

INVERSIÓN SÍSMICA DE DATOS PRE-APILADO MEDIANTE UN ALGORITMO GENÉTICO: APLICADO A ZONA DE CANALES

Edward Moncayo¹, Nadejda Tchegliakova² y Luis Montes²

Recebido em 10 março, 2010 / Aceito em 24 agosto, 2011
Received on March 10, 2010 / Accepted on August 24, 2011

ABSTRACT. The Llanos basin is the most prolific of the Colombian basins; however few stratigraphic plays have been explored due to the uncertainty in determining the lithology of the channels. In a 2-D seismic a big channel was interpreted inside the Carbonera formation, this unit is composite by intercalations of sand and shale levels, that is the main reservoir in this part of the basin. However there is no information about the lithology filling the channel. A pre-stack seismic inversion was proposed using the available 2-D seismic to estimate the lithology of the channel, however there was not borehole data available. Unavailable well data makes the former model unreliable and the result of seismic inversion highly uncertainty. In order to resolve the impasse a genetic algorithm, based on the AVO theory and non well data dependent, was designed and implemented. The algorithm, successfully tested on synthetic and real data, provided the required information to make feasible the seismic inversion. The results provided by the inversion and rock physic analysis of some wells of the basin, allowed to discriminate that the channel is filled by silts, shales and probably some levels of shaly sands, increasing the exploratory risk because this lithology has low porosity and permeability, contrary to the producer reservoirs in neighbor fields, characterized by high porosity clean sands.

Keywords: seismic inversion, channel lithology, genetic algorithm, Llanos basin.

RESUMEN. La Cuenca Llanos Orientales es la cuenca más prolífica de Colombia, sin embargo pocos “*plays*” estratigráficos han sido explorados debido a la dificultad en determinar la litología de los canales existentes. Utilizando la información sísmica del área de estudio, se identificó un canal en la formación Carbonera la cual está compuesta por intercalaciones de lutitas y unidades arenosas altamente prospectivas, empero el desconocimiento de la litología arrojaba una alta incertidumbre respecto al tipo de reservorio del canal. Para determinar la litología del canal se propuso realizar una inversión sísmica en datos pre-apilado de una línea sísmica 2D disponible, sin embargo se tenía el inconveniente de la ausencia de información de pozo sobre esta línea, lo cual no permitía crear un modelo inicial confiable incrementando así la incertidumbre del resultado de la inversión. Para solucionar este problema se diseñó un algoritmo genético basado en el principio de AVO e independiente de la información de pozo. Este algoritmo tuvo un buen desempeño, tanto en datos sintéticos como reales y permitió obtener los datos necesarios para calibrar el modelo. De acuerdo con los resultados de la inversión y el análisis de física de rocas de algunos pozos de la zona, se identificó que la litología del canal corresponde a limolitas y lutitas, con probables niveles de arenas con alto contenido de arcilla. Este resultado indica un incremento del riesgo exploratorio ya que estas litologías se caracterizan por una baja porosidad y baja permeabilidad, lo que contrasta con los reservorios productores en los campos cercanos que están compuestos por arenas limpias de alta porosidad.

Palabras clave: inversión sísmica, litología de canales, algoritmo genético, Cuenca Llanos Orientales.

¹Exploración, Petrobras Colombia, Carrera 7 #71-21, Torre B, Piso 17, 3135052 – E-mail: emoncayo@petrobras.com

²Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Geociencias, Carrera 45 #26-85 – E-mails: ntchegliakovan@unal.edu.co; lamontesv@unal.edu.co

INTRODUCCIÓN

La exploración de trampas estratigráficas o mixtas con componentes estratigráficos y estructurales, requiere discriminar niveles arcillosos y delimitación de cuerpos de arena a fin de identificar potenciales reservorios y roca sello. La información sísmica puede aportar información acerca de las variaciones litológicas y presencia de fluidos a través del análisis de amplitudes en información sin apilar. Para extraer de la sísmica la información de la litología es necesario realizar una inversión elástica, cuyos resultados dependen de factores como la calidad de los datos, el método utilizado y las características propias del área.

La inversión sísmica se ha usado para discriminar la litología a partir de datos sísmicos, sin embargo los métodos convencionales de inversión requieren de un modelo inicial para lo cual es importante contar con información de pozo. Este es un problema de optimización no lineal con función objetivo irregular.

Los métodos de optimización como inversión de matrices, descenso más rápido, gradientes conjugados, son propensos a quedar atrapados en mínimos locales, supeditando su éxito en gran medida a la elección del modelo de partida. Los algoritmos genéticos son métodos de búsqueda adecuados para la optimización global de funciones multimodal irregulares. Ellos son capaces de resolver problemas no locales de optimización no lineales, sin necesidad de calcular derivadas. Además, dado que los algoritmos genéticos se basan sólo en el muestreo directo del espacio, se evita cualquier intento de tornar lineal el problema, con la consiguiente eliminación de los errores resultantes de la aproximación. Los mentados factores hacen los algoritmos genéticos particularmente atractivos para abordar los complejos problemas del mundo real, en particular los problemas geofísicos (Mallick et al., 2000; Rua et al., 2009). Un amplio tratado sobre algoritmos genéticos está fuera del alcance de este artículo por lo que se recomienda consultar libros especializados Mitchell (1998).

Para discriminar la litología de un canal visto en una sección sísmica 2D sobre la cual no se tenía información de pozo disponible se diseñó un algoritmo genético que no requiriera de esta información *a priori*. Probado en sismogramas sintéticos y trazas reales el algoritmo mostró ser robusto al realizar la inversión.

Los resultados de la inversión y el análisis de física de rocas de algunos pozos en la cuenca permitieron discriminar la litología del canal como limolitas y lutitas, y probablemente con algunos niveles de arenas con alto contenido de arcilla, litología que incrementa el riesgo exploratorio por su baja porosidad y su baja permeabilidad.

MARCO GEOLÓGICO

El área de estudio se localiza en el Municipio de Paz de Ariporo, Departamento de Casanare (Fig. 1). Geológicamente corresponde a la parte central de la Cuenca Llanos, que contiene varios campos de petróleo en donde la producción proviene de unidades del Oligoceno.

La cuenca presenta rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario que yacen sobre un basamento cristalino Precámbrico. La Figura 2 presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Llanos, las unidades del Cretáceo y Terciario son ampliamente conocidas, mientras que el Paleozoico en la cuenca ha sido poco estudiado.

El Cretáceo comprende las formaciones Une, Gachetá y Guadalupe. El Terciario en la Cuenca Llanos está representado por las formaciones Barco, Cuervos, Mirador, Carbonera, León y Guayabo, sin embargo las tres primeras unidades no se encuentran en el área de estudio.

La unidad de interés dentro del área de estudio corresponde a la formación Carbonera, compuesta por intercalaciones de niveles arenosos y arcillosos, que actúan como reservorios y sellos respectivamente: cuatro unidades predominantemente arenosas (denominadas C1, C3, C5 y C7) intercaladas con cuatro unidades arcillosas transgresivas (C2, C4, C6 y C8). Localmente los niveles de mayor prospectividad son los miembros C7, C5 y C3, sin embargo los dos últimos presentan fuertes cambios faciales lo que aumenta el riesgo exploratorio. Regionalmente, la formación Carbonera suprayace la formación Mirador e infrayace a la formación León. El límite inferior se coloca donde terminan las areniscas limpias, de grano grueso, de la formación Mirador. En el área de estudio la formación Carbonera yace directamente sobre la formación Guadalupe, ya que en esta zona la formación Mirador no se depositó. El límite superior queda determinado por el paso de las areniscas y arcillas arenosas a lutitas. Este contacto es en apariencia concordante. Esta unidad es el resultado de cuatro ciclos de depósitos de llanura costera inferior con influencia marina que ocurrieron después del depósito de la formación Mirador.

