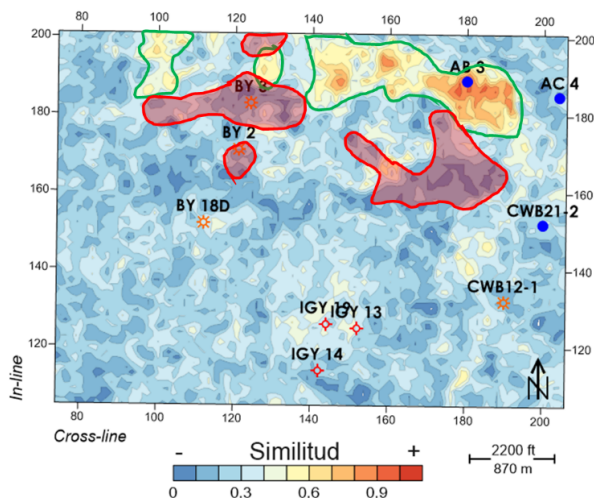


Figura 24. Mapa de similitud comparativo de las zonas con alta similitud sísmica del Grupo 2. El área encerrada por el contorno color verde, corresponde a zonas sísmicamente similares para el pozo AB 3 (productor de petróleo). Encerrados en el área roja, se encuentran zonas sísmicamente similares para los pozos BY 2 y BY 3 (productores de gas).

Sin embargo, pareciera existir otro factor implícito, relacionado con la litología o ambiente sedimentario, ya que, de no ser así, se pensaría, de manera intuitiva, que todos los pozos productores de petróleo, el pozo AC 4 y CWD 21-2 del grupo 1 y el AB 3 del grupo 2, tendrían el mismo comportamiento de similitud sísmica, al igual que todos los pozos productores de gas, como el BY 18D, CWD 12-1, BY 2 y BY 3.

Por otra parte, en la Figura 25 se presenta, como mapa base, el mapa de similitud sísmica referenciado al pozo productor de gas "BY 18D". En este mapa se demarcan las áreas sísmicamente similares para los pozos productores de gas del Grupo 1 y 2. Se puede observar que no hay solapamiento de estas áreas y, además, se encuentran bien discriminadas. Por esta razón, debe existir otra característica, adicional al tipo de fluido presente en el yacimiento, que está permitiendo este comportamiento disímil, ya que, de no ser así, estas áreas tendrían coincidencia por ser bien referenciadas a pozos productores del mismo fluido.

Al interpretar el mapa de segmentación generado mediante el entrenamiento de la red neuronal no supervisada, se pudo corroborar la información de la Tabla 1. Los pozos pertenecientes al Grupo 1 (AC 4, CWD 21-2, BY 18D y CWD 12-1) pertenecen a una facies, mientras que los pozos del Grupo 2 (AB 3, BY 2 y BY 3) pertenecen a otra facies (ver Figura 14). Comparando el mapa de segmentación con el mapa de porosidad obtenido por Naeem et al. (2015), se puede notar una estrecha relación entre ambos. Las regiones con mayor porosidad (también relacionadas, en parte, a colapsos kársticos, como se indica en la Figura 26)

parecen pertenecer a la facies del grupo 1. Por lo que la facies central, donde se encuentran los pozos del grupo 2, muestra una baja porosidad. Esto indica que la respuesta del mapa de segmentación pudiese estar influenciada por algún factor litológico que determina la porosidad de esa zona. De hecho, de acuerdo con Naeem et al. (2015), el mapa de porosidad final indica que la Secuencia es bastante porosa debido a la geología del subsuelo y que incluso los colapsos kársticos característicos de Runaway son perceptibles y están demarcados en aquellas regiones donde hay una anomalía considerable en los valores de porosidad.

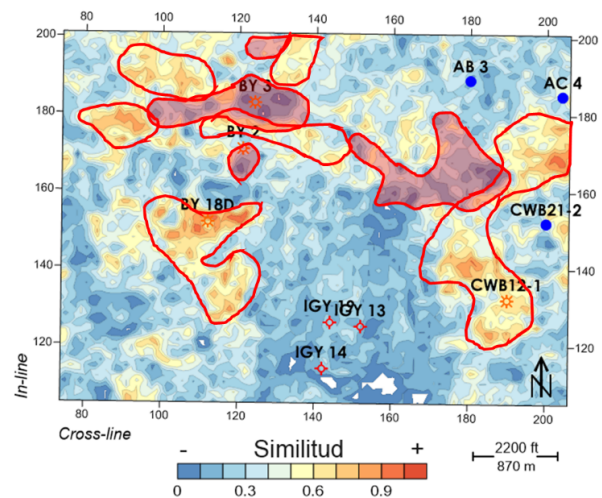


Figura 25. Mapa de similitud comparativo, referenciado al pozo BY 18D. Encerradas en el área de color rojo, se observan zonas de similitud sísmica de pozos productores de gas, correspondientes al grupo 2. Y encerradas en el contorno color rojo, se encuentran las zonas de similitud sísmica de pozos productores de gas, correspondientes al grupo 1.

El mapa match, por otro lado, muestra ciertas morfologías que pudieran coincidir con los resultados previamente obtenidos del análisis de similitud.

Como se observa en la Figura 15, hacia la zona sur se tiene una buena correlación entre las morfologías observadas en el Análisis de Similitud relacionadas con los pozos no productores. En la región este del mapa match, se observa una correlación entre las zonas de similitud obtenidas para el Grupo 1.

