

INVERSIÓN ESTOCÁSTICA DE DATOS SÍSMICOS POST-APILADOS DEL CAMPO PENOBSCOT, NUEVA ESCOCIA

AMBAR HENRÍQUEZ^{1,a}, ADRIÁN RANDON^{1,b}

¹Universidad Simón Bolívar (USB), Dpto. de Ciencias de la Tierra, 1080 Caracas, Venezuela

e-mail: ^aambarjhs@gmail.com, ^barandon@usb.ve,

Recibido: marzo de 2021

Aprobado para publicación: junio de 2021

RESUMEN

La caracterización sísmica desempeña un papel fundamental en la descripción de propiedades del subsuelo a partir de información sísmica adquirida. El proceso que convierte la información sísmica en propiedades elásticas del yacimiento en estudio se conoce como inversión sísmica. Muchos métodos de inversión se basan en el método determinístico, cuya resolución es afectada por la limitación en el contenido de frecuencias del dato sísmico. Por este motivo, se plantea la implementación de inversión estocástica de datos sísmicos post-apilados a partir de modelos iniciales convencionales y de naturaleza fractal, que están relacionados entre sí por sus propiedades fractales y estadísticas. Esta implementación permite la obtención de inversiones determinísticas ligeramente alteradas unas de otras, todas con un buen ajuste al dato sísmico inicial y obteniendo así un mayor contenido de frecuencias en las secciones de impedancia. A las inversiones finales obtenidas se les calculó su información estadística a través de una rutina en Matlab. Los resultados obtenidos fueron constatados con los derivados de otros atributos para identificar rasgos estructurales y estratigráficos relevantes que permitieran la caracterización de la Formación Mississauga del Campo Penobscot, ubicado en Nueva Escocia, Canadá. El proceso estocástico desarrollado permitió la delimitación e identificación de los topes de las arenas objetivo, además de proveer porcentajes de probabilidad que confirman a las arenas 2 y 4 como los paquetes con las mejores condiciones para el almacenamiento de hidrocarburos.

Palabras claves: Inversión Sísmica, modelos fractales, impedancia acústica, inversión estocástica, atributos sísmicos

STOCHASTIC INVERSION OF POST-STACKED SEISMIC DATA OF PENOBSCOT, NEW SCOTLAND

ABSTRACT

Seismic characterization plays a fundamental role in the description of subsurface properties from acquired seismic information. The process that converts seismic information into elastic properties of the reservoir under study is known as seismic inversion. Many inversion methods are based on the deterministic method, whose resolution is affected by the limitation frequency content of the seismic. For this reason, it is proposed the implementation of stochastic inversion of post-stacked seismic data from conventional and fractal initial models that are related by their fractal and statistical properties, allowing the obtaining of deterministic inversions slightly altered from each other, all with a good fit to the initial seismic data and thus obtaining a higher frequency content in the impedance sections. The statistical information of the final inversions obtained was calculated through a routine in Matlab. The results obtained were verified with those derived from other attributes to identify relevant structural and/or stratigraphic features that would allow the characterization of the Mississauga Formation of the Penobscot Field, located in Nova Scotia, Canada. The stochastic process developed allowed the delimitation and identification of the tops of the target sands, in addition to providing probability percentages that confirm sands 2 and 4 as the packages with the best conditions for the storage of hydrocarbons.

Keywords: Seismic inversion, fractal models, acoustic impedance, stochastic inversion, seismic attributes

INTRODUCCIÓN

El objetivo principal de las industrias petroleras es hallar más y mejores yacimientos. Esto ha motivado el desarrollo de nuevas y diversas técnicas de exploración (Barclay et al., 2008). Para esto, es necesario la caracterización sísmica de la zona potencial, la cual desempeña un

papel importante en la descripción de propiedades del subsuelo a partir de información adquirida de ondas elásticas que se transmiten y se reflejan a través de los estratos que componen la corteza (Grisanti, 2016). Dentro de estas diversas técnicas se encuentra la inversión sísmica. Muchos métodos de inversión están basados en técnicas determinísticas, las cuales se encuentran limitadas en el contenido de frecuencias, afectando su resolución

(dGB Earth Sciences, 2016). Por otro lado, los métodos estocásticos, o inversión estocástica, se concentran en describir la variabilidad potencial de soluciones inversas no proveen una única solución óptima.

Srivastava y Sen (2009) plantean en su trabajo un nuevo algoritmo para la inversión estocástica de datos pos apilados, basados en la metodología planteada por Caccia et al. (1997), donde los modelos fractales son implementados para generar los modelos iniciales de impedancia acústica. De la aplicación del método concluyeron que la inversión estocástica usando modelos iniciales de naturaleza fractal permite generar modelos de frecuencias realistas comparadas con las observadas en el pozo en estudio. De igual manera, Randon (2017) implementó los modelos fractales para evaluar los efectos de los modelos geológicos iniciales en la inversión sísmica estocástica. De acuerdo a los mejores resultados obtenidos, la mayor correlación se encontró en los generados a partir de la inversión determinística fractal, mientras que los resultados obtenidos por inversión estocástica no fueron concluyentes, impidiendo el mejoramiento de la resolución sísmica vertical.

Este tipo de inversión amerita de un poder de cómputo muy elevado por lo que es complicada su realización. Por esta razón, y considerando los antecedentes expuestos, se planteó un procedimiento para realizar la inversión estocástica a partir de la generación de diferentes inversiones determinísticas basadas en modelos iniciales con la misma dimensión fractal. A las inversiones finales obtenidas se les calculó su información estadística. Finalmente, los resultados se integraron juntos con los derivados de otros atributos (e.g. amplitud, fase, frecuencia, descomposición espectral) para la caracterización del área de estudio, identificando rasgos estructurales y/o estratigráficos relevantes en las superficies de interés, y delinear, con precisión, unidades de yacimiento más delgadas que el límite de la resolución sísmica.

MARCO GEOLÓGICO

Ubicación del área de estudio

El área de estudio se encuentra en la Cuenca de Escocia, ubicada en Nueva Escocia, en la costa oeste de Canadá y al sureste de Newfoundland, con un área costa afuera de aproximadamente 400.000 km² (Figura 1). El margen de Escocia se desarrolló luego de la ruptura de la Placa Norteamericana y su separación del continente africano, durante el proceso de ruptura del supercontinente Pangea (Smith et al., 2010).

Desde 1959, alrededor de 200 pozos han sido perforados en el margen de Escocia. Aproximadamente 29.000 km² de datos sísmicos 3D han sido adquiridos. En este margen pasivo, en el Océano Atlántico, se han realizado veintitres descubrimientos significativos de hidrocarburos. Ocho de los pozos encontrados resultaron rentables comercialmente (Campbell et al., 2015).

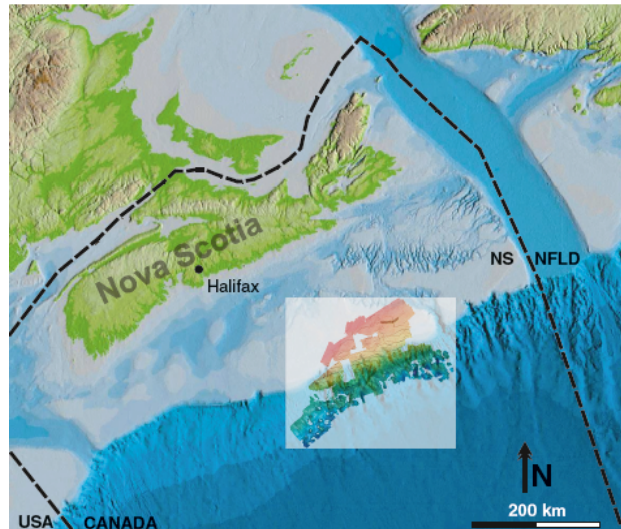


Figura 1. Localización del área de estudio. NS = Nueva Escocia, este de Canadá. NFLD = Newfoundland. (Smith et al., 2010).

Geología regional

El área de estudio se encuentra dominada por capas rojas y evaporitas, depositadas durante la fase de ruptura en el Triásico tardío, mientras que secuencias clásticas progradacionales con períodos de deposición de carbonatos caracterizaron la fase de deriva (Kidston et al., 2002).

La cuenca en estudio, específicamente el área costa afuera de Nueva Escocia, se divide en cuatro sub-cuencas: Laurentian, Abenaki, Sable y Shelburne, y se encuentra flanqueada por tres mesetas: Burin, Banquereau y LaHave.

La estructura del área consiste en dos altos estructurales anticlinales, asociados a la presencia de sales en su núcleo, al frente de un basamento fallado. A nivel de la Formación Abenaki, los anticlinales se encuentran fallados, mayormente hacia el norte. En el extremo oeste del área, se encuentran dos sets de fallas hacia el sur (Crane y Clack, 1992).