Estas secuencias fueron depositadas durante el Oligoceno (~34-16.5 Ma) formando intercalaciones de niveles arenosos y arcillosos, que actúan como reservorios y sellos respectivamente. La formación Carbonera está compuesta por cuatro unidades arenosas (denominadas C1, C3, C5 y C7) intercaladas con cuatro unidades arcillosas transgresivas (C2, C4, C6 y C8). Las unidades arcillosas se depositaron en un ambiente cercano a la costa, probablemente de planicie costera con in-

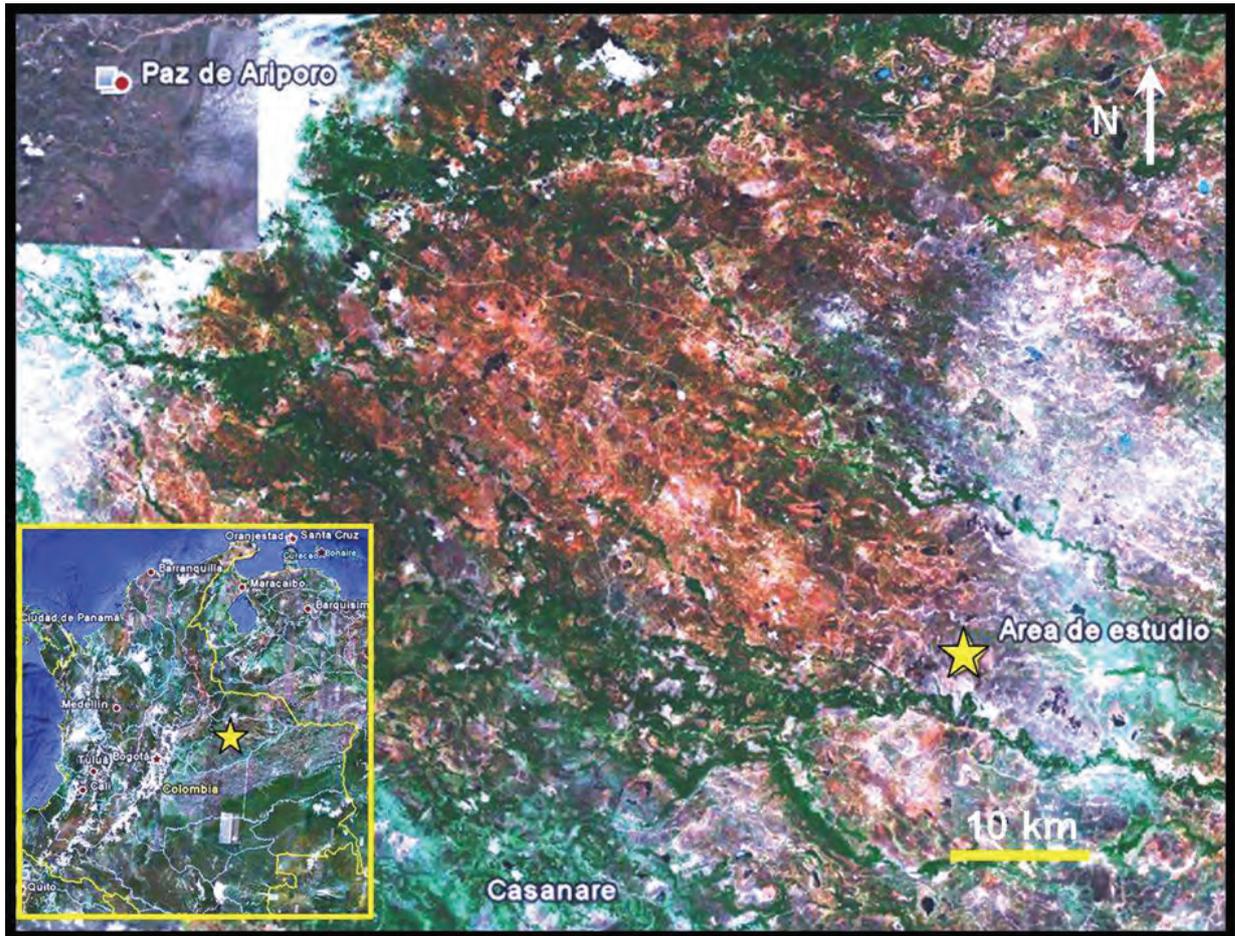


Figura 1 – El área de estudio se ubica en Paz de Ariporo – Departamento de Casanare en la Cuenca Llanos, marcado por una estrella en el mapa.

fluencia deltaica. Estas secuencias están separadas por superficies de máxima inundación las cuales se correlacionan con mucha facilidad en toda la cuenca corresponden a límites de secuencias estratigráficas genéticas. Estas registran la migración de la subsidencia de la cuenca de ante país hacia el oriente, a la vez que son limitadas por la deformación de la cordillera oriental al occidente (Cooper et al., 1995). Los niveles de la formación Carbonera (C1-C8) se correlacionan a través de toda la cuenca, mostrando un incremento gradual en el contenido de arena hasta convertirse en depósitos continentales en las cercanías del escudo de Guyana.

Estas secuencias aumentan de espesor gradualmente hacia el occidente como consecuencia del aumento en el espacio de acomodación en la cuenca, alcanzando más de 1500 m en el piedemonte (Villegas et al., 1994).

El comportamiento estructural que se observa en la línea sísmica de la Figura 3, es el de un monocinal con un suave

buzamiento hacia el occidente, con fuertes reflectores paralelos del SO al NE. Se observa la formación Carbonera subyaciendo la formación León y suprayaciendo la formación Guadalupe, con los topes interpretados de sus unidades C1, C4 y C7. La línea fue adquirida en la dirección de buzamiento y sobre ella se identificaron fallas normales entre las posiciones de los disparos 210 y 250 a la derecha de la Figura 3. Se pueden distinguir tres episodios que aunque llegan a estar conectados, son en realidad fallas diferentes. La primera falla se origina en el basamento y continúa hasta el Cretáceo, esta falla es casi vertical y controla la deformación posterior. Una segunda falla afecta las formaciones Carbonera y León, esta falla es de menor desplazamiento que la falla anterior, aunque presenta un mayor buzamiento. La tercera falla afecta la formación Guayabo y el tope de la formación León, esta última es la más reciente y probablemente esté asociada a la subsidencia que se produjo como consecuencia del levantamiento de la cordillera.

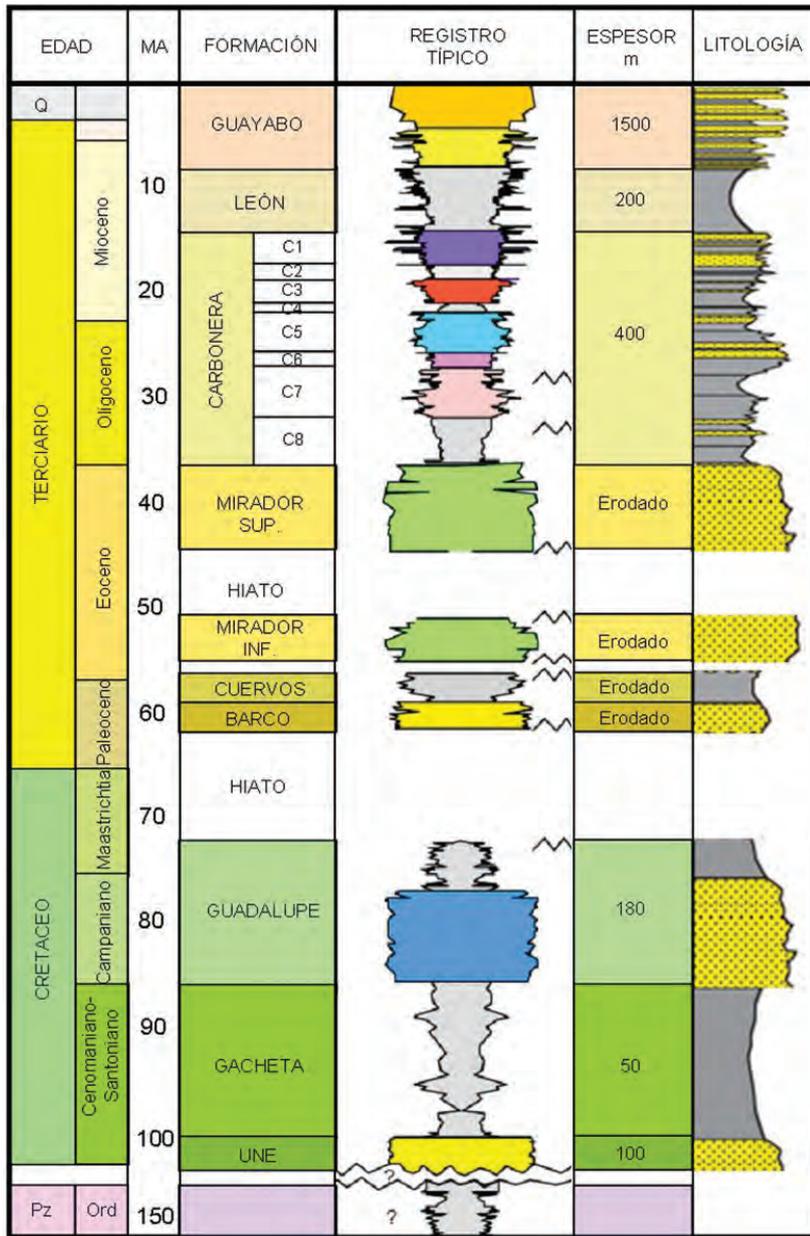


Figura 2 – Columna estratigráfica generalizada del área de estudio que muestra la formación Carbonera y las unidades C1 a C8 (modificado de Barrero et al., 2007).

