

METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA PARA IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PROSPECTIVAS Y POSICIONAMIENTO DE POZOS

Daniela Torres¹, Andrés Calle², Freddy Niño³, César Pineda⁴

RESUMEN

La interpretación sísmica en la exploración de recursos hidrocarburos está sujeta a un alto nivel de incertidumbre cuando trata de establecer las propiedades de la roca y la misma existencia de fluidos de interés comercial.

La metodología de interpretación sísmica empleada en este trabajo permite predecir de manera cuantitativa los fluidos presentes en la roca, mediante la integración de técnicas estocásticas basadas en el análisis estadístico de los principales parámetros que caracterizan el reservorio, con la utilización de datos sísmicos (velocidad, impedancia, amplitud) [1], registros de pozo (gamma ray, densidad, y resistividad, entre otros) y relaciones de física de rocas (litología, porosidad, permeabilidad, fluido de poro y net to gross).

Mediante el método probabilístico de Bayes se obtienen funciones de densidad de probabilidad (pdf) condicionadas a los parámetros que se van a estudiar y en las que se describe la distribución esperada de las propiedades una vez se especifica el estado de saturación de la roca reservorio. Estas pdfs son empleadas a su vez para predecir la zona más probable para la ubicación de nuevos pozos.

Esta investigación busca favorecer procesos de toma de decisiones con base en la aplicación de técnicas de inferencia estadística reunidas en una metodología de interpretación sísmica de tipo cuantitativa. La metodología integra múltiples fuentes de información exploratoria para cuantificar la probabilidad de ocurrencia de fluidos en reservorios.

Palabras claves: Probabilidad Bayesiana, interpretación cuantitativa, metodología sísmica, registros de pozo, sustitución de fluidos.

ABSTRACT

The seismic interpretation in the exploration of hydrocarbon resources is subject to a high level of uncertainty when trying to set the rock properties and the amount of fluids with commercial interest.

The seismic interpretation methodology employed in this work allows to predict quantitatively the fluid present in the rock, by integrating stochastic techniques based on statistical analysis of the main parameters characterizing the reservoir, using seismic data (speed, impedance amplitude) [1], well logs (gamma ray, density, resistivity, etc.) and rock physics relationships (lithology, porosity, permeability, pore fluid and net to gross).

1. Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia.

2. Magister en Geofísica. Instituto Colombiano del Petróleo, ICP – ECOPETROL S.A. Piedecuesta, Colombia. E- mail: andres.calle@ecopetrol.com.co

3. Geólogo. Instituto Colombiano del Petróleo, ICP – ECOPETROL S.A. Piedecuesta, Colombia. E- mail: freddy.nino@ecopetrol.com.co

4. Magister (C) Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga, Colombia. E- mail: cpineda@uis.edu.co

By means of Bayes probabilistic method are obtained probability density functions (pdf) conditioned to the parameters that will be studied, they describe the expected distribution of the properties when the saturation state of the reservoir rock is specified. These pdfs are used to predict the most likely area for the location of new wells.

This research aims to encourage decision-making processes based on the application of combined statistical inference techniques in a methodology for a quantitative seismic interpretation. The methodology integrates multiple sources of information to quantify exploratory probability of fluids in reservoirs.

Keywords: Bayesian probability, quantitative interpretation, seismic methodology, well logs, fluid substitution.

1. INTRODUCCIÓN

La fase de exploración en un proyecto petrolero es posiblemente la etapa más decisiva del mismo, en la medida en que durante su desarrollo se establece la posibilidad de encontrar recursos de interés y la información necesaria para identificar donde perforar. Las conclusiones de este proceso están sujetas necesariamente a una incertidumbre que varía según el manejo que se dé a la información base (adquisición y procesamiento) y su posterior uso (interpretación), proceso que confirma la existencia o no de un prospecto petrolero [2].

Durante la fase de exploración se ha tratado de reducir dicha incertidumbre, mediante la implementación de diferentes metodologías de análisis estadístico, como el análisis de discriminante, clasificación Bayesiana [3] y la aplicación de redes neuronales.