El sistema de hidrocarburo en la sub-cuenca de Sable es productor de gas, cuya fuente son las lutitas marinas que contienen materia orgánica tipo III. La mayoría del hidrocarburo en Sable se encuentra atrapado en reservorios marinos clásticos, localizados en anticlinales asociados con fallas lísticas hacia la base de la cuenca, algunas de las cuales se ven afectadas por movimientos causados por intrusiones de sal en el bloque piso (Campbell et al., 2015).

Historia Geológica

Cercano al Jurásico Tardío, el incremento del flujo y el avance del delta se identifican por sucesiones deltaicas gruesas ricas en arenas, bancos de carbonatos y planicies de hebra de la Formación Missisauga (Asim et al., 2015). Dentro de la Formación Missisauga se distinguen tres

miembros: El miembro inferior de la Formación Missisauga es una secuencia de arenas y en menor cantidad calizas delgadas dentro de la sección de lutitas marinas (Crane & Clack, 1992). Los miembros Medio y Superior de Missisauga se formaron en el Cretácico Temprano (Campbell et al., 2015). El Miembro Missisauga Medio consiste en arenas gruesas y una menor proporción de lutitas, cuya depositación ocurrió en un frente deltaico y en ambientes someros, reflejando transgresión general; mientras que el miembro Superior se trata de arenas gruesas que representan el final de la progradación del delta (Crane y Clack, 1992).

MARCO METODOLÓGICO

Para el presente estudio fueron utilizados los registros de seis pozos y un cubo sísmico pos apilado del campo Penobscot, ubicado costa afuera de Nueva Escocia, Canadá. La sísmica corresponde a un área de 86,6 km². Las coordenadas del área de estudio son 60°-60°07'30"W y 44°05'-44°1'N. De los seis pozos, solo dos se encuentran dentro del área de estudio (B-41 y L-30).

Análisis de los registros de pozos

Los registros de pozo son el resultado de mediciones físicas de propiedades de la Tierra en un espacio limitado de perforación. Estas mediciones pueden verse afectadas por las irregularidades presentes durante la perforación, generando errores en los registros de pozos, por lo que es primordial el procesamiento del dato para eliminar los errores presentes en las mediciones y obtener registros más consistentes y precisos (Bisaso, 2011). Basado en esta idea, se corrigió el registro sísmico mediante la construcción de un registro "Check-shot" sintético, a partir del reporte final de adquisición de Crane y Clack (1992). Posteriormente, fueron atenuados los picos de los registros de pozos usando un Filtro de Mediana, el cual remueve el ruido de alta frecuencia (CGGVeritas, 2007a), reduciendo la curva de varianza en la ventana del filtro y eliminando los valores poco realistas (Bisaso, 2011). Por último, se realizó la sustitución del fluido de los registros para calcular la velocidad de onda S del pozo L-30. Para realizar el modelado es necesario un conjunto de registros ausentes en los pozos en estudio, como lo son el registro de onda S, porosidad y registro de saturación de agua. Por esta razón se procedió al cálculo de los mismos a partir de los registros disponibles de otros pozos cercanos.

Para el cálculo de Vs se utilizó la relación empírica particularizada de Castagna et al., (1985) en el pozo L-35A. La porosidad verdadera, fue calculada por densidad para corregir la porosidad promedio. Por último, para el cálculo de la saturación de agua fue necesario calcular el volumen de arcilla (Vsh) utilizando el modelo de Larionov para rocas preterciarias, considerando la edad de las rocas de la formación Missisauga. Debido al bajo contenido de arcillas, el modelo usado para el cálculo de la saturación de agua fue el de Archie (Randon, 2017).

Calibración Sísmica-pozo

Debido al fenómeno de distorsión sísmica (Herron, 2011), es necesario la realización de una calibración sísmica-pozo

para establecer la relación entre las reflexiones sísmicas y la estratigrafía en los pozos.

Para la calibración, en primer lugar, se extrajeron diferentes ondículas estadísticas hasta encontrar la que mejor se ajustara a la traza real. Una vez hallada la que presentara un mayor coeficiente de correlación, se procedió a calibrar la sísmica con dicha ondícula. Posteriormente, se extrajeron diferentes ondículas en las trazas sísmicas correspondiente a la ubicación del pozo, usando el Algoritmo de Roy White, el cual calcula la función de predictibilidad, definida como la porción de energía total, en la traza sísmica, que puede ser predicha (Bisaso, 2011; CGGVeritas, 2007b). Al igual que el paso anterior, se buscó la ondícula que mejor correspondiera a la traza real y se procedió, nuevamente, a calibrar los datos (Figura 2).

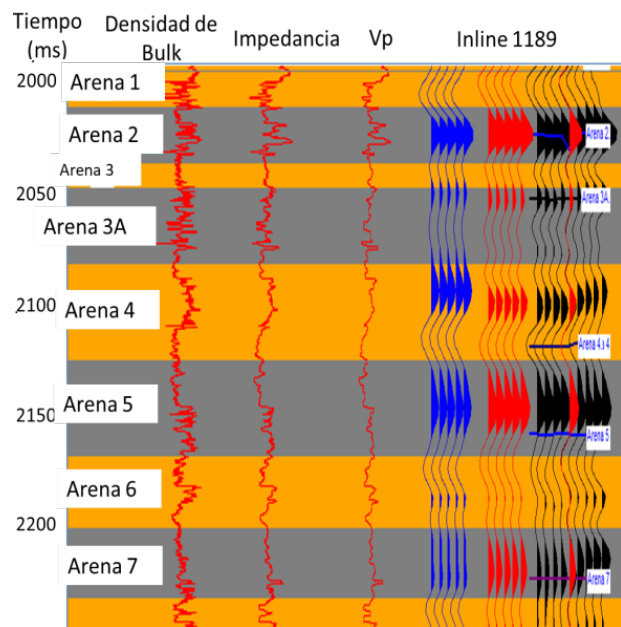


Figura 2. Amarre de sísmica con el pozo L-30. La traza en azul es el sintético. En rojo la traza promedio de la sísmica (en negro) en torno al pozo.

Interpretación de horizontes y fallas

El dato sísmico 3D es una importante herramienta en la industria del petróleo y gas para entender los procesos en el subsuelo (Bacon et al., 2003), como la formación de ciertas estructuras.

De acuerdo a Crane y Clack (1992), fue hallado petróleo en el pozo L-30 en las arenas localizadas inmediatamente después de "O" Marker, el cual es una depositación de calizas en la base del miembro superior de Missisauga.

A partir de la información interpretada de Vsh y Sw, y en base Crane y Clack (1992), la arena número 5 (arena de interés) fue trazada en un valle en la traza sísmica, aproximadamente a 950 pies por debajo de "O" Marker. Luego de ubicar y trazar la arena 5, fueron identificados e interpretados los horizontes correspondientes a los topes de las Arenas 2, 3A, 4 y 6, por ser estas las arenas de interés. El trazado de los horizontes se realizó cada 10 Inline y cada 5 Xline.

Modelos iniciales de impedancia acústica

Generación del Modelo Inicial convencional

Con el fin de realizar las inversiones sísmicas y acorde con el trabajo realizado por [Srivastava y Sen \(2009\)](#), se generaron modelos iniciales convencionales, a partir de la interpolación lineal de los registros de impedancia de onda P de los pozos y la información estructural proporcionada por los mapas de horizontes. Se generaron dos modelos de impedancia convencionales, uno suavizado, con un filtro de frecuencia entre 10Hz y 15Hz y el segundo es un modelo de impedancias con todo el contenido de frecuencias ([Figura 3](#)).

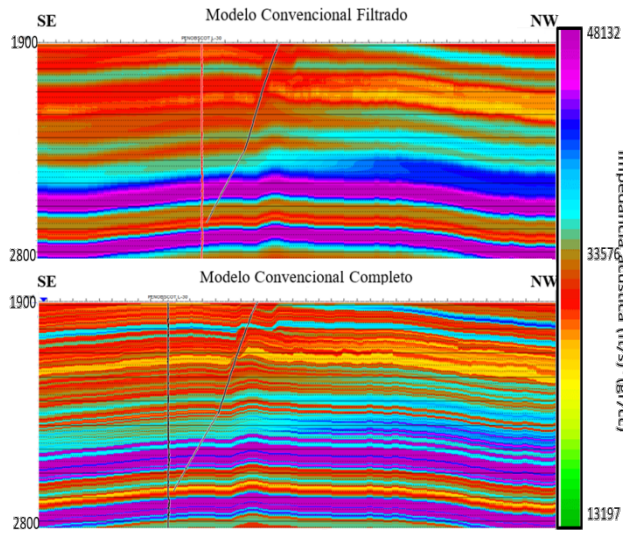


Figura 3. Modelos iniciales convencionales.

Generación del modelo inicial de naturaleza fractal

Del modelo de impedancia sin suavizar anteriormente generado, se extrajeron 13 trazas, en el intervalo entre 1.900ms y 2.500ms, cuyas ubicaciones se muestran en la [Tabla 1](#) y [Figura 4](#).