La falla más antigua que afecta el Paleozoico, controla la deformación subsecuente y provoca una zona de debilidad que es reactivada posteriormente durante diferentes eventos tectónicos en los que se generan las otras fallas. El poco desplazamiento de la falla evita cambios importantes en el espesor de la formación León, por lo que no se observan fenómenos de sombra de falla en el bloque yacente. Desde el punto de vista estratigráfico, los reflectores no se encuentran truncados aunque existe una importante discordancia (Carbonera-Guadalupe). Adicionalmente se

observan algunos canales en la parte occidental cerca al horizonte C4 y al oriente, entre los horizontes C1 y C4, estos canales producen anomalías de amplitud negativas, que corresponden a zonas de color blanco. El canal identificado en la sección sísmica se encuentra aproximadamente a 1650 ms entre las posiciones de disparo 120 y 150 de la Figura 3, en la base de la unidad C3 que suprayace la unidad C4, lo cual lo convierte en un objetivo exploratorio interesante, aunque con una alta incertidumbre respecto al tipo de litología que se encuentra en su interior.

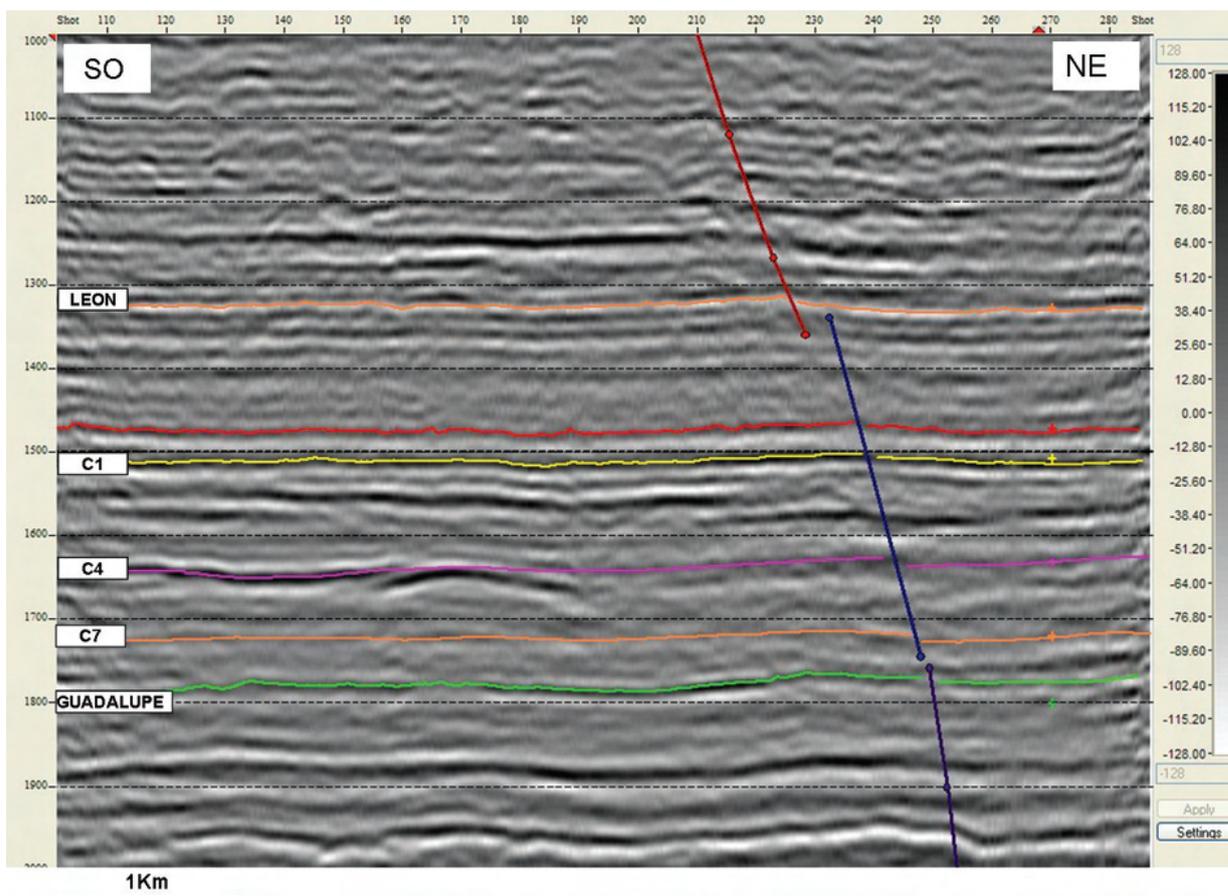


Figura 3 – Línea sísmica a invertir. Se observa la presencia de un canal a 1650 ms entre los disparos 120 y 150, en la base de la unidad C3 que suprayace el tope de la unidad C4 de la formación Carbonera.

METODOLOGÍA

El primer paso para determinar la litología del canal fue verificar que hay una relación entre el tipo de litología y la información que podemos extraer de la sísmica existente, para esto se realizó un análisis petrofísico de algunos pozos localizados en otra zona de la cuenca, encontrando que es posible discriminar la litología a partir de correlaciones basadas en las velocidades de las ondas P y S, así como la densidad.

Una vez realizado el análisis petrofísico, se optó por realizar una inversión sísmica pre-apilado; para lo cual se decidió utilizar una inversión determinística basada en un modelo, sin embargo el principal inconveniente era la falta de información de pozo con que calibrar el modelo, lo que implica una alta incertidumbre en el resultado.

Para solucionar este inconveniente se diseñó un algoritmo genético, el cual permitió obtener los parámetros necesarios para construir el modelo inicial sin información de pozo. Con el fin

de validar el desempeño del algoritmo se realizaron pruebas, con datos sintéticos y datos reales en un sector diferente en el cual existe información de pozos.

Tras evaluar el desempeño del algoritmo y encontrarlo adecuado, se utilizó en la información sísmica del área de interés, como resultado se obtuvieron pseudo-registros de velocidad de ondas P y S y de densidad, con los cuales se construyó el modelo necesario para realizar la inversión de toda la línea sísmica.

Los resultados fueron analizados a partir del análisis petrofísico de varios pozos de este sector de la cuenca, lo cual permitió discriminar el tipo de litología a partir de la densidad y las velocidades de la onda acústica y la de cizalla.

FÍSICA DE ROCAS

La Figura 4a muestra una sección del pozo X-4 la cual corresponde a un conjunto de intercalaciones de unidades arenosas y arcillosas con algunos niveles de carbón. Por debajo de

los 6700 pies se encuentra la unidad C7 de la formación Carbonera, considerada reservorio de buena calidad con bajo contenido de arcilla ($<20\%$) y alta porosidad (23%). Entre las 5800 y 6700 pies se presenta un conjunto de intercalaciones de lutitas, limonitas y arenas arcillosas. Entre 5700 y 5800 pies se encuentra la unidad C1, que corresponde a otra unidad arenosa, también con buenas características petrofísicas ($V_{sh} <20\%$ y alta porosidad). Las unidades arenosas presentan una porosidad promedio de 23% , y el único sector con contenido de hidrocarburo se encuentra localizado al tope de la unidad arenosa aproximadamente a los 6700 pies, y corresponde a aceite lo cual se evidencia en que no existe un cruce de los registros de densidad y de neutrón.

Realizado el análisis petrofísico básico en algunos pozos (Fig. 4a) se obtuvieron curvas de contenido de arcilla, porosidad y saturación de agua, las cuales fueron comparadas con variaciones de velocidad de onda P, S y densidad, encontrando varias relaciones entre las diferentes propiedades.

Algunos de los resultados encontrados eran los esperados, como la relación inversa existente entre las impedancias (P o S) y la porosidad, del mismo modo se encontró que el análisis de los parámetros $\mu\rho$ y $\lambda\rho$ (Goodway et al., 1997), no permiten discriminar las zonas con agua de aquellas con hidrocarburo, debido a que el hidrocarburo presente (aceite) y el agua tienen coeficientes de compresibilidad similares.

El resultado más determinante se observa en la Figura 4b, donde con el gráfico cruzado de densidad contra velocidad de onda S se discrimina la litología del pozo.

La alta porosidad de la arenisca y por ende menor densidad de las lutitas permite separar dos sectores que corresponden a distintas litologías: bajas densidades y altas velocidades corresponden a areniscas limpias mientras altas densidades y bajas velocidades corresponden a lutitas. Lo anterior indica que para aplicar la relación de Gardner et al. (1974), que es el método más usado, se deben separar las lutitas de las areniscas y calibrar los coeficientes en cada caso.