Estas técnicas utilizan datos sísmicos e información de pozo para la construcción de un modelo cuantitativo del subsuelo, el cual permite aumentar la confiabilidad sobre la información, minimizando costos y resolviendo, a su vez, interrogantes que surgen alrededor de las principales propiedades que caracterizan la roca reservorio como prospecto. De esta forma, resulta relevante estudiar y aplicar metodologías que reduzcan factores de riesgo para evitar sobreestimar o descartar un posible yacimiento.

2. METODOLOGÍA

La metodología desarrollada emplea técnicas estocásticas basadas en el análisis estadístico de los parámetros que caracterizan el reservorio, por medio de la integración de datos sísmicos (velocidad, impedancia, amplitud) [4], registros de pozo (gamma ray, densidad, resistividad y potencial espontáneo, entre otros) y relaciones de física de rocas (litología, porosidad, permeabilidad, fluido de poro y net to gross). En la figura 1 se puede apreciar un bosquejo general del proceso metodológico que se sigue.

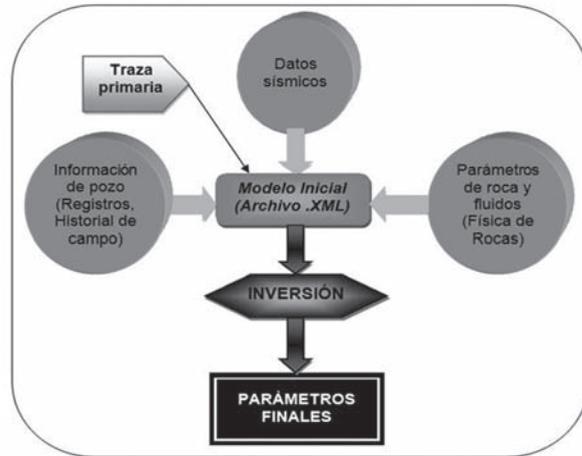


Figura 1. Esquema del desarrollo general de la metodología. Fuente. El autor.

2.1 MODELO INICIAL

El *modelo inicial* de capas empleado es caracterizado por parámetros que obedecen a una distribución estadística Gaussiana.

El Modelo consiste de N capas definidas por el tiempo t_i del tope de cada capa y el tiempo de la base t_{base} de la última capa a modelar. Cada capa es modelada como una mezcla de dos tipos de roca, un miembro permeable (arena o carbonato) y un miembro impermeable (shale o mudstone).

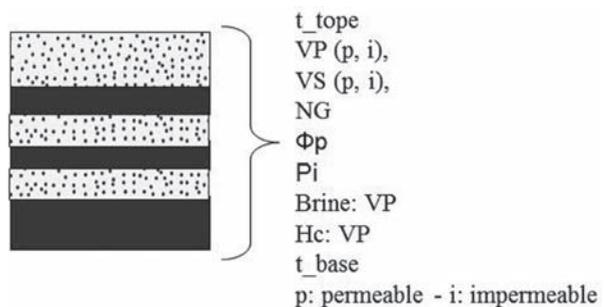


Figura 2. Modelo de N capas y parámetros que lo caracterizan. Fuente. El autor.

La Figura 2 muestra el modelo de capas con su parametrización indicando las propiedades que definen cada tipo de “miembro”.

Propiedades que definen el miembro permeable:

- Velocidad de la onda P: V_{Pp}
- Velocidad de la onda S: V_{Sp}
- Porosidad: Φ_p
- Relación Net to Gross: NG

Los miembros permeables son susceptibles a sustitución de fluidos por lo que se requiere información acerca de las propiedades del grano de la matriz, saturaciones, densidades y velocidades de la onda P de los fluidos de sustitución [5].

Propiedades que definen el miembro impermeable:

- Velocidad de la onda P: V_{Pi}
- Velocidad de la onda S: V_{Si}
- Densidad: ρ_i
- Relación Net to Gross: NG=0

Se debe tener en cuenta que las propiedades de los granos son conocidas pero la saturación de fluidos, densidades y velocidades pueden formar parte del modelo estadístico, por esta razón se incluyen como curvas de restricciones (Ecuaciones 1 a 4) con su respectiva desviación estándar, teniendo en cuenta que la roca permeable se caracteriza con la porosidad y la roca no permeable con la densidad.