Tabla 1. Ubicación de las trazas extraídas en la zona de estudio.

Pozos	Inline	Xline
A	1100	1051
B	1500	1051
C	1386	1163
D	1500	1230
E	1100	1270
F	1300	1270
G	1550	1320
H	1050	1350
I	1200	1380
J	1400	1380
K	1550	1450
B-41	1340	1052
L-30	1189	1156

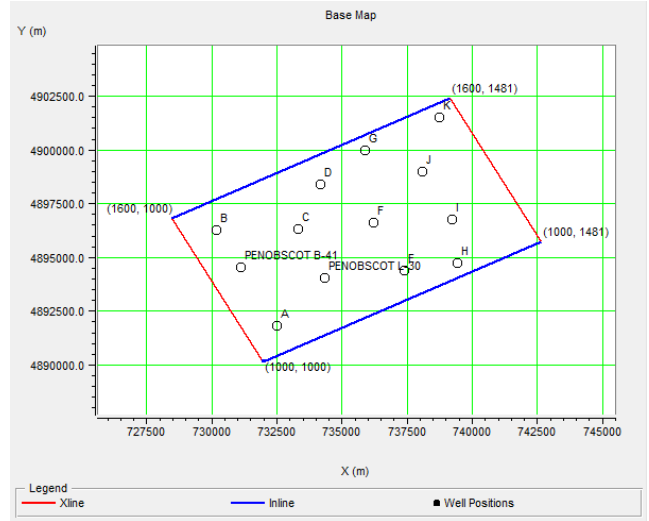


Figura 4. Ubicación de las trazas extraídas en la zona de estudio.

La metodología planteada por [Srivastava y Sen \(2009\)](#), construye pseudo-registros de impedancia acústica, siguiendo la metodología de [Caccia et al., \(1997\)](#) para generar Ruido Gaussiano fractal (fGn por sus siglas en inglés) a partir del coeficiente de Hurst (H) ([Hurst, 1956](#)) y la función de Covarianza. Estos pseudo-registros simulan el comportamiento de la impedancia de las trazas extraídas con base en la estimación de los parámetros fractales asociados a los registros.

Para estimar H se realiza un análisis de rango re-escalado que consiste en un proceso iterativo que divide, progresivamente, la serie espacial/temporal en subgrupos o bins exactamente iguales a la mitad del tamaño del subgrupo anterior ($N/2$). Sobre cada bin se calculan la suma acumulada (y_n) de la diferencia de cada punto respecto al promedio del bin, rango de esta (R_N) y la desviación estándar (σ). El rango re-escalado correspondería a R_N/σ , y una vez obtenidos para todos los bins de una misma iteración, se promedian estos valores. El valor de H es la pendiente de la regresión lineal que pasa por el origen y ajusta el logaritmo de R_N/σ promedio contra el logaritmo de $N/2$, que corresponde a la siguiente expresión

$$\left\{ \begin{array}{l} y_n = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_n), \quad n = 2, N - 1 \\ R_N = ((y_n)_{max} - (y_n)_{min}) \\ \sigma_N = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_n)^2}{N}} \\ \ln((R_N/\sigma)_{prom}) = H \cdot \ln(N/2) \end{array} \right. \quad (1)$$

Otra metodología es el cálculo del rango re-escalado sin tendencia (de-trended) y consiste en restar a cada punto, previo a calcular la suma acumulada y la desviación estándar, el valor de la tendencia lineal que conecta los dos extremos del bin ([Caccia et al., 1997](#)). Con ambos métodos, se observa que los coeficientes de Hurst obtenidos se

encuentran en el rango de 0,75 a 0,99, los cuales [Srivastava y Sen \(2010\)](#) plantean como los valores usuales de los registros de pozo.

La [Figura 5](#) muestra cómo los sintéticos generados por ambos métodos de estimación de H (con tendencia y sin tendencia), son similares entre sí, con pequeñas perturbaciones, y cuyo espectro de frecuencia tiene un comportamiento parecido, aunque no idéntico al espectro de frecuencia original para el Pozo L-30. El hecho de que las series fractales tengan forma diferente al registro original es normal dado que se trata de generar múltiples posibilidades; en términos de inversión, se trata de explorar el espacio nulo del contenido de frecuencias. Por este motivo, en esta investigación, se emplearon indistintamente ambos métodos para la generación de los registros de naturaleza fractal, generando 16 modelos con cada uno, como forma adicional de perturbación del modelo inicial en el proceso estocástico.

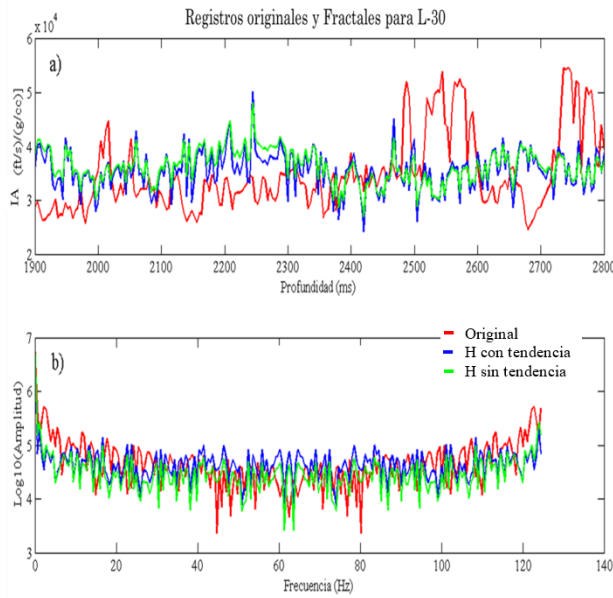


Figura 5. Comparación de los Sintéticos Fractales de IA con el original del Pozo L-30, ambos empleando la misma serie Gaussiana $W(k)$. a) Comparación de los modelos en tiempo, b) comparación espectros de frecuencias.

A continuación, se generan las series espaciales/temporales de naturaleza fractal (Y_t) de los registros de pozo. Estas series consisten en secuencias de incremento entre elementos de una señal, considerando que puede ser representada por una serie discreta de N términos, compuesta por elementos espaciados equidistantemente (Δx) y son del tipo Ruido Gaussiano Fractal (fGn). Este representa un proceso estocástico que puede ser simulado como un conjunto de variables aleatorias con una distribución normal y media igual a cero ([Caccia et al., 1997](#)); donde la correlación entre las variables aleatorias, está dada por

$$R(\tau) = \frac{1}{2} (|\tau+1|^{2H} - 2|\tau|^{2H} + |\tau-1|^{2H}) \quad (2)$$

donde $R(\tau)$ es el coeficiente de correlación entre los elementos de la serie separados por $\tau = n\Delta x$.

- Para valores de $H > 0,5$, los elementos de fGn se correlacionan positivamente y poseen un mayor contenido de bajas frecuencias; mientras más cercano sea H a 1, la serie estará más suavizada.
- Para valores de $H < 0,5$, los elementos de fGn poseerá un mayor contenido de altas frecuencias y correlacionan negativamente aquellos separados por un $\tau \geq 1,0$.
- Para valores de $H = 0,5$ la fGn será un ruido blanco ([Caccia et al., 1997](#)).

Este fGn simula una serie Y_t transformando variables aleatorias de distribución normal en series con un valor de media arbitraria (la de los registros de pozo en este trabajo) y correlacionadas a través de la función de autocovarianza $A(\tau)$, que incluye la varianza de la serie original (σ^2), dada por:

$$A(\tau) = \frac{\sigma^2}{2} (|\tau+1|^{2H} - 2|\tau|^{2H} + |\tau-1|^{2H}), \quad (3)$$

$$\tau = 0, \pm 1, \pm 2 \dots$$

Posteriormente, [Caccia et al., \(1997\)](#) establece 4 pasos para generar la serie Y_i de naturaleza fractal de N elementos, con H específico:

1. Sea N el número de muestras en el registro y $M = 2N$, $k = 0, 1, \dots, M/2$; se calcula el espectro exacto de amplitud $S(k)$ esperado para la función de autocovarianza $A(\tau)$ (ecuación (3)), a partir de su transformada de Fourier discreta con $\tau = 0, 1, \dots, M/2 - 1, M/2, M/2 - 1, \dots, 1$ dada por

$$S(k) = \sum_{\tau=0}^{M/2} A(\tau) e^{i2\pi k(\tau/M)} + \sum_{\tau=\frac{M}{2}+1}^{M-1} A(M-\tau) e^{i2\pi k(\tau/M)} \quad (4)$$

Es importante destacar que $S(k)$ es el espectro de potencia por ser la transformada de Fourier de la autocovarianza $A(\tau)$. Por tal motivo, deberá ser mayor que 0 para todo k en todos los procesos fGn . De lo contrario, la serie resultante $S(k)$ sería inválida.