La aplicación y combinación de los análisis de similitud y redes neuronales, permitieron determinar factores influyentes y diferentes para cada método aplicado, producto de las respuestas obtenidas en ambos casos, logrando clasificar regiones específicas, algunas de ellas prospectivas, y caracterizar la Secuencia Runaway.

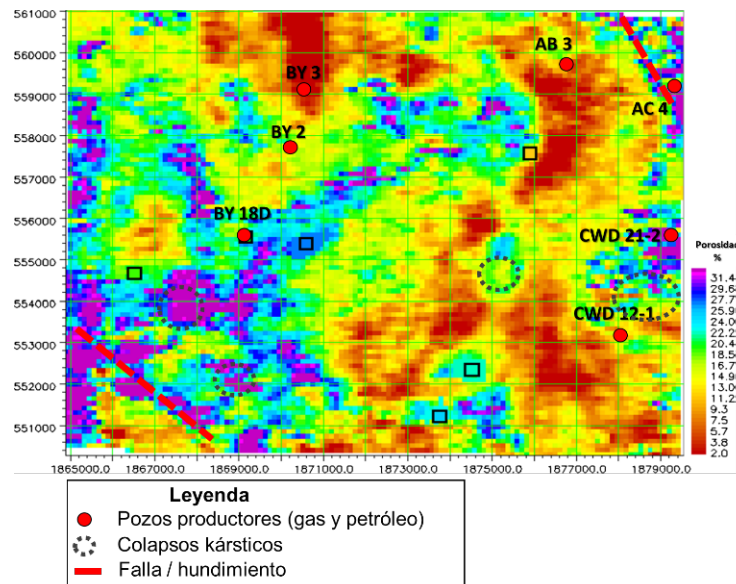


Figura 26. Mapa de porosidad con las distintas estructuras presentes en la Secuencia Runaway interpretadas en el presente trabajo a partir de líneas sísmicas y atributos sísmicos. Entre las estructuras, colapsos kársticos, fallas y hundimientos (extraído y editado de [Naeem et al. 2015](#)).

CONCLUSIONES

La buena delimitación en zonas de similitud sísmica referenciadas a pozos con diferentes características de producción (pozos productores de gas o petróleo), sugiere que el análisis de similitud está aportando, en la Secuencia Runaway, información sobre el tipo de fluido presente en el yacimiento y sobre posibles zonas no productoras. El análisis de estos mapas indica la posible influencia de otro factor implícito, relacionado con la litología o ambiente sedimentario, ya que no todos los pozos productores de un solo tipo de fluido (gas o petróleo) presentan la misma respuesta en los mapas obtenidos.

Con respecto a los mapas de redes neuronales, se aprecia que estarían aportando información congruente respecto al análisis de similitud, ya que se observa una buena delimitación de los grupos interpretados con las facies mostradas en los mapas.

La relación obtenida entre el mapa de segmentación a partir de redes neuronales y el mapa de porosidad obtenido por [Naeem et al., \(2015\)](#), permite inferir que la Secuencia Runaway, además de poseer una litología variable, apoya la idea de que la respuesta observada en los mapas UVQ aportan información litológica, relacionada con la porosidad del intervalo.

La presencia de colapsos kársticos en la Secuencia Runaway es un factor importante para el aumento de la porosidad en algunas regiones; sin embargo, los resultados obtenidos con el análisis de similitud y las redes neuronales no supervisadas, no se ven afectados por estas estructuras ya que son someros, se encuentran ubicadas en zonas puntuales y, en algunos casos, distantes a los pozos tomados como referencia.

La combinación de ambas metodologías permitió observar patrones en los datos sísmicos que, a simple vista, no es posible notar. Esta es una buena manera de determinar posibles regiones anómalas en el resto del área de estudio. Combinada con información, como datos litológicos, sedimentarios, petrofísicos o de producción, permite obtener una mejor caracterización del área.

REFERENCIAS

- AMINZADE, F., & DE GROOT, P. (2006). *Neural networks and other soft computing techniques with application in the oil industry*. EAGE Publications.
- BRAVO, M. (2015). *Análisis de Similitud Sísmica del Campo Oritupano-A en Venezuela* [Tesis de Pregrado]. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- CHOPRA, S., & MARFURT, K. J. (2007). *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization*. SEG Geophysical Developments. SEG/EAGE, Tulsa, USA.
- HARDAGE, B., SIMMONS, J., LANCASTER, D., ELPHICK, R., EDSON, R., & CARR, D. (1996A). Boonsville 3-D seismic data set. Austin: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology.

- HARDAGE, B., CARR, D., LANCASTER, D., SIMMONS, J., ELPHICK, R., PENDLETON, V., & JOHNS, R. (1996B). 3-D Seismic Evidence of the Effects of Carbonate Karst Collapse on Overlaying Clastic Stratigraphy and Reservoir Compartmentalization. *Geophysics*, 61(5), 1336-1350.
- LEGGIERI, F. (1998). Análisis de Similitud Sísmica en el área VLA-8 del Bloque 1 de la Cuenca del Lago de Maracaibo [Tesis de Pregrado]. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- NAEEM, M., EL-ARABY, H., KHALIL, M., & JAFRI, M. (2015). Integrated study of seismic and well data for porosity estimation using multi-attribute transforms: a case study of Boonsville Field, Fort Worth Basin, Texas, USA. *Arabian Journal of Geoscience*, 1-17.
- MICHELENA, R., GONZÁLEZ, E., & CAPELLO, M. (1998). *Similarity analysis: a new tool to summarize seismic attributes information*: The Leading Edge, 17, 545-548.
- MOLINA, J. (2014). *Análisis de similitud, Campo Lama, Venezuela* [Tesis de Pregrado]. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.