$$\emptyset = (A_{\emptyset} + B_{\emptyset} V_p) \pm \sigma_{\emptyset} \quad (1)$$

$$V_s = (A_{V_s} + B_{V_s} V_p) \pm \sigma_{V_s} \quad (2)$$

$$V_p = (A_{V_p} + B_{V_p} d + C_{V_p} LFVI) \pm \sigma_{V_p} \quad (3)$$

$$\rho = (A_{\rho} V_p^{B_{\rho}}) \pm \sigma_{\rho} \quad (4)$$

2.2 CÁLCULO DE LA SÍSMICA SINTÉTICA Y SU FUNCIÓN DE PROBABILIDAD

El cálculo de la sísmica es un modelo convolucional que trata las capas como unidades isotrópicas y homogéneas con propiedades efectivas calculadas a partir de la sustitución de fluidos de Gassman en rocas permeables y Promedio de Backus [3] en rocas impermeables.

La convolución se realiza entre la ondícula (w) y las

reflectividades (R), calculadas a partir de la sísmica observada y el ruido asociado.

$$S_{syn} = w * R \quad (5)$$

La teoría Bayesiana requiere de una función de probabilidad que describa el estado final probabilístico de un modelo dado a partir de los datos sísmicos observados [6]. La función de probabilidad asociada a la sísmica sintética se calcula a partir de la diferencia entre los datos sísmicos reales y los datos sintéticos creados a partir del modelo inicial de capas. La expresión que define dicha función viene dada por:

$$L_{sismica} = \exp \left[-f_{error} \sum_{\text{puntos del muestreo}} \frac{(S_{sintetica} - S)^2}{2\sigma_s^2} \right] \quad (6)$$

Los puntos del muestreo del error son calculados a partir de los rangos de tiempo del modelo de capas y a la ondícula respectiva de cada apilado.

2.3 INVERSIÓN DE LOS DATOS

Los datos requeridos para realizar la inversión están especificados en un archivo de extensión .XML el cual a su vez tiene varias secciones como se explica en la Figura 3. En esta figura se observa como la inversión requiere datos extraídos de la sísmica, de relaciones de la física de rocas, de registros de pozo y conocimientos de tipo geológico de la zona con el fin principal de describir las capas y armar el modelo inicial.

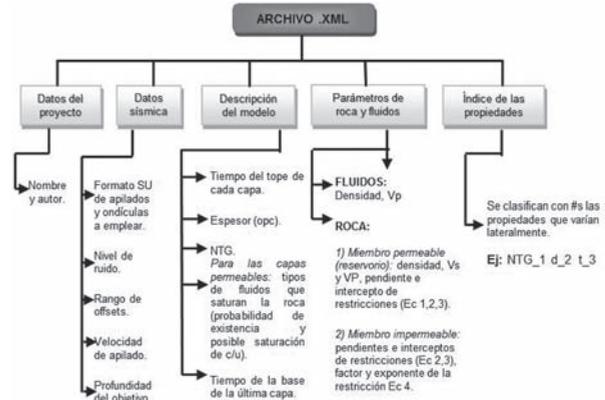


Figura 3. Cuadro resumen con los datos requeridos en el archivo .XML. Fuente. El autor

La inversión fue realizada a partir de un algoritmo que invierte traza por traza [7]. El algoritmo opera en un ambiente informático donde una traza sísmica local (usualmente post-apilado) en formato SU (Seismic

Unix) es enlazado en una rutina con el modelo inicial, también en formato SU y los parámetros descritos anteriormente. Los datos de salida son los parámetros que caracterizan el reservorio descritos como distribuciones de probabilidad seleccionadas internamente por el software con base en la metodología de un híbrido entre cadenas de Markov y Simulación Monte Carlo (MCMC)[6].

2.4 APLICACIÓN A CAMPO

La metodología fue aplicada a un campo onshore ubicado en el Valle Medio del Río Magdalena en Colombia. El modelo de capas se estableció con base en la litología discriminada por medio del registro de Potencial Espontáneo (SP).

El modelo consta de 9 capas para el pozo 1, como se muestra en la Figura 4. Las capas son intercalaciones de shale y arena, el miembro impermeable y el permeable, respectivamente.