2. Se genera una serie Gaussiana $W(k)$ de números aleatorios con M elementos, con $k = 0, 1, \dots, M-1$. [Srivastava y Sen \(2010\)](#) usan como media la calculada del registro y escalan la serie resultante con la varianza calculada. En este trabajo, con la finalidad que el sintético estuviera en el mismo rango que el registro original, la media utilizada fue igual a cero y de varianza unitaria, similar a las propuestas por [Caccia et al., \(1997\)](#). El registro fractal obtenido se encuentra principalmente influenciado por esta serie Gaussiana como se puede observar en la [Figura 6](#).

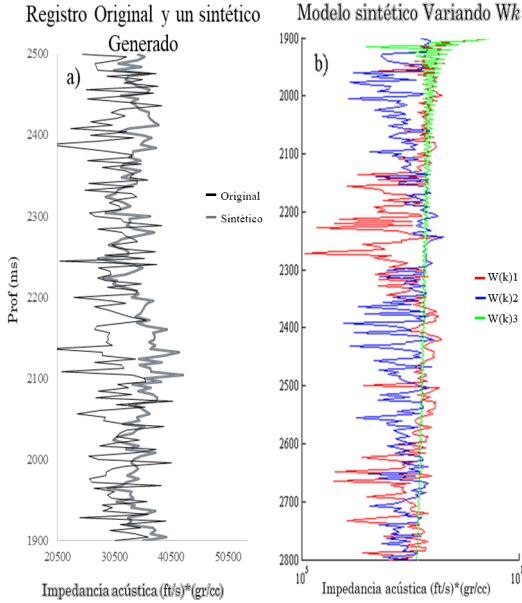


Figura 6. Comparación del Sintético de IA para L-30 Cambiando $W(k)$. a) Es el Registro Original y un Sintético generado con $W(k)$ usando media cero y desviación estándar de 1. b) En rojo con $W(k)1$: usando la media y desviación estándar del registro en tiempo; en azul con $W(k)2$: usando media igual 0 y la desviación estándar del registro en tiempo; y en verde con $W(k)3$: usando la media del registro en tiempo y desviación estándar igual a 0,5.

3. Se calcula el espectro de amplitudes aleatorizado $V(k)$:

$$\begin{cases} V(0) = W(0)\sqrt{S(0)}, & 1 \leq k < M/2, \\ V(k) = [W(2k-1) + iW(2k)]\sqrt{0,5S(k)}, & \\ V(M/2) = W(M-1)\sqrt{S(M/2)}, & \\ V(k) = V^*(M-k), & M/2 < k \leq M-1 \end{cases} \quad (5)$$

donde $V^*(M-k)$ es el complejo conjugado de $V(k)$.

4. Culmina, aplicando la transformada discreta inversa de Fourier a la serie $V(k)$ y se usan los primeros N elementos de la misma, para generar la serie temporal sintética de naturaleza fractal $Y(t)$ de los registros de pozo, dada por

$$Y(t) = \frac{1}{\sqrt{M}} \sum_{k=1}^{M-1} V(k)e^{i2\pi k(t/M)}, \quad (6)$$

$$\tau = 0, 1, \dots, N-1$$

Es necesario aclarar que en el trabajo original de Caccia et al., (1997) se propone emplear la transformada de Fourier en el último paso. Sin embargo, en este trabajo se verificó que se obtienen mejores resultados con la transformada inversa.

Inversión Sísmica

Una vez generados los registros sintéticos, se construyeron modelos iniciales de impedancia, permitiendo la generación de perturbaciones (o cambios) en los modelos iniciales cuya dimensión fractal es la misma. Luego, se realizó la inversión sísmica determinística con cada modelo construido. Este proceso fue ejecutado repetidas veces, obteniendo diferentes volúmenes de inversión, todas con un buen ajuste. En total, fueron generados 32 volúmenes finales por registros de naturaleza fractal y 1 por modelo convencional.

Por último, se procedió a calcular los volúmenes de impedancia promedio, desviación estándar y probabilidad a partir de todas las inversiones determinísticas obtenidas. El cubo promedio fue calculado mediante el Software Hampson&Russel Suite con la herramienta Trace Maths. Mientras que el cubo de desviación estándar y los cubos de probabilidad se construyeron mediante una rutina codificada en MatLab, implementando la librería SegyMAT.

En la Figura 7 se muestra un flujograma que resume el proceso implementado para la construcción de registros fractales y el proceso de inversión.

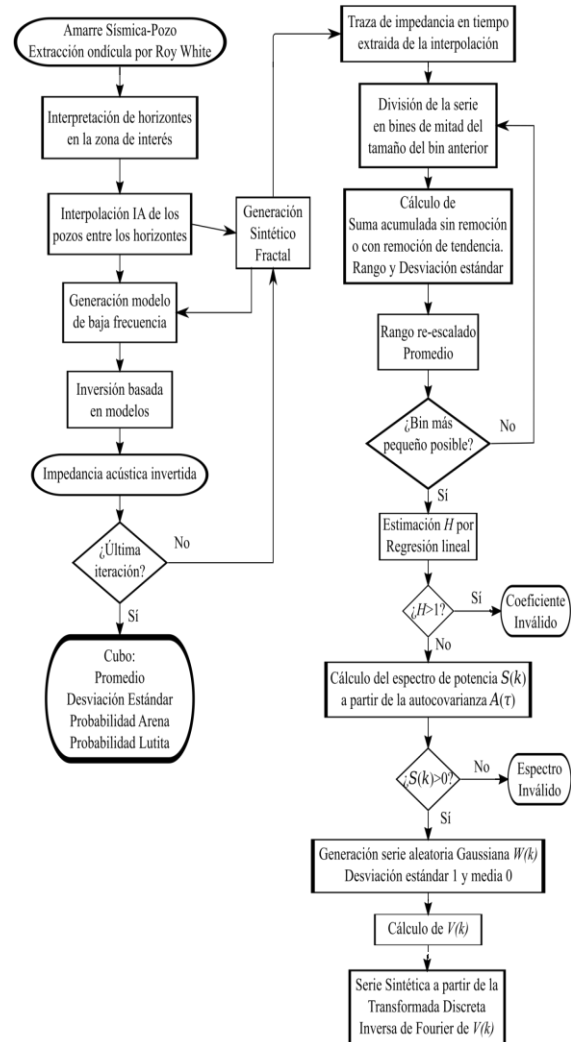


Figura 7. Flujo de la metodología aplicada.

Atributos sísmicos

Con la finalidad de comparar y validar los resultados de las inversiones, además de sustentar las interpretaciones realizadas, se aplicaron atributos sísmicos. Los atributos implementados fueron Similaridad, Atributos Instantáneos y Descomposición Espectral.

En la Descomposición Espectral se aplicó el método de la Transformada de Ondícula Continua (CWT), aplicando la ondícula Sombrero ya que discrimina más claramente los eventos.

ANÁLISIS Y RESULTADOS

Análisis de los registros de pozos

Como se menciona anteriormente, los pozos que se encuentran dentro del campo en estudio y, además, poseen registros en formato digital, son los pozos B-41 y L-30, por lo que el análisis de los registros se limitó a estos dos pozos. De acuerdo al reporte geológico presentado por Crane y Clack (1992), en el pozo L-30 se encontró evidencia de crudo liviano o condensado y gas en cinco arenas de la Formación Missisauga Medio, mientras que en el pozo B-41 no se identificaron acumulaciones significativas de hidrocarburo.

En ambos pozos, se observa un comportamiento bimodal en el registro de Gamma Ray, demostrando un claro dominio de las arenas. En el pozo L-30, se observa una distribución normal en los registros de densidad volumétrica (RHOB) y velocidad de onda P (Vp). Para el pozo B-41, en los registros de RHOB y Vp, el comportamiento observado es bimodal.

Para mejorar la caracterización de los pozos, se calculó el volumen de arcilla. El promedio de valores obtenidos mostró un porcentaje de volumen de arcilla menor a 16%, lo que se relaciona con arenas limpias. Posteriormente, se calculó la saturación de agua para la Formación Missisauga. De los registros generados, se observa que el pozo B-41 presenta mayor saturación de agua entre los dos pozos analizados. En el pozo L-30 se observa que las arenas que presentan mayor saturación de agua son las arenas 3A, 6 y 7. En cuanto a las zonas de interés, se observa que en los topes de las arenas 2 y 4, el volumen de arcilla y el registro de saturación de agua son bajos.

Interpretación estructural

Se procedió a calcular la resolución vertical de la sísmica. A partir del espectro de frecuencia, se determinó que la frecuencia dominante de la sísmica es aproximadamente 25 Hz, mientras que la velocidad promedio obtenida para toda la zona de interés fue de 3.800 m/s, resultando que la resolución sísmica vertical para la zona de estudio (Miembro Medio de la Formación Missisauga) es de 38 m.