La relación entre densidad y velocidad permitió definir tres categorías. La clase I, caracterizada por bajas densidades y altos valores de velocidad de onda S corresponde a arenas limpias con buena porosidad, dentro de esta categoría se encuentran los reservorios convencionales. La clase II corresponde a una zona de velocidad y densidad media, compuesta por limolitas, arenas muy arcillosas y arcillositas con contenido de arena. Las rocas de esta zona tienen permeabilidades muy bajas y aunque pueden existir algunos niveles de arenas, el contenido de arcilla disminuye la porosidad efectiva lo que le da una calidad de reservorio muy pobre. Finalmente la clase III

corresponde a una zona de baja velocidad y alta densidad, compuesta predominantemente por lutitas y limolitas, esta zona no tiene propiedades para ser considerada como un reservorio convencional, por el contrario sus características petrofísicas la convierten en un sello.

ALGORITMO GENÉTICO

Los algoritmos genéticos están basados en la búsqueda de una solución por medio de la evolución de una población de individuos imitando el proceso de la selección natural. La teoría de los algoritmos genéticos asume que estos trabajan descubriendo, reforzando y recombinando los mejores elementos (genes) de una solución (individuo) en forma paralela, de modo que la mejor solución esté conformada por los mejores genes o bloques de genes de los mejores individuos Mitchell (1998).

Dentro de esta teoría existen dos conceptos fundamentales. El primero es el espacio de búsqueda, el cual contiene todas las posibles soluciones del problema. Este espacio por lo general se puede restringir usando información que limita las condiciones del modelo, por ejemplo un rango de velocidades dentro del cual se esperaría encontrar el resultado.

El segundo concepto es la función de adaptación, que evalúa el grado en el que los diferentes modelos concuerdan con la solución al problema. Los resultados de un modelo y los datos medidos pueden ser plenamente similares en un mínimo global o solo coincidir en unos pocos valores, lo que se denomina un mínimo local. Estos mínimos locales se acercan de algún modo a la solución y pueden generar la convergencia prematura de una solución que no es la mejor si se considera todo el espacio de búsqueda. Los algoritmos genéticos evitan este fenómeno, por medio de operadores especiales que permiten a la solución salir de estos mínimos locales y de esta forma obtener un resultado más confiable. Estos algoritmos establecen una analogía entre un conjunto de soluciones a un problema, llamado fenotipo, y un conjunto de individuos de una población natural, codificando la información de cada solución en una cadena, generalmente binaria, llamada cromosoma. Cada uno de estos individuos puede ser visto como un punto dentro del espacio de búsqueda de las soluciones. Los elementos que forman la cadena de cromosomas son llamados los genes los cuales pueden tomar valores de acuerdo a la codificación utilizada. Uno de los métodos más utilizados es la codificación binaria, en donde los genes pueden tomar dos valores 1 o 0. La representación de los cromosomas se conoce como genotipo, por ejemplo, una cadena de dígitos binarios.

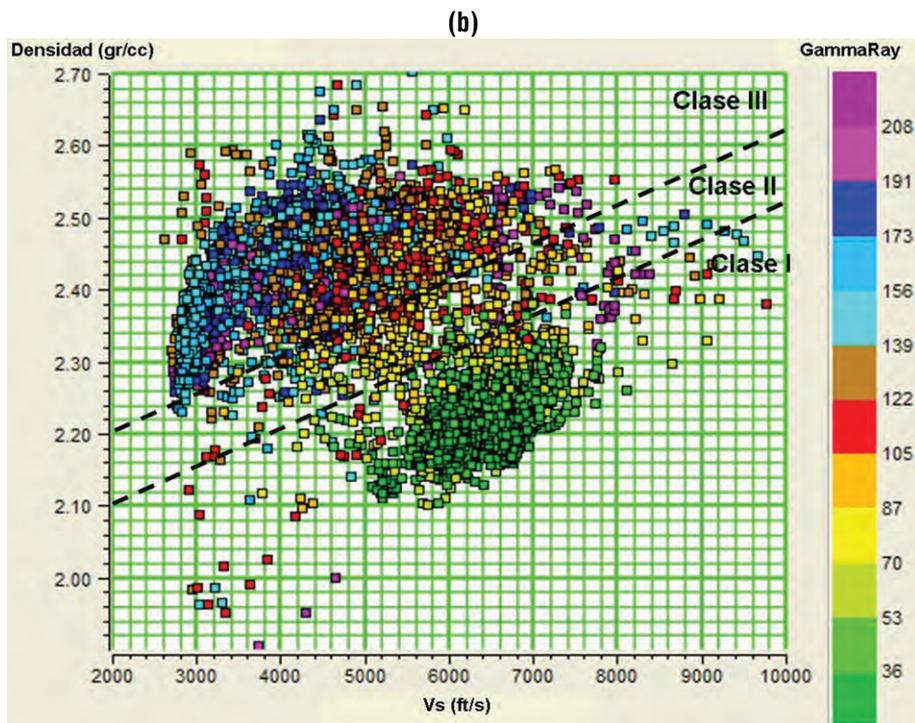
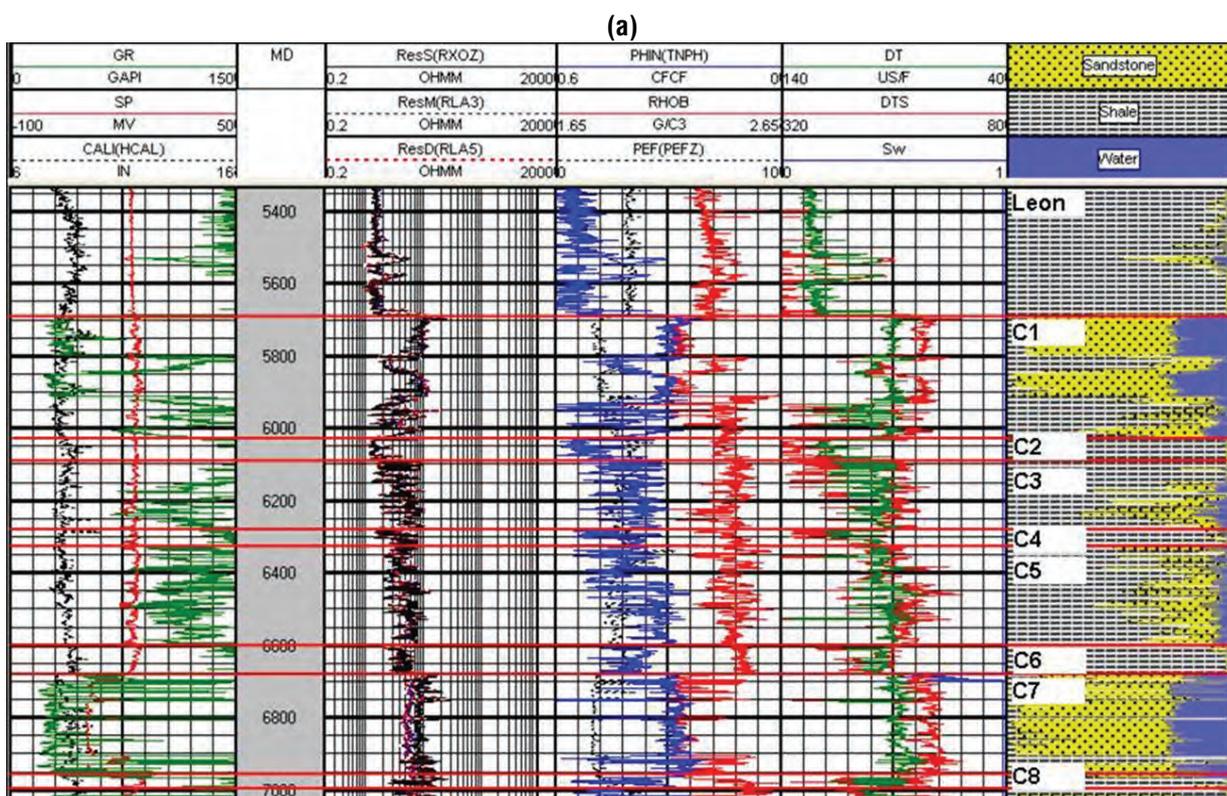


Figura 4 – Análisis petrofísico del pozo X-4. (a) Conjunto de registros del pozo. (b) El gráfico cruzado de velocidad de onda S contra densidad para el pozo X-4 permite discriminar tres clases de litología.

Los individuos evolucionan a través de iteraciones, llamadas generaciones. En cada generación, los individuos son evaluados por medio de la función de adaptación, que selecciona los más aptos para que replacen los de la generación anterior. De este modo las siguientes generaciones contienen nuevos individuos. En cada iteración intervienen tres operadores para la construcción de los nuevos individuos, estos operadores son la selección, recombinación genética y mutación. En la selección se define que individuos serán recombinados de acuerdo con la función de adaptación, de tal modo que aquellos que representen la mejor solución tendrán mayor oportunidad de reproducirse.