Cada uno de estos miembros fue caracterizado con las propiedades extraídas de los registros de pozo, datos sísmicos e información geológica de la zona para su posterior inversión mediante el uso del algoritmo de inversión [3].

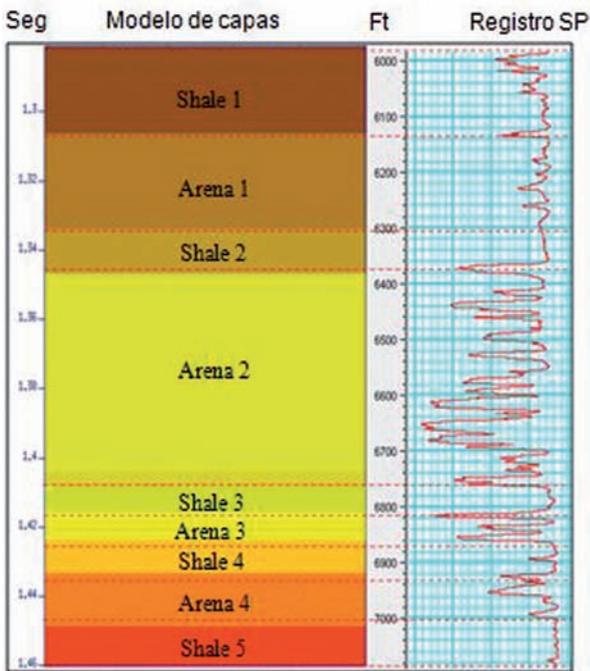


Figura 4. Modelo de capas en tiempo. Registro SP en profundidad. Fuente. El autor

Tabla1. Principales parámetros que describen el modelo de

capas. Fuente. El autor

Pozo 1				
Capa	Profundidad	Tiempo	Espesor	NG
Shale 1	5970	1280.89	155	0
Arena 1	6125	1306.39	165	0.0412
Shale 2	6290	1333.56	80	0
Arena 2	6370	1346.80	390	0.3483
Shale 3	6760	1408.12	50	0
Arena 3	6810	1415.98	50	0.3678
Shale 4	6860	1423.86	60	0
Arena 4	6920	1433.17	100	0.136
Shale 5	7020	1448.69	70	0
Base	7090	1459.55		

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como resultado de la inversión se obtuvo las trazas sintéticas calculadas a partir de los parámetros establecidos en el modelo de capas. La Figura 5 muestra a la izquierda las trazas extraídas de la sísmica real en la zona donde se realizó el modelado y a la derecha su respectiva traza sintética. La homogeneidad horizontal que se observa a lo largo de las trazas sintéticas es producto del modelado de las capas, las cuales son tratadas como un sistema homogéneo que distingue entre dos miembros, el permeable (arena o carbonato) y el impermeable (shale o lutita).

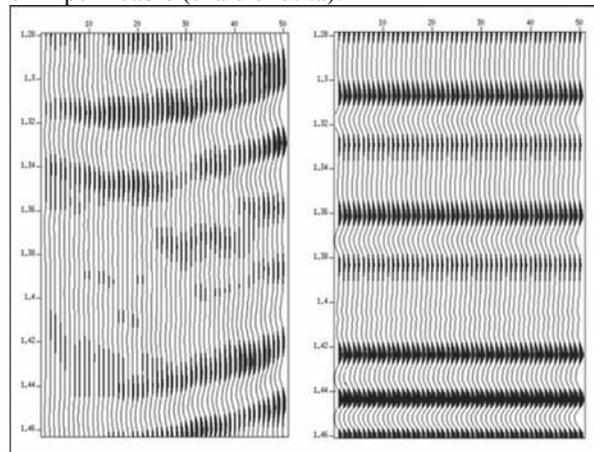


Figura 5. Izq. Trazas extraídas de la sísmica real. Der. Trazas sintéticas. Fuente. El autor

3.1 VALIDACIÓN DEL MODELO

En las figuras 6, 7, 8 y 9 se observan las curvas de las principales propiedades que permiten validar el modelo propuesto inicialmente. Los datos reales están representados por una línea punteada y los datos obtenidos de la inversión por una línea continua. A su vez, la desviación estándar asociada a cada propiedad representa la incertidumbre o rango posible de error de cada propiedad en particular.