Se construyeron los mapas estructurales para cada arena de interés a partir de los horizontes interpretados. En la Figura 8 se muestra el mapa estructural en tiempo de la arena 2. En general, se observa la presencia de una estructura anticlinal en la zona central del campo,

al noroeste de la cuenca. La estructura está atravesada por dos fallas significativas. La falla de mayor extensión (aproximadamente 125m) es una falla normal con un salto aproximado de 228m, correspondiente al régimen extensional de la cuenca.

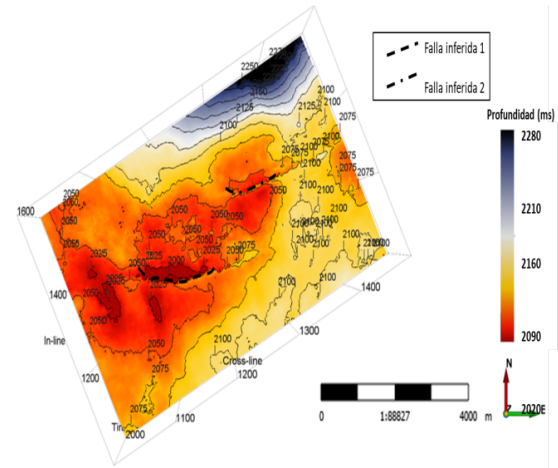


Figura 8. Mapa estructural en tiempo de la arena 2.

La segunda falla que se puede observar en el mapa en tiempo de la Arena 2 se trata de una falla de menor extensión con un salto aproximado de 114m. Esta falla fue imposible visualizarla en la arena 4 ya que los reflectores pierden continuidad y amplitud hacia la dirección noreste de la cuenca. La presencia de una falla inversa en un ambiente extensional se relaciona a los movimientos causados por la presencia de sal por debajo de la formación Abenaki (Crane y Clack, 1992).

La sección de la crosslínea 1156 se empleará como referencia para presentar las comparaciones y análisis de los resultados (la Figura 16 muestra su ubicación). En la Figura 9 se observan interpretados los horizontes de las arenas 2, 3A, 4 y 5 en la sección sísmica. El paralelismo observado entre los horizontes se mantiene en todo el cubo sísmico, por lo que los mapas estructurales de las otras arenas presentan un comportamiento similar al observado en la arena 2. La arena 4 presentó dificultades al realizar su interpretación debido a la falta de continuidad de sus eventos hacia la zona central de la sísmica.

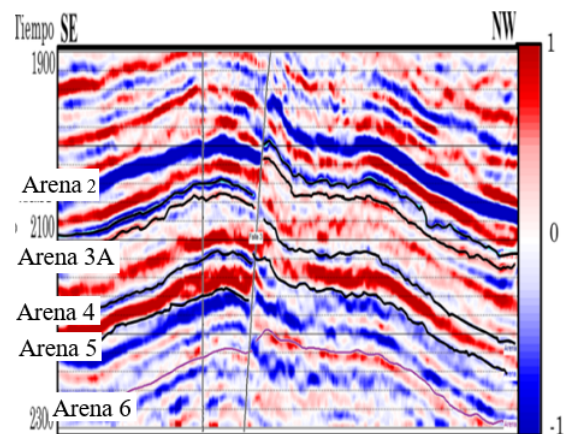


Figura 9. Sección sísmica crosslínea 1156.

Inversiones Determinísticas

Una vez interpretados los horizontes, se procedió a la generación de las inversiones determinísticas. La zona de interés fue de 1.900 ms a 2.300 ms. Las inversiones fueron realizadas a partir de los modelos iniciales de naturaleza fractal y convencional.

La correlación obtenida con la sísmica, en todos los modelos, fue mayor a 90%, mientras que el error RMS de la inversión con los registros de pozo fue menor a 5.000 (ft/s)*(g/cc), lo que representa un error aproximado de 13% de los valores de impedancia.

Al comparar las inversiones obtenidas con el modelo convencional y los modelos fractales, todos suavizados (Figura 10), se identifica la arena 2 como un paquete de poco espesor con valores de impedancia relativamente bajos, que van desde 29.000 (ft/s)*(g/cc) hasta 30.000 (ft/s)*(g/cc), al igual que la arena 4, la cual presenta las más bajas impedancias en su tope. La arena 3A se muestra como un cuerpo de gran espesor con impedancias que van desde medias a altas en las inversiones usando modelos iniciales convencionales (Figura 10a), mientras que las obtenidas a partir de modelos iniciales de naturaleza fractal (Figura 10b y 10c) muestran altas impedancias en esta arena. La arena 5 representa el paquete de mayor impedancia en todas las inversiones obtenidas, superando los 32.000 (ft/s)*(g/cc).

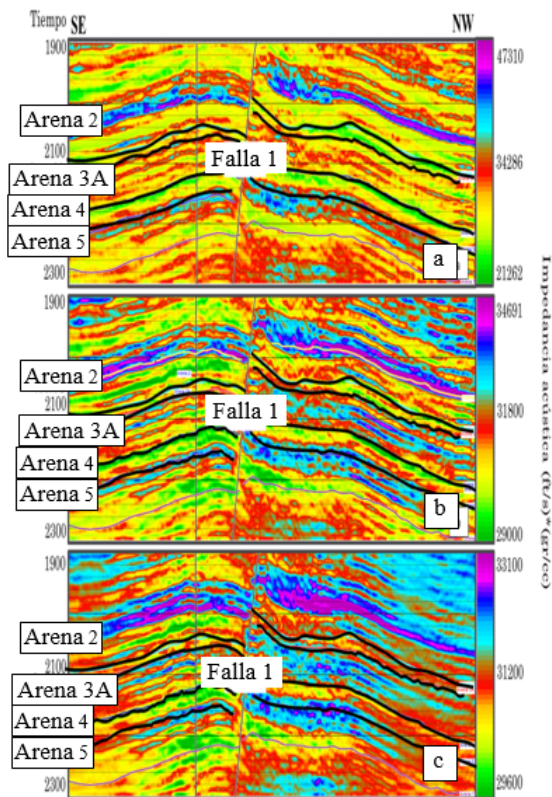


Figura 10. Comparación inversiones determinísticas obtenidas en el crossline 1156 del modelo convencional suavizado a), del modelo frac suavizado b) y del modelo fracD suavizado c).

Por otro lado, las secciones sísmicas sintéticas derivadas de las inversiones determinísticas convencionales y fractales, no muestran variaciones significativas entre sí. Ambos sintéticos brindan solución a la sísmica real. Aunque se esperaba una mayor variación de los resultados, las secciones sísmicas sintéticas (convencional y fractales) ajustan muy bien al dato sísmico original; sin embargo, son las inversiones de los modelos fractales las que logran mejorar la definición de la arena 4. Por ello, por ser inversiones confiables, fieles al dato sísmico original, son implementadas en el proceso del análisis estocástico.

Inversión Estocástica

Se realizaron 33 inversiones determinísticas a partir de modelos iniciales de naturaleza fractal, siguiendo la metodología implementada en el apartado anterior, dado que las inversiones obtenidas ajustaron al dato sísmico original. A partir de estas inversiones, se calculó un cubo promedio y un cubo de desviación estándar para conocer la tendencia general de los resultados obtenidos y a su vez constatar que tan dispersas fueron las impedancias resultantes con respecto a la media de los datos.

Del cubo promedio (Figura 11) se identifican paquetes de altas impedancias en el miembro O Marker, en la arena 5 y en la base de la arena 3A. Las altas impedancias de las calizas de "O" Marker se atribuyen a los cambios laterales de facies de arenas a calizas (Omaña, 2015).

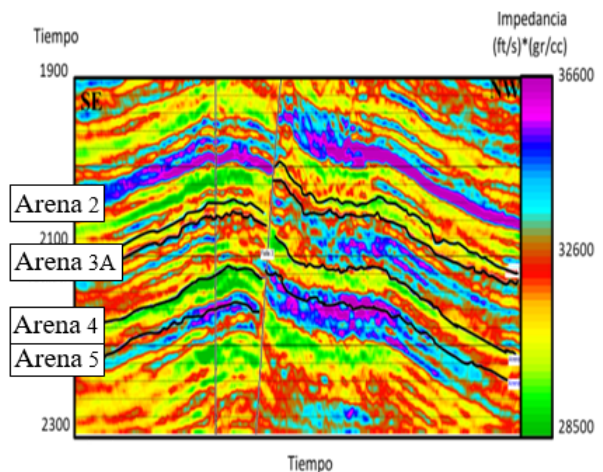


Figura 11. Sección del crossline 1156 del cubo promedio.

Al igual que los resultados obtenidos en la inversión determinística basadas en el modelo convencional, en el cubo promedio se corresponden los paquetes de baja impedancia con los toques de las arenas 2 y 4, pero en este cubo los valores de impedancia relativa para estas arenas varían entre 28.000 (ft/s)*(gr/cc) y 30.000 (ft/s)*(gr/cc), valores esperados de impedancia de las arenas.