La recombinación genética consiste en la generación de nuevos individuos a partir de la combinación de las características o genes de los padres (Fig. 5), este es el mecanismo por medio del cual el algoritmo produce las nuevas generaciones de individuos dentro de la población. Para ello los cromosomas de los padres se dividen en uno o más puntos. Las partes de ambos padres se combinan para crear un nuevo cromosoma que corresponde al hijo, de tal forma que el nuevo cromosoma tenga características parciales de cada uno de los padres.

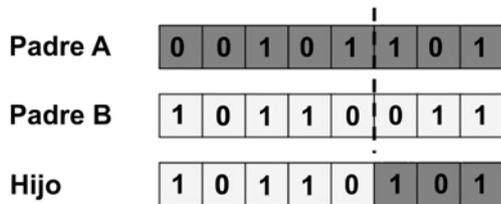


Figura 5 – Esquema del proceso de recombinación genética donde el hijo hereda tres cromosomas del padre A y 3 del B.

La mutación es un proceso que ocurre esporádicamente dentro de la recombinación genética. Produce un cambio en uno de los genes de forma aleatoria (Fig. 6), generando un individuo con nuevas características. Este proceso adquiere una gran importancia a medida que el número de generaciones aumenta, ya que evita una convergencia prematura de la solución alrededor de un mínimo local, y permite al algoritmo buscar nuevas soluciones por fuera de estos hasta encontrar un mínimo global, debido a que preserva la diversidad genética.



Figura 6 – Esquema del proceso de mutación donde el hijo se diferencia del padre en un cromosoma.

Como etapa inicial para el desarrollo del algoritmo, se consideró el problema a solucionar, el cual consiste en determinar

las velocidades de ondas P y S y la densidad a partir de datos sísmicos pre-apilados sin utilizar información de pozo.

La variación de la amplitud con el ángulo de incidencia responde a las características de las capas del subsuelo (Castagna & Backus, 1993), por lo cual el algoritmo se diseñó para que a partir de las amplitudes se obtuvieran las velocidades y la densidad.

Durante el desarrollo del algoritmo se realizaron varios ensayos con variaciones del mismo, hasta obtener el mejor desempeño cuyo esquema general de funcionamiento se describe en la Figura 7.

La entrada del algoritmo la conforma una familia de trazas agrupadas con el mismo punto de reflexión común (“CDP-gather”) con sus respectivos ángulos de reflexión, sobre la cual se define el intervalo en el que se realizará la inversión. A continuación se definen el número de capas del modelo y la ondícula a utilizar, que en este caso se extrajo de la traza.

En el primer paso del algoritmo se genera una población de modelos con valores de V_p , V_s y densidad (Fig. 8), la cual es aleatoria y tiene una distribución uniforme con valores dentro de un rango previamente definido.

El siguiente paso consiste en generar un sismograma sintético para cada uno de los elementos de la población, para lo cual se utilizó la ecuación de Fatti et al. (1994):

$$R(\theta) = \frac{1}{2}(1 - \tan^2 \theta) \frac{\Delta I_p}{I_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \frac{\Delta I_s}{I_s} - \left[\frac{1}{2} \tan^2 \theta - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \right] \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (1)$$

en donde:

- R = el coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia;
- I_p = el promedio de la impedancia P para ambos medios;
- ΔI_p = la diferencia de la impedancia P para ambos medios;
- V_p = el promedio de la velocidad de onda P para ambos medios;
- V_s = el promedio de la velocidad de onda S para ambos medios;
- ΔV_s = la diferencia de la velocidad de onda S para ambos medios;
- ρ = el promedio de la densidad para ambos medios;
- $\Delta \rho$ = la diferencia de la densidad para ambos medios;
- θ = el promedio del ángulo de incidencia y transmisión de las ondas P.

INICIA

Define rangos de los parámetros del modelo

Define la ondícula

Define el número de capas a invertir

Genera población inicial con distribución uniforme

DESDE $i = 1$ HASTA N (Número de iteraciones)

Calcula las trazas sintéticas para la población i

Evalúa la función de mérito comparando la traza sísmica y la sintética

Selecciona los individuos que pasan a recombinación

Combina los individuos para producir una nueva generación

Introduce una mutación

Selecciona los individuos que pasan a la siguiente generación

FIN – DESDE

Calcula las trazas sintéticas para la población final

Evalúa la función de mérito comparando la traza sísmica y la sintética

Selecciona el mejor modelo

TERMINA

Figura 7 – Esquema general de funcionamiento del algoritmo diseñado.

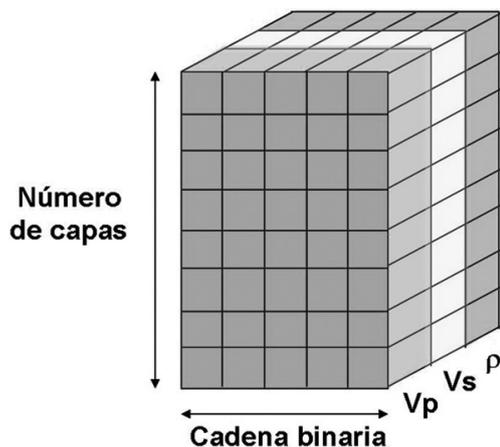


Figura 8 – Caracterización de individuos mediante la distribución en capas de V_p , V_s y ρ .

El resultado consta de una serie de valores de reflectividad en función del ángulo, los cuales se utilizan en una convolución con la ondícula, creando un sismograma sintético que se compara con la traza sísmica. La función de adaptación evalúa los diferentes modelos al comparar los sismogramas sintéticos con la traza sísmica calculando el error cuadrático para cada ángulo. A partir de la población inicial los individuos con la mayor función de mérito son seleccionados utilizando un método denominado torneo, en el cual se eligen de forma aleatoria individuos de la población, entre los cuales se compara el resultado

de la función, el individuo que tenga mejor resultado en dicha función es seleccionado para la combinación.

Los individuos seleccionados son cruzados y sometidos a una mutación, generando los individuos de la siguiente generación. Este ciclo continúa hasta alcanzar el número de generaciones determinado inicialmente. El resultado final corresponde a un modelo con la mejor función de adaptación de la última generación, el cual está compuesto por valores de velocidades de ondas P y S y de densidad.

Dentro de las alternativas analizadas, el mejor resultado se encontró dividiendo en intervalos de tiempo las trazas del “CDP-gather” y realizando la inversión en cada intervalo desde el somero al más profundo. Para ello se utilizaron dos métodos; el primero corresponde a una ventana de tiempo con una longitud que es función de la ondícula, mientras el segundo consiste en una inversión capa a capa de forma similar a una inversión recursiva. Con el segundo método el tiempo de ejecución se redujo considerablemente a cambio de una ligera disminución en la calidad del resultado.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El desempeño del algoritmo se probó sobre sismogramas sintéticos y datos reales. Se construyó un modelo de siete capas con valores de velocidades V_p , V_s y densidad, a partir del cual se

calculó un sismograma sintético utilizando la Ecuación de Fatti y una ondícula Ricker de 30 Hz (Fig. 9a). El sismograma se calculó para un rango de 1 a 45 grados con el fin de mejorar la inversión de la densidad, ya que el efecto de la densidad se hace más evidente en los *offsets* lejanos.

Los resultados de la inversión se muestran en la Figura 9b donde las velocidades de ondas P y S así como densidad estimados (en azul) se aproximan bastante a las del modelo (en rojo). Para cuantificar el desempeño del algoritmo se hizo un análisis estadístico del error absoluto medido como la diferencia entre el valor verdadero y el obtenido por la inversión de V_P , V_S y ρ , así como la correlación entre los valores reales y los valores estimados, siendo resumido en la Tabla 1. La velocidad V_P se logró con una correlación de 0.997 con un error de estimación medio de 0.169 km/s y una desviación estándar de 0.085 km/s; con un error mínimo de 0.020 km/s y el máximo de 0.269 km/s. Estas medidas dan cuenta de lo acertado en la estimación.

Tabla 1 – Análisis estadístico del error absoluto cometido en la inversión de un sismograma sintético de un modelo de siete capas.

	V_P (km/s)	V_S (km/s)	ρ (gr/cm ³)
Media	0.169	0.056	0.059
Mediana	0.173	0.026	0.063
Desviación estándar	0.085	0.064	0.017
Mínimo	0.020	0.002	0.034
Máximo	0.269	0.176	0.089
Coefficiente de correlación	0.997	0.983	0.941

Para la inversión de datos reales se usaron trazas en el rango 0° a 16° (“CDP-*gather*”) de una línea que tenía información de pozo disponible (Fig. 10a), para compararla con el resultado de la inversión. Como se observa, en los resultados de la Figura 10b, la inversión resuelve muy bien las velocidades de ondas P y S, mas no la densidad lo cual se debe a la ausencia de *offsets* lejanos en el “CDP-*gather*”.