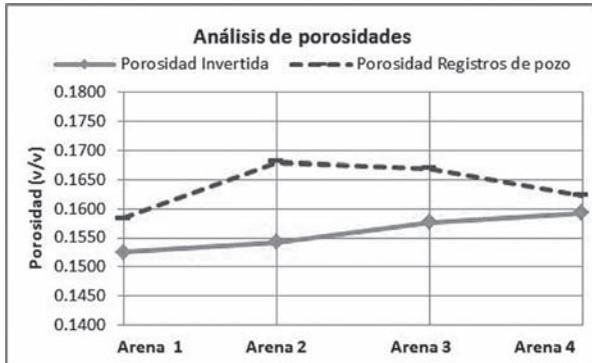


Figura 6. Correlación de los valores de porosidad obtenidos de la inversión y los del pozo. Fuente. El autor

El análisis de porosidad muestra que los valores “resultado” están por debajo de los datos extraídos de los registros de pozo, por lo que se puede subestimar dicha propiedad, ver Figura 6. La diferencia entre los datos de pozo y los obtenidos de la inversión es de 4.8%. Igualmente, las Figuras 7 y 8 representan el análisis para los espesores y la densidad en cada capa con un error del 12.89% y 1.36%, respectivamente, entre los datos invertidos y los de pozo. La Figura 9 muestra una buena correlación entre los datos de profundidad de cada capa, establecida en el modelo inicial a partir de los registros de pozo y datos sísmicos, y los que resultan de la inversión. La poca diferencia se ratifica con el porcentaje de error del 0.11% que genera la diferencia entre los dos casos.

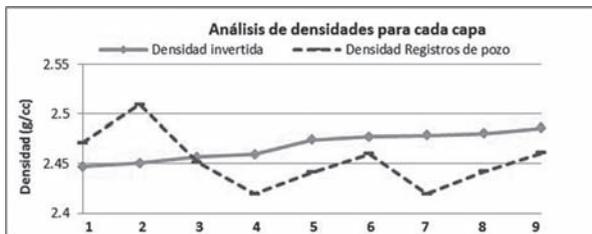


Figura 7. Valores de densidad obtenidos de la inversión y del pozo. Fuente. El autor

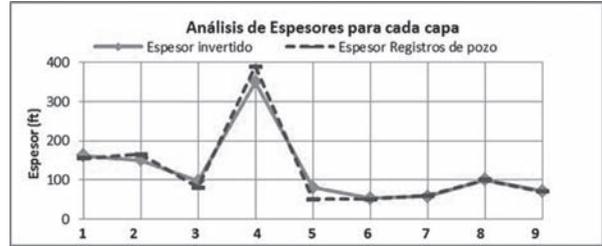


Figura 8. Correlación de los valores de espesor de cada capa leídos de los registros de pozo y los obtenidos de la inversión. Fuente. El autor

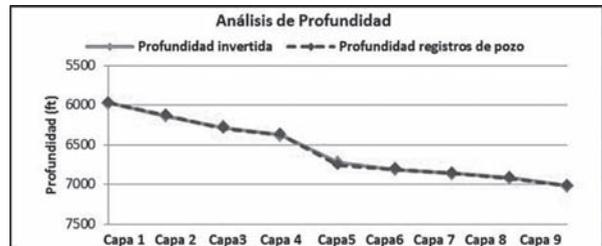
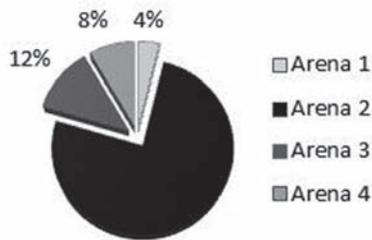


Figura 9. Análisis de la profundidad de cada capa de los datos observados y los obtenidos de la inversión. Fuente. El autor