En el cubo de desviación estándar (Figura 12) se muestra hacia el límite superior de la línea valores obtenidos altos, indicando que en esa zona la variación es considerable entre los resultados obtenidos. La arena 5 y "O" Marker (límite superior de la inversión) son los que presentan mayor variación de las posibles soluciones obtenidas. Este resultado

podría atribuirse al efecto de borde en la inversión o a la poca cantidad de datos (inversiones) generados. Es probable que a mayor cantidad de iteraciones menor desviación estándar.

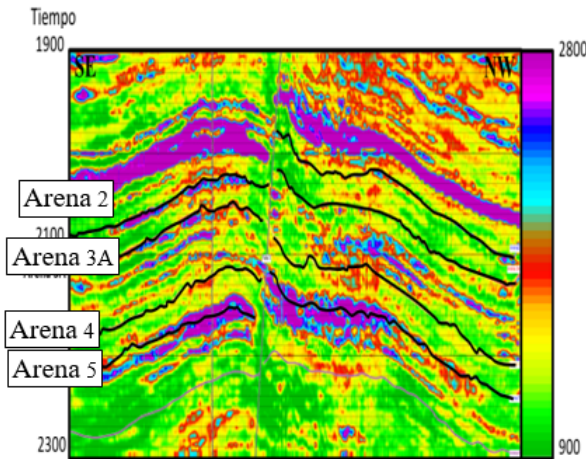


Figura 12. Sección del crossline 1156 del cubo promedio.

Es importante destacar que el rango valores de desviación estándar representan entre el 7% y 9% de los valores de impedancia de los modelos estimados, por lo que se podría decir que, en general, las variaciones entre los modelos son pequeñas.

Luego, se construyó el cubo probabilidad de las inversiones determinísticas realizadas a partir de la Función de Densidad de Probabilidad (PDF) de una distribución normal. Esta distribución fue observada en los histogramas generados a partir de las muestras de las inversiones en cada una de las arenas de interés.

En el cubo de probabilidad de arena (Figura 13a), se observa una alta probabilidad en los topes correspondientes a las arenas 2 y 4. En el caso de la arena 3A, se observa una intercalación entre porcentajes bajos y altos, indicando que en ella podría existir intercalaciones de lutitas y arenas. Como se esperaba, de acuerdo a los resultados obtenidos en los cubos promedio y desviación estándar del método, la arena 5 presenta una baja probabilidad de hallar arenas.

En el cubo de probabilidad de lutitas (Figura 13b), los topes que indican una mayor probabilidad corresponden a la arena 3A y la arena 5. La primera, confirma la hipótesis de la intercalación de capas delgadas de arenas y lutitas. En los límites de la sección, la probabilidad obtenida es alta, es decir, altos valores de impedancia acústica, lo que se atribuye nuevamente al efecto de borde en las inversiones.

Basados en los cubos de probabilidad generados, y en conjunto con los resultados petrofísicos, las arenas de interés (potenciales para el almacenamiento de hidrocarburo) son las arenas 2, 3A y 4, mientras que en la arena 5 se desconoce si los valores presentados representan el comportamiento real de la misma, descartándola como una arena de interés.

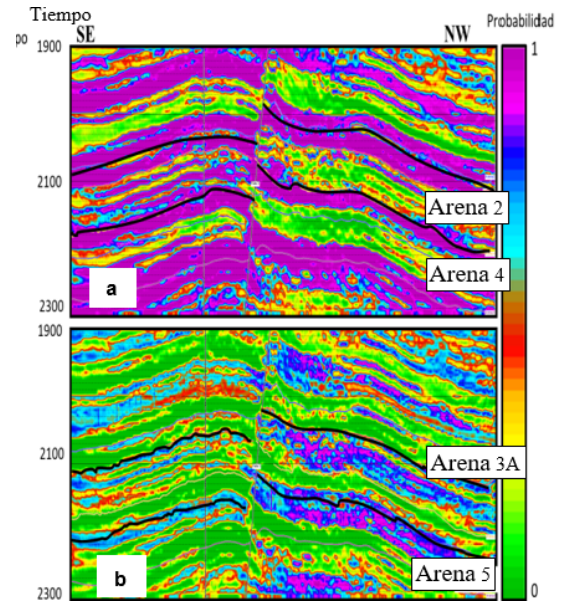


Figura 13. a) Sección del crossline 1156 del cubo de probabilidad de arenas (arriba) y b) el cubo de probabilidad de lutitas (abajo).

Para indagar, y confirmar, el resultado obtenido en apartados anteriores, se extrajo la información estadística del horizonte correspondiente a la arena 2 (Figura 14). En la Figura 14d se observa alta probabilidad de arenas a lo largo del horizonte, lo que corresponde con los resultados realizados a la sección 1156 (Figura 13a y 13b). Así mismo, se puede correlacionar con estructuras que se observan en otros atributos como son las fallas, los posibles canales distributarios que vienen del norte del área, las barras de desembocaduras (al norte y sur del área), característico de un margen deltaico. Las zonas con baja probabilidad de arena, podrían indicar la intercalación de arenas con otra litología.

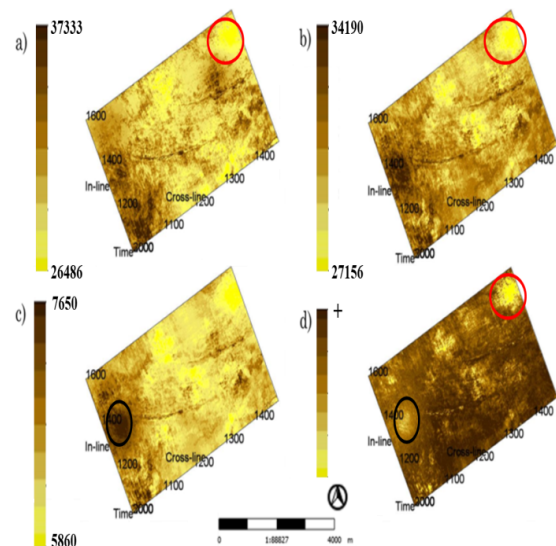


Figura 14. Corte en el horizonte de la arena 2 de los resultados de a) inversión determinística convencional, b) promedio de las inversiones estocásticas, c) desviación estándar y d) probabilidad de arenas.

En los mapas de desviación estándar (Figura 14c) y probabilidad de arenas (Figura 14d) (resaltadas en un círculo negro), se observan concentraciones anómalas hacia el extremo occidental del mapa, cercana a la ubicación del pozo B-41. Estas anomalías podrían ser en respuesta al adelgazamiento de los espesores hacia el pozo B-41, dado un aumento del contenido de arcilla hacia la base de la arena 2. Este fenómeno genera una mayor variabilidad de impedancia acústica que puede satisfacer el dato sísmico, generando así una alta desviación estándar. Por otro lado, en todos los mapas presentados, se distingue otra anomalía en la esquina nororiental (círculos rojos), la cuales son atribuidas a problemas con el dato sísmico original, ya que en otros atributos se observan respuestas anómalas en la misma área.

En la Figura 15 se muestran los resultados de las 33 iteraciones de inversión de impedancia acústica en la ubicación del pozo L-30. La línea en negro refleja la traza de impedancia acústica tomada del pozo, en gris las trazas de cada uno de los modelos fractales generados, la línea roja representa el modelo por inversión convencional y la línea verde el promedio de todas las trazas invertidas.

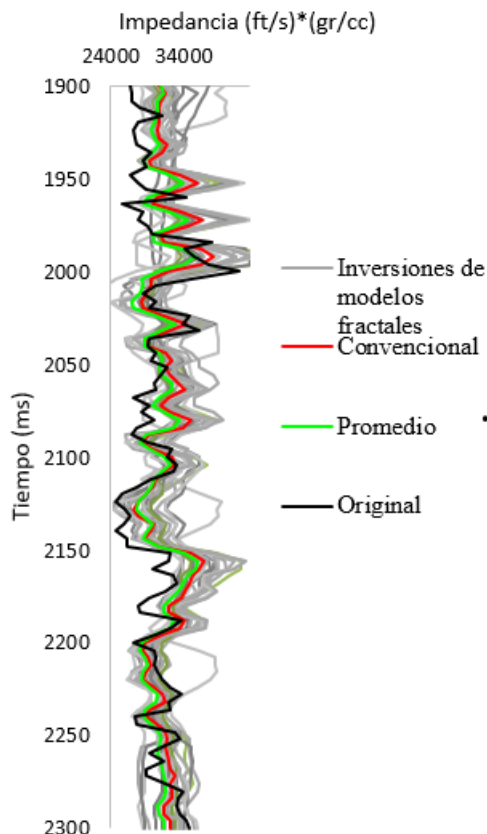


Figura 15. Múltiples iteraciones de las inversiones de impedancia acústica en la ubicación del pozo L-30.

Como se puede observar, la traza promedio de impedancia acústica de la inversión estocástica tiende a semejarse al de la inversión determinística convencional en un 97.7%.