Se hicieron dos ensayos adicionales para probar la robustez del algoritmo genético. En el primer escenario se asumió que únicamente se contaba con información de la onda P, de modo que la velocidad de la onda S y la densidad fueron estimadas a partir de las ecuaciones $V_P = 1360 + 1.16V_S$ de Castagna et al. (1985) y $\rho = V_P^{0.25}$ de Gardner et al. (1974), usadas con mucha frecuencia en rocas siliciclásticas. El resultado de la inversión para las trazas del “CDP-*gather*” cercano al pozo coincide con el valor verdadero con un error medio en estimación de la velocidad de 240 m/s y una desviación de 190 m/s, mientras

que los valores de velocidad de onda S y la densidad divergen fuertemente de los valores reales, con un error medio de estimación de 990 m/s y una gran desviación estándar de 880 m/s como indica la Tabla 2.

Tabla 2 – Análisis estadístico del error absoluto para la inversión de datos reales. a) Inversión genética: utilizando el algoritmo genético. b) Escenario 1: utilizando una inversión basada en un modelo asumiendo la relación de Castagna para la onda S y la relación de Gardner para la densidad. c) Escenario 2: utilizando una inversión basada en un modelo asumiendo velocidades P y S conocidas y una densidad conocida solo en un intervalo.

a) Inversión genética	V_P	V_S	ρ
Media	0.26	0.30	0.15
Mediana	0.20	0.20	0.10
Desviación estándar	0.25	0.25	0.11
Mínimo	0.00	0.00	0.00
Máximo	1.30	1.00	0.40
b) Escenario 1	V_P	V_S	ρ
Media	0.24	0.99	0.13
Mediana	0.19	0.77	0.12
Desviación estándar	0.19	0.88	0.08
Mínimo	0.01	0.03	0.00
Máximo	0.79	4.01	0.33
c) Escenario 2	V_P	V_S	ρ
Media	0.20	0.30	0.12
Mediana	0.15	0.31	0.10
Desviación estándar	0.19	0.21	0.08
Mínimo	0.00	0.01	0.01
Máximo	0.79	0.84	0.29

En el segundo escenario se utilizó toda la información disponible para la construcción del modelo, sin embargo no existe un registro de densidad en la zona de interés, por la que la relación entre la velocidad de onda P y la densidad se restringió a un pequeño intervalo de areniscas localizado en la parte inferior, donde se tenían ambos registros.

En este caso el resultado de la inversión para las trazas consideradas presenta una notable mejora respecto al primer escenario, en especial la velocidad de onda S estimada con un error de 300 m/s y una desviación estándar de 210 m/s, sin embargo la densidad obtenida continúa estando lejos del valor real con errores medios de estimación de alrededor de 0.12 g/cc y una desviación de 0.08 g/cc, lo cual se debe a la ausencia de *offsets* lejanos y al error en el modelo (Tabla 2).

A continuación se realizó la inversión de trazas pertenecientes a un “CDP-*gather*” de la línea de interés, donde por la ausencia de *offsets* lejanos la curva de densidad obtenida no era confiable,

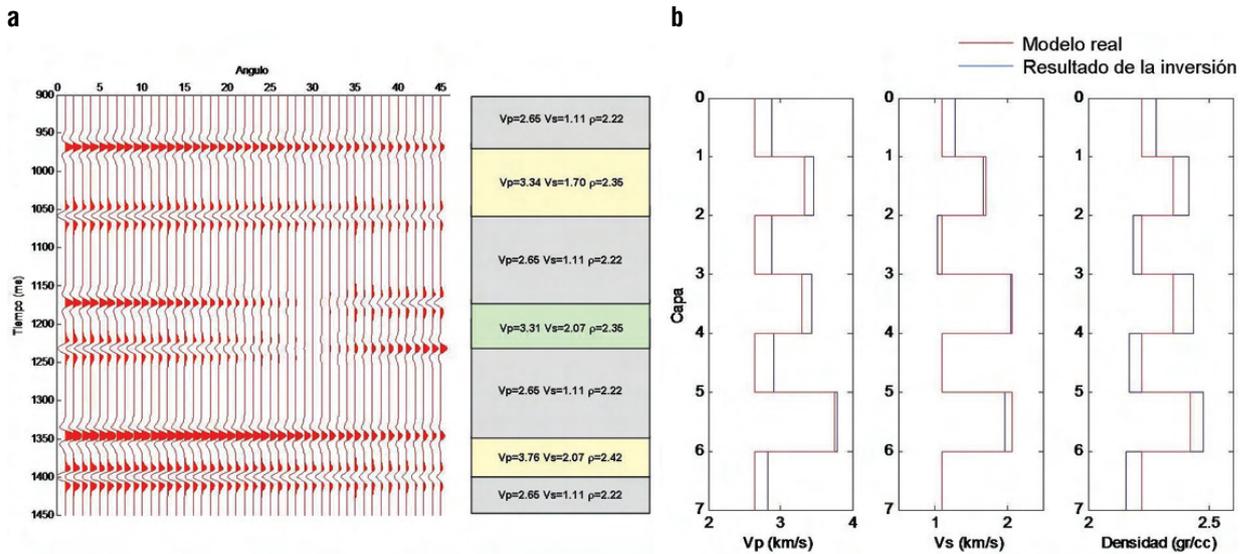


Figura 9 – Implementación del algoritmo a datos sintéticos. A la izquierda el sismograma sintético con el modelo asociado y a la derecha la comparación entre el modelo inicial y el resultado de la inversión.

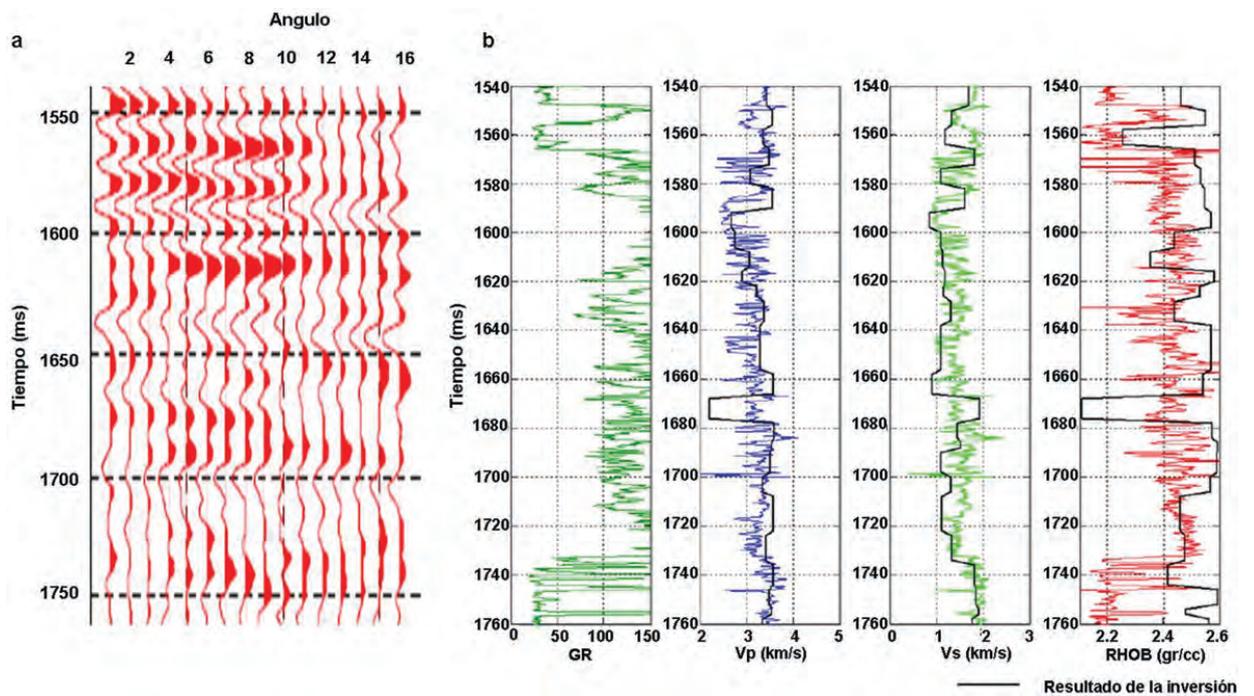


Figura 10 – Resultado de aplicación del algoritmo a datos reales. A la izquierda las trazas con sus respectivos ángulos de reflexión y a la derecha los perfiles reales de V_p , V_s y ρ con el modelo de capas resultante de la inversión.

por ello con el análisis petrofísico de un pozo lejano a la línea se construyó la curva de densidad partir de la curva de velocidad de onda P. Con las velocidades de onda P, S y densidad obtenidas se hizo la inversión de toda la línea sísmica, y como resultado se lograron las secciones de velocidades de onda P, S y densidad, consignadas en las Figuras 11a, 11b y 11c respectivamente.

De las Figuras 11a, 11b, y 11c se observa una zona en la parte superior de la sección que corresponde a la unidad C1, caracterizada por velocidades altas y densidades bajas, que de acuerdo con el análisis petrofísico corresponden a areniscas. Un comportamiento similar se presenta en la unidad C7 en la base de las secciones. Estos resultados concuerdan con la geología

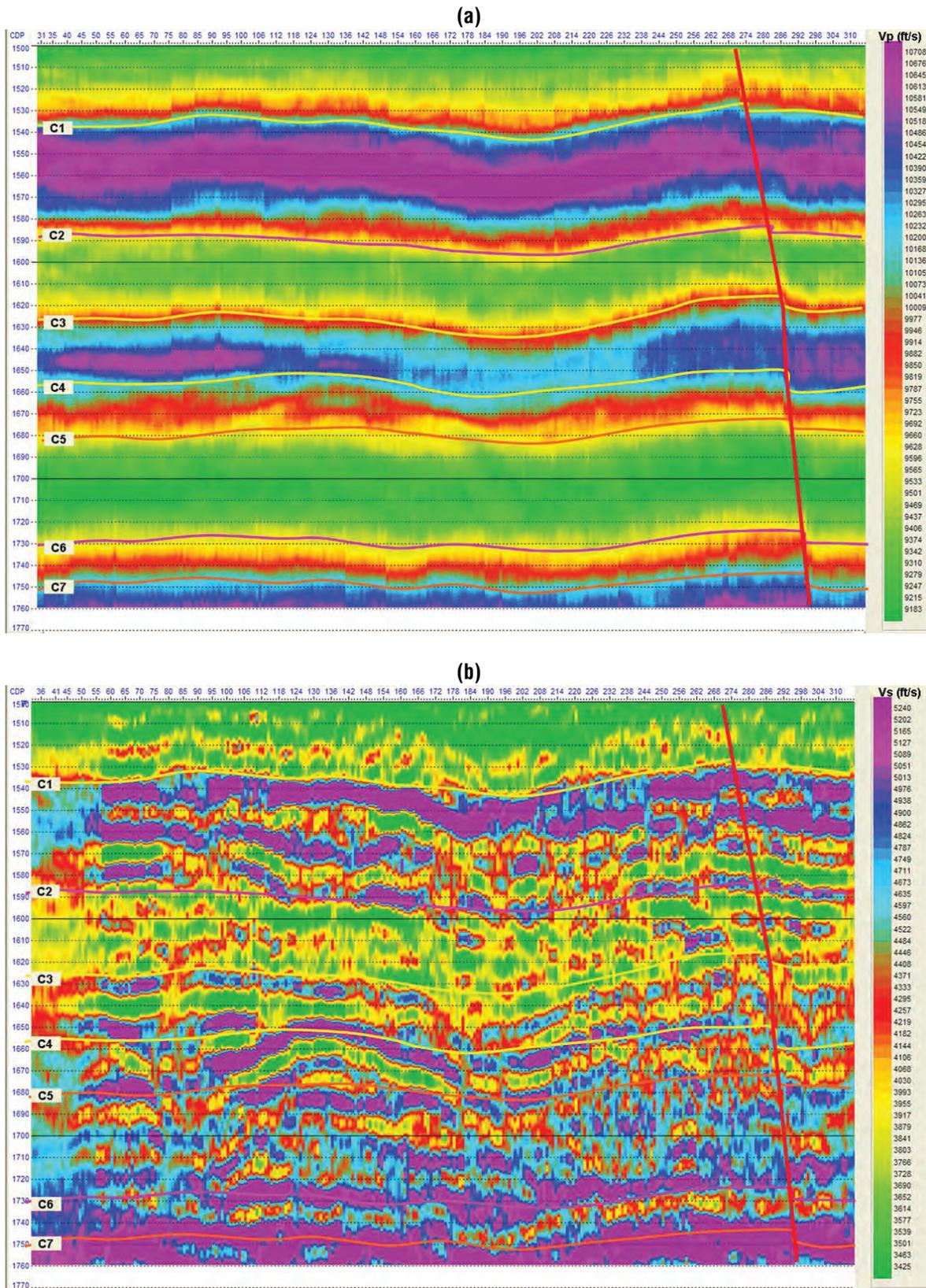


Figura 11 (continua) – Resultado de la inversión para la línea sísmica de interés. (a) Velocidad de onda P, donde es más visible el canal. (b) Velocidad de onda S.

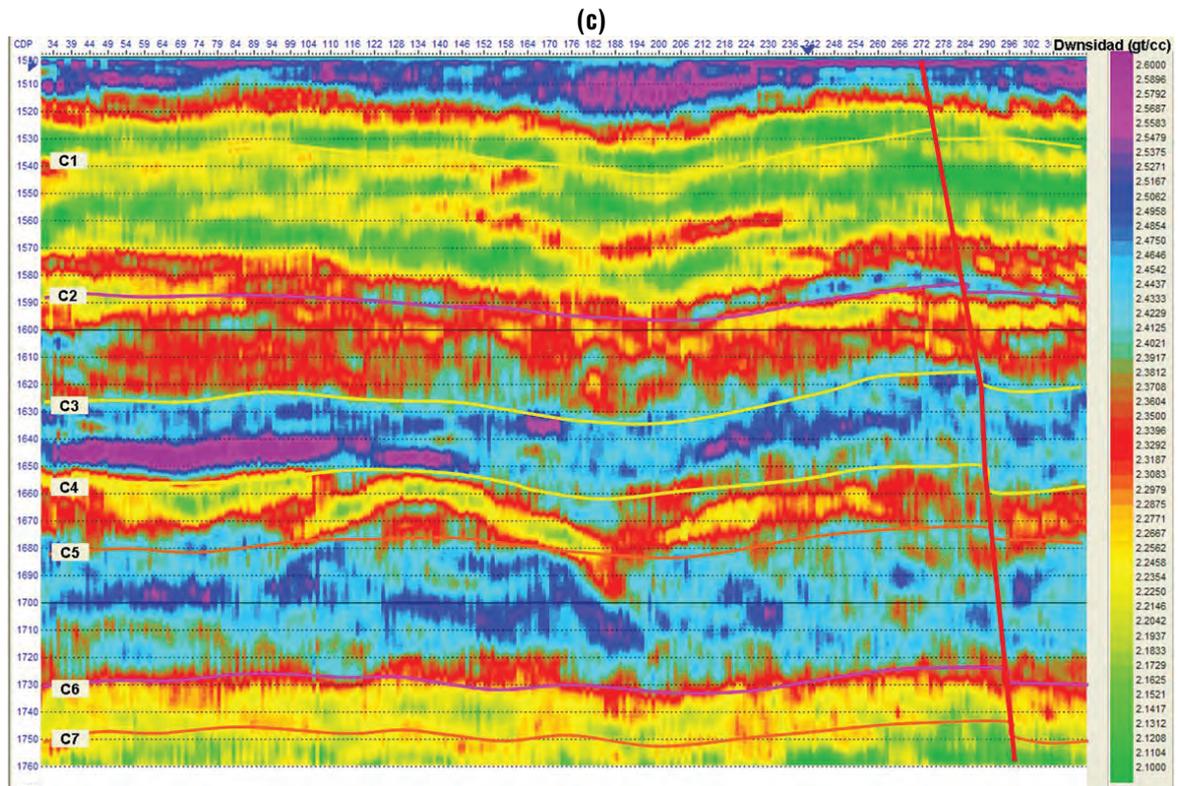


Figura 11 (conclusión) – Resultado de la inversión para la línea sísmica de interés. (c) Densidad, el canal se realiza por el aumento de densidad.

del área, donde las dos unidades compuestas por arenas localmente presentan poca variación facial. En la sección de velocidad de onda P en la Figura 11a y en la sección de densidad en la Figura 11b es más clara la presencia del canal, situado a la izquierda en la base de unidad C3.

La sección intermedia presenta un variación mucho mayor, por lo que se hizo un gráfico cruzado de velocidad de onda S contra densidad (Fig. 12a) para discriminar la litología. Se encontró que la mayor parte del canal corresponde a las clases II y III, que corresponden a lutitas y limolitas, de cuya composición se esperan bajas porosidades y permeabilidades, y por ende alto riesgo en el reservorio.

Al mismo tiempo se encontró que los parámetros μRho y ΛRho , al estar basados en la impedancia sin discriminar la densidad, pueden conducir a conclusiones erradas y por lo tanto deben usarse con precaución, ya que como se observa en la Figura 12b pueden indicar la presencia de areniscas, e incluso areniscas con gas, lo cual está fuera del contexto geológico.