Al compararla con la traza original, posee una correlación del 30.6%, mientras que el método convencional logra un 36.5%. Entre todas las iteraciones realizadas, varios modelos de naturaleza fractal fueron los que mejor ajustaron a la traza de impedancia original con un máximo de 53.4%. La mayoría de los modelos correlacionan con la traza original en un grado similar al obtenido de forma convencional. Solamente unos pocos modelos inversos tienen un ajuste considerablemente menor. Se espera que, al aumentar el número de iteraciones, la correlación entre la traza promedio con la traza original también aumente.

Como se explicó previamente, el fin de la inversión estocástica es tratar de explorar el espacio nulo del contenido de frecuencias del modelo inverso. Esto conlleva a tener como resultados trazas de impedancia invertidas con una alta variabilidad entre sí y relativas bajas correlaciones con la traza original. Sin embargo, todos los modelos generados son posibles soluciones al modelo inverso del dato sísmico original al ajustar con más del 90% al mismo. Adicionalmente, los rangos de impedancia obtenidos no distan mucho de los esperados, como se puede apreciar con la buena clasificación probabilística de arenas y arcillas. Por estos motivos, se pueden considerar los resultados válidos y prometedores.

Análisis de los atributos sísmicos

Similaridad

El atributo de Similaridad fue implementado con la finalidad de facilitar y/o mejorar la interpretación sísmica, sobretodo en la interpretación de fallas (Bahorich y Farmer, 1995). En la Figura 16a se observa dicho atributo aplicado a la Arena 2. En ella se distinguen cuatro anomalías de baja coherencia, tres de ellas corresponden a fallas que afectan el área de interés, la primera se ubica cercana a la cresta de la estructura anticlinal (falla 1), la segunda falla (falla 2), se ubica al noreste del cubo sísmico y la tercera (falla 3) se evidencia en el lado oeste del cubo, cercana al pozo B-41. Las fallas fueron identificadas durante la interpretación sísmica, pero en los mapas estructurales solo se identificaron las dos fallas principales (1 y 2). En dirección noreste, se evidencia la cuarta anomalía de poca coherencia, la cual coincide con la parte más baja del campo, representando el final del flanco de la estructura anticlinal.

El atributo de similaridad permitió también resaltar posibles barreras de playa que influenciaron la depositación de las arenas. En el mapa resaltan tres canales al noroeste del horizonte. La línea ejemplo mostrada a lo largo de todo el trabajo, coincide con la ubicación de uno de los canales observados anteriormente, por lo que es posible relacionar lo observado con el atributo y lo obtenido en la sección de probabilidad de arenas (Figura 16b). Es válido recordar que, en el paquete interpretado como la arena 2 (Figura 16c), se obtuvo una alta probabilidad de hallar arena, lo cual sustenta la posibilidad de que la anomalía observada con el atributo, corresponda a un canal distributivo o barreras de arenas de playa características del margen deltaico.

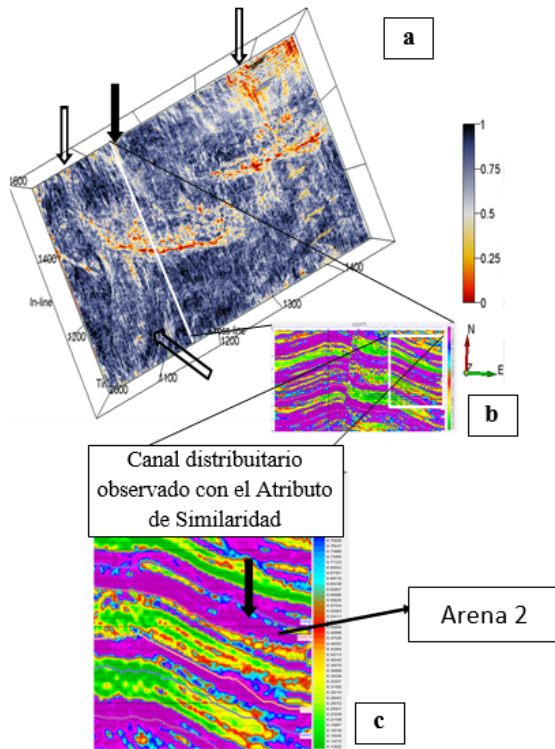


Figura 16. Canales distributarios observados con el atributo de Similitud en la arena 2 y en la crosslinea 1156.

Atributos instantáneos

En la amplitud instantánea se evidencia un paquete, ubicado al sur de la línea, en dirección sureste del campo, el cual no presenta continuidad lateral en dirección noroeste. Este evento no se repite en los otros atributos instantáneos, y podría estar relacionado con efectos de entonación entre las arenas 4 y 5.

En la sección de fase instantánea se observó una capa delgada entre las arenas 3A y 4, en el bloque techo de la falla 1, donde se observa una disminución de la fase, lo que pone en evidencia una posible capa delgada de lutitas, debido a la configuración sedimentaria de la zona (Crane y Clack, 1992). Más al noroeste de la línea, se observa otra anomalía que pudiera tratarse de la extensión de la misma capa identificada anteriormente. En la sección de frecuencia instantánea, se observó una disminución de la frecuencia en la misma región donde se identificaron las capas identificadas anteriormente. Randon (2017), atribuye este mismo evento a un cambio litológico de arenas a lutitas.

En la sección del promedio de la impedancia acústica (Figura 11), se observan respuestas de altas impedancias que coinciden con la ubicación de la posible capa de lutitas interpretada en los atributos instantáneos. Esta idea también es apoyada en las secciones de probabilidad de lutitas, los cuales delinean una capa delgada entre estas arenas.

En la amplitud instantánea resaltan las tres fallas previamente identificadas con otros atributos y en la interpretación sísmica, además se evidencian cuatro canales distributarios. La orientación de los canales sugiere que

el flujo de depositación de la arena 2 provino del norte, además, posiblemente la llanura del delta se ubicaba en la zona donde se formó la estructura anticlinal, posteriormente fallada.

Descomposición espectral

En el análisis de los cubos de descomposición espectral se observaron máximos de amplitud en las arenas 2 y 4 para 15 Hz. En el caso de la arena 2, estos valores máximos se mantienen en todas las isofrecuencias analizadas (25Hz y 40Hz), mientras que el comportamiento de la arena 4 se mantiene hasta la frecuencia dominante de la sísmica (25Hz), luego comienza a disminuir. Estos comportamientos podrían indicar la presencia de hidrocarburo en ambos topes, lo cual también es reportado por (Crane y Clack, 1992).

A su vez, en la sección de isofrecuencia de 15 Hz, se identifican tres posibles sombras de baja frecuencia, dos de ellas ubicadas cercanas a la falla 1, y la tercera se localiza cercana a la arena 5. La sombra ubicada entre las arenas 3A y 4, se observa también en la sección de 25Hz y desaparece a los 40Hz, pero esta anomalía de bajas frecuencias podría tratarse, debido a su ubicación, de un efecto causado por la misma falla. En la arena 4 se observó una sombra que se ve atenuada a medida que aumenta la frecuencia. Este efecto de atenuación podría ser debido las altas frecuencias de un posible yacimiento gasífero ubicado por encima de la misma (Castagna y Sun, 2003).

Para confirmar, o descartar, la posibilidad de encontrar gas en dicha arena, se graficó la porosidad neutrón junto con la densidad volumétrica del pozo. Al no observar el cruce entre los registros (Efecto Mariposa), no es posible confirmar la presencia de gas en esta arena.

Por último, se realizó un análisis de múltiples atributos a través de la herramienta RGB de Opendtect (Figura 17), la cual combina la respuesta de tres (o cuatro) atributos. En ella se muestran los mapas de isofrecuencias de 15Hz (rojo), 25Hz (verde) y 40Hz (azul).

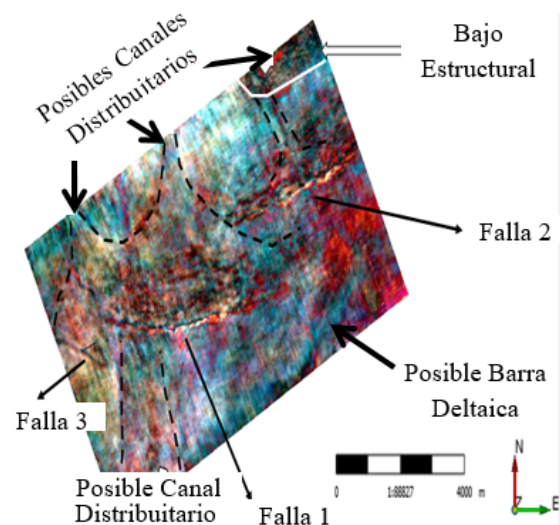


Figura 17. Visualización en RGB de las Isofrecuencias de 15Hz (Rojo), 25Hz (Verde), 40Hz (Azul) de la descomposición espectral de la arena 2.

En el mapa se resaltan cuatro cuerpos de alta coherencia (azul celeste) los cuales fueron delineados (línea punteada negra). Estos cuerpos, todos ubicados al noroeste del cubo, coinciden con los posibles canales distributarios evidenciados en los mapas de atributos. Al suroeste se aprecia un cuerpo que combina todos las isofrecuencias, asociado a un canal de gran grosor que, posiblemente sea la continuación de uno de los canales mencionados anteriormente. Hacia el sureste del área, se observa un cuerpo alargado de azul celeste, que se interpreta como una posible barra deltaica.

A su vez, se identifican tres fallas en el área, las cuales coinciden con las interpretadas en la sísmica y las observadas en los atributos. Por último, en la esquina noreste del campo, resalta un cuerpo que coincide con la zona de mayor profundidad del campo.

CONCLUSIONES

Basados en el análisis petrofísico, se delimitaron las arenas de interés en el Miembro Medio de la Formación Missisagua, de las cuales dos presentan características favorables para el almacenamiento de hidrocarburo.

La construcción de mapas estructurales a través de la sísmica del Campo Penobscot, permitió identificar una estructura anticlinal, relacionada a una intrusión de sal, que se observa en el mapa de todos los topes de las arenas, al igual que dos fallas de gran longitud. La falla normal (falla 1) se observa en todos los topes mientras que en la arena 4 la falla inversa (falla 2) no logra observarse debido a que no fue posible seguir la continuidad del reflector en esa región. En conjunto, se evidencia un ambiente extensional con inversión del movimiento de las fallas, asociándose a la presencia, o movimiento, de sal en la cuenca.

El uso de la geometría fractal permitió la creación de registros sintéticos que ajustaban bien al dato original debido a que su naturaleza fractal y estadística es la misma, permitiendo ampliar la información en los espacios nulos para generar inversiones que ofrecieran mayor detalle de la zona objetivo, como se muestra en los modelos iniciales de naturaleza fractal.

Basados en la resolución vertical y horizontal y la cantidad de información que proveen las secciones sintéticas de cada inversión, las mejores inversiones obtenidas fueron las generadas a partir de los modelos iniciales de naturaleza fractal, logrando mejorar la nitidez de la arena 4.

La inversión estocástica usando modelos iniciales fractales facilitó la generación de modelos con bandas de frecuencia realistas que se asemejen a la observada en el pozo L-30. A través de este método, fue posible delimitar las áreas objetivo, así como también, la posible litología presente en cada paquete mediante los cubos de probabilidad generados, obteniendo que la mayor probabilidad de hallar arena se encuentra en las arenas 2 y 4. Los altos valores de desviación estándar en algunas zonas de la sección sísmica analizada, se atribuyen a la baja densidad de datos (inversiones) generadas para este trabajo.

A través de la interpretación de los atributos fue posible identificar aquellos eventos que permanecían ocultos en la sísmica. Con el atributo de Similaridad, fue posible realzar las discontinuidades de la sísmica, mostrando la presencia de tres grandes fallas que atraviesan la región objetivo, además de una estructura anticlinal hacia el centro del cubo sísmico. También se evidenciaron tres canales distributarios o barreras de playa en todos los atributos implementados en la arena 2, que corresponden a la configuración de llanura deltaica del Miembro Medio de la Formación Missisagua. A partir del análisis de la descomposición espectral, se identificaron potenciales zonas para el almacenamiento de hidrocarburo en los topes de las arenas 2 y 4.

REFERENCIAS

- ASIM, S., AHMAD, S., ZHU, P., NASEER, M. T., & BUTT, M. (2015). Spectral Decomposition Application for Analyzing the Structure and the Reservoir Potential: a case study of Penobscot, Nova Scotia offshore, Canada. Saudi Society for Geosciences, 9,66, 1-20. <https://doi.org/10.1007/s12517-015-2168-x>
- BACON, M., SIMM, R., & REDSHAW, T. (2003). *3-D Seismic Interpretation*. New York, United States of America. Cambridge University Press.
- BAHORICH, M., & FARMER, S. (1995). 3-D Seismic discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The coherence cube. *The Leading Edge*,14(10), 1053-1058. <https://doi.org/10.1190/1.1437077>
- BARCLAY, F., BRUUN, A., RASMUSSEN, K. B., ALFARO, J. C., COOKE, A., COOKE, D. & ROBERTS, R. (2008). *Inversión Sísmica: Lectura entre líneas*. Publication Schlumberger, Oilfield Review Summer 2008, vol 20, issue 1, 44-66.
- BISASO, I. (2011). *Calibration of Seismic and Well Data: Towards Improved Quantitative Seismic Reservoir Characterisation of the Triassic to Middle-Jurassic Gullfaks Reservoir Units of the northern North Sea* [Master's thesis]. University of Bergen. Bergen, Norway.
- CACCIA, D. C., PERCIVAL, D., CANNON, M. J., RAYMOND, G., & BASSINGTHWAIGHTE, J. B. (1997). Analyzing Exact Fractal Time Series: Evaluating Dispersional Analysis and Rescaled Range Methods. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, 246(3-4), 609-632. [https://doi.org/10.1016/S0378-4371\(97\)00363-4](https://doi.org/10.1016/S0378-4371(97)00363-4)
- CAMPBELL, T. J., RICHARDS, F. W. B., SILVA, R. L., WACH, G., & ELIUK, L. (2015). Interpretation of the Penobscot 3D Seismic Volume using Constrained Sparse Spike Inversion, Sable sub-Basin, offshore Nova Scotia. *Marine and Petroleum Geology*, 68(A), 73-93. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.009>

- CASTAGNA, J., BATZLE, M. L., & EASTWOOD, R. L. (1985). Relationships Between Compressional-Wave and Shear-Wave Velocities in Clastic Silicate Rocks. *Geophysics*, 50(4), 571-581. <https://doi.org/10.1190/1.1441933>
- CASTAGNA, J., SUN, S. & SIEGFRIED, R. W. (2003). Instantaneous Spectral Analysis: Detection of Low-Frequency Shadow Associated with Hydrocarbons. *The Leading Edge*, 22(2), 120-127. <https://doi.org/10.1190/1.1559038>
- CGG VERITAS, H-C., (2007A). Hampson-Russell Software Reference Manuals, eLog Program. CGGVeritas.
- CGG VERITAS, H-C., (2007B). Hampson-Russell Software Reference Manuals, Roy White Wavelet Theory.
- CRANE, J.D.T., & CLACK, W. J. F. (1992). Final Report on the 3-D Seismic Survey on Penobscot E.L 2353 Offshore Nova Scotia: Nova Scotia Resources (Ventures) LTD.
- DGB EARTH SCIENCES, (2016). OpendTect User Documentation v5. EarthWorks.
- GRISANTI, F. (2016). *Caracterización geofísica integrando atributos e inversión sísmica. cuenca de Maracaibo* [Informe de pasantías]. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
- HERRON, D. A. (2011). *First Steps in Seismic Interpretation* (Geophysical monograph series, Number 16). Tulsa, Oklahoma, USA. Sociedad de Geofísicos de Exploración. <https://doi.org/10.1190/1.9781560802938>
- HURST, H.E.(1956). The Problem of Long-term Storage in Reservoirs. *Hydrological Sciences Journal*, 1(3), 13-27. [10.1080/02626665609493644](https://doi.org/10.1080/02626665609493644)
- KIDSTON, A. G., BROWN, D. E., ALTHEIM, B., & SMITH, B. M. (2002). Hydrocarbon Potential of The Deep-Water Scotian Slope (1.0 ed.). Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, 111 pp.
- OMAHÑA, I. (2015). *Aplicación de técnicas no convencionales para detección de anomalías AVO y clasificación de facies* [Tesis M.Sc.]. Universidad Simón Bolívar, Venezuela. Caracas, Venezuela.
- RANDON, A. (2017). *Efectos de los modelos geológicos iniciales en la inversión sísmica estocástica* [Tesis M.Sc.]. Universidad Simón Bolívar, Venezuela. Caracas, Venezuela.
- SMITH, B.M., DEPTUCK, M.E., KENDELL, K.L. (2010). Upper Cretaceous Mass Transport Systems Above the Wyandot Formation Chalk, Offshore Nova Scotia. In: Mosher, D.C., et al. (Eds.), *Submarine Mass Movements and Their Consequences. Advances in Natural and Technological Hazards Research*, (vol. 28, pp 619-630). Springer, Dordrecht. https://doi.org/10.1007/978-90-481-3071-9_50
- SRIVASTAVA, R. P., & SEN, M. K. (2009). Fractal-based Stochastic Inversion of Poststack Seismic Data using very Fast Simulated Annealing. *Journal of Geophysics and Engineering*, 6(4), 412-425. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/6/4/009>
- SRIVASTAVA, R. P. & SEN, M. K. (2010). Stochastic Inversion of Prestack Seismic Data using Fractal-based Initial Models. *Geophysics*, 75(3), R47-R59. <https://doi.org/10.1190/1.3379322>