CONCLUSIONES

Para determinar la litología del relleno de un canal localizado en la formación Carbonera en la Cuenca Llanos Orientales

(Colombia), se realizó una inversión sísmica en datos antes de apilar de una línea 2D. Debido a la ausencia de información de pozo, antes de realizar una inversión basada en un modelo, se diseñó un algoritmo genético basado en el principio de AVO que no requería *a priori* de información de pozo. El algoritmo mostró un buen desempeño en el proceso de inversión tanto en sismogramas sintéticos como en datos reales. Aunque en datos reales la calidad del resultado era menor a la de datos sintéticos, el algoritmo probó ser una herramienta útil para obtener información de las características del subsuelo, en ausencia de información de pozo. La información obtenida permitió realizar una inversión basada en un modelo mucho más confiable que al utilizar relaciones existentes en la literatura, ya que cuando estas relaciones no se cumplen conducen a resultados erróneos.

El resultado indicó la presencia de arcillas y limolitas en el canal, lo que no descarta completamente el canal como reservorio, ya que el resultado es válido solo para la zona cercana a la línea sísmica utilizada. Es probable que en otra área las características de relleno del canal sean diferentes.

Algoritmos como este son de gran utilidad en zonas prospectivas nuevas o en datos *offshore* donde no se cuente con información de pozo o donde la densidad de perforaciones sea especialmente baja.

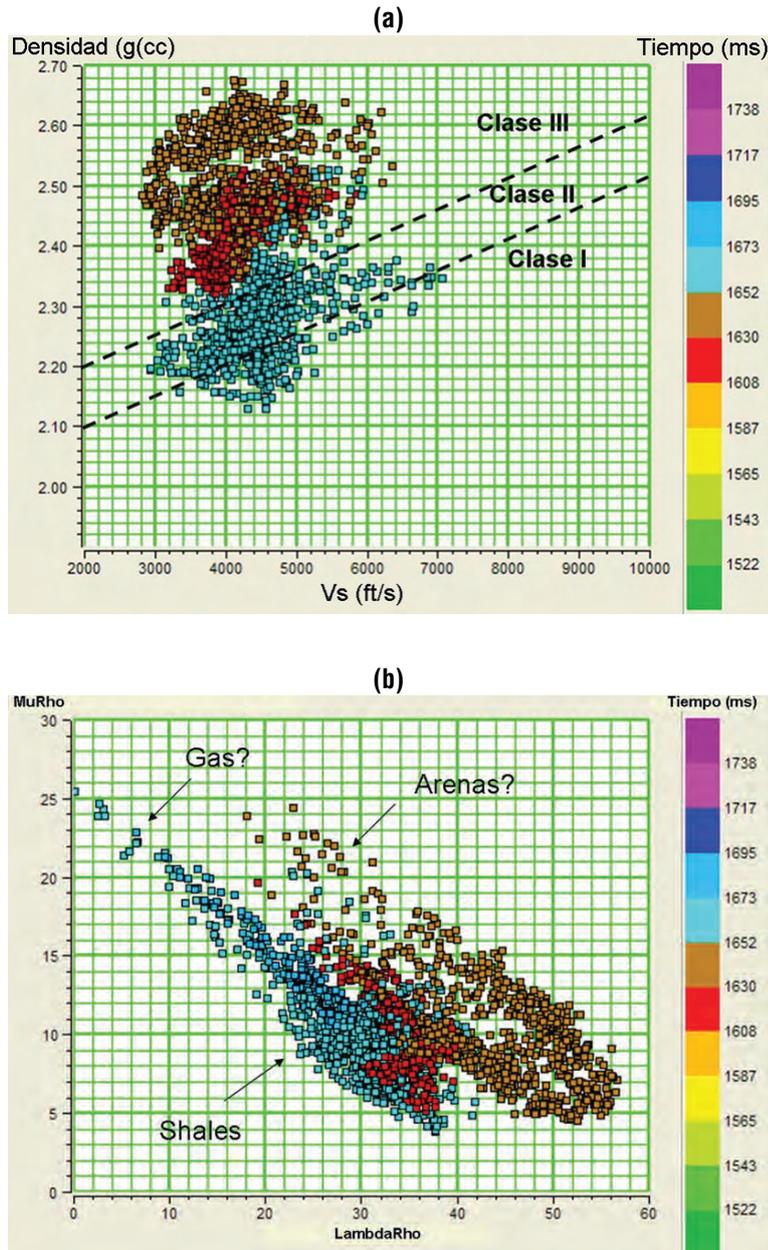


Figura 12 – Correlación de los resultados de la inversión en la zona del canal. (a) Densidad ν_s . Velocidad de onda S, el resultado permite ubicar el canal en una zona de shales y limolitas con pobres características como reservorio. (b) LambdaRho ν_s : MuRho, esta gráfica presenta una interpretación errada, ya que al no discriminar el efecto de la densidad el resultado no tiene un comportamiento típico.

REFERENCIAS

BARRERO D, PARDO A, VARGAS CA & MARTÍNEZ JF. 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Bogotá. 91 p.

CASTAGNA JP & BACKUS MM. 1993. Offset-dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis. SEG Investigations in Geophysics Series, 8: 37–56.

CASTAGNA JP, BATZLE ML & EASTWOOD RL. 1985. Relationship between compressional wave and shear wave velocities in clastic silicate rocks. Geophysics, 50: 571–581.

COOPER M, ADDISON T, ALVAREZ R, CORAL M, GRAHAM R, HAYWARD A, HOWE S, MARTINEZ J, NAAR J, PEÑAS R, PULHAM A & TABORDA A. 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bull., 79: 1421–1443.

- FATTI JL, SMITH GC, VAIL PJ, STRAUSS PJ & LEVITT PR. 1994. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using Geostack technique. *Geophysics*, 59: 1362–1376.
- GARDNER G, GARDNER L & GREGORY A. 1974. Formation velocity and density, the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39: 770–780.
- GOODWAY B, CHEN T & DOWNTON J. 1997. Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ”, and “ λ/μ ” fluid stack, from P and S inversions. In: 67th Ann. Internat. Mtg. Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts. p. 183–186.
- MALLICK S, HUANG X, LAUVE J & AHMAD R. 2000. A reconnaissance tool for deepwater exploration. *The Leading Edge*, 19: 1230–1237.
- MITCHELL M. 1998. *An Introduction to Genetic Algorithms*. MIT Press. Massachusetts. p. 35–81.
- RUA N, JIAN-HUA Y, SHUAI-QI D & YANG-GUANG L. 2009. Wave impedance inversion in coalfield based on immune genetic algorithm. *Earth and Planetary Science*, 1: 929–935.
- VILLEGAS M, BACHU S, RAMON J & UNDERSCHULTZ J. 1994. Flow of formation waters in the Cretaceous-Miocene Succession of the Llanos Basin, Colombia. *AAPG Bull.*, 78: 1843–1862.

NOTAS SOBRE LOS AUTORES

Edward Norberto Moncayo Góngora. Geólogo, Universidad Nacional de Colombia, Magister en Geofísica, Universidad Nacional de Colombia. Actualmente vinculado a Petrobras Colombia Limited desde 2008 como Geofísico de exploración en las cuencas de Llanos y valle Medio del Magdalena. Anteriormente vinculado a Solana Petroleum Exploration Colombia Limited. Áreas de interés: inversión sísmica y caracterización de yacimientos mediante atributos sísmicos. Miembro de la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de Petróleo – ACGGP y de la SEG.

Nadejda Tchegliakova Nicolaevna. Universidad Estatal de Moscú, Rusia-UEMR, Doctorado en Bioestratigrafía y Micropaleontología, 1995-1999. Universidad Estatal de Moscú, Rusia-UEMR, Magister en Mineralogía y Geología, 1982. Universidad Estatal de Moscú, Rusia-UEMR, Carrera Geología, 1974-1979. Vinculada como profesora en el Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, desde 1990. Anteriormente en la Universidad Estatal de Moscú Rusia, 1980-1984. Medalla de Ekaterina Stashkova, Academia de Ciencias Físicas y Exactas de Rusia, 2002. Áreas de interés: Bioestratigrafía, Micropaleontología, Foraminíferos Planctónicos y Nanoplanctónicos, Período Cretácico.

Luis Alfredo Montes Vides. Físico, Universidad Nacional de Colombia. Especialista en Sensores remotos y SIG, Instituto de Pesquisas Espaciais – INPE, SP, Brazil. M.Sc. Computación, Universidad Nacional de Colombia. Doutor em Geofísica, Universidade Federal do Pará, Brazil. Vinculado a la Universidad Nacional de Colombia como profesor desde 1990, adscrito a los programas de Maestría en Geofísica y Doctorado en Geociencias. Geophysical Acquisition and Processing – GAPS. Geofísico Senior, 2001. Infopetrol Ltd. Asesor en PSTM, PSDM y AVO, 1999-2005. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-Ecopetrol, 2010, Geofísico Senior. Interés en diseño sísmico, inversión sísmica y atributos, modelamiento sísmico, procesamiento multi-componentes y anisotropía sísmica.