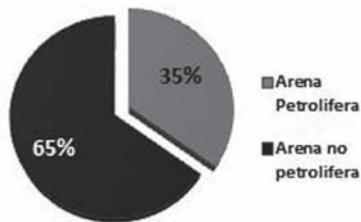
3.2 POTENCIAL DE ARENA PRODUCTORA Y OCURRENCIA DE FLUIDOS

La relación Net-to-gross, establecida en el modelo inicial para las capas permeables, indica que dentro del espesor bruto de cada arena existe un porcentaje que, por estar contaminado con algún tipo de arcilla, dificulta alojar fluido alguno. Para las capas impermeables la relación Net-to-gross tiene un valor de 0, por lo cual se excluyen del análisis. La Figura 10-A muestra la arena con potencial de alojar hidrocarburo en cada capa permeable, resaltando que la arena 2, la cual tiene un espesor de 390 ft, presenta mayor cantidad de arena petrolífera en comparación con los demás paquetes de arena. A su vez, la Figura 10-B indica que el 35% de este paquete está saturada con fluido hidrocarburo. Otra evidencia de que el paquete permeable objetivo es la arena 2 lo muestra la Figura 10-C, a la cual se atribuye un porcentaje de 94% de probabilidad de alojar hidrocarburo comparado con las demás capas de arena.

A) Arena petrolífera en cada paquete de arena



B) Arena neta petrolífera - Arena 2



C) Hidrocarburo neto en cada paquete de arena

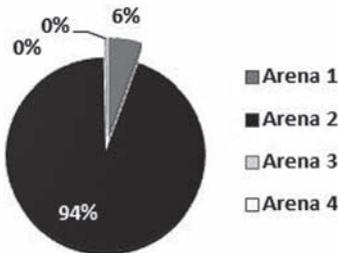
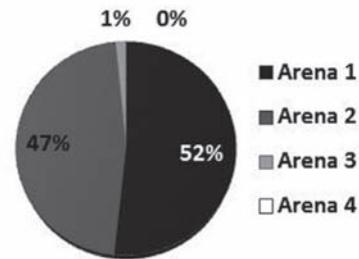
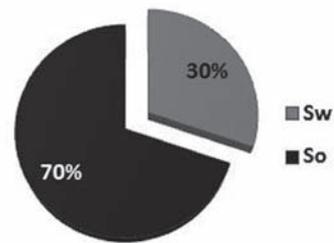


Figura 10. A. Arena petrolífera en cada paquete permeable. **B.** Porcentaje de arena petrolífera en la arena objetivo. **C.** Hidrocarburo neto para cada paquete de arena. Fuente. El autor

A) Saturación de aceite en cada paquete de arena



B) Saturación de fluidos en la Arena 1



C) Saturación de fluidos en la Arena 2

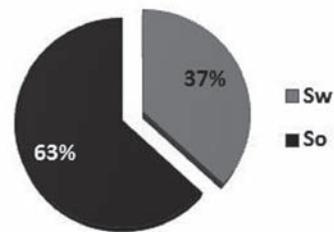


Figura 11. A. Saturación de aceite en cada paquete de arena. **B.** Saturación de fluidos en la Arena 1. **C.** Saturación de fluidos en la Arena 2. Fuente. El autor

3.3 UBICACIÓN DE UN POZO

En cuanto a la presencia directa de fluidos, la Figura 11-A resalta que la Arena 1 y la Arena 2 alojan mayor cantidad de hidrocarburo en comparación con los otros dos paquetes de arena. La Arena 1 tiene una probabilidad de estar saturada con 70% petróleo y 30% salmuera, ver Figura 11-B. Por otra parte, la Arena 2 tiene una probabilidad de estar saturada con 63% petróleo y 37% salmuera, ver Figura 11-C.

Teniendo en cuenta que la arena de mayor espesor es la arena 2 comparado con los 160 ft de atribuidos a la arena 1, la primera se ratifica como el espesor objetivo.

Considerando que la arena 2 es el objetivo a perforar y que ya existe un pozo exploratorio que atraviesa la formación pasando por la zona de interés, la cual inicia a los 6370 ft y llega hasta los 6760 ft como lo indica el registro SP en la Figura 4, se concluye que se podría perforar dicho espesor asegurando en esa capa de arena la zona potencialmente más productora sujeto a un nivel de incertidumbre mucho más bajo; lo anterior gracias a la información obtenida después de realizar una interpretación cuantitativa de las propiedades de la roca y de los fluidos que la saturan, como se ilustra en la Figura 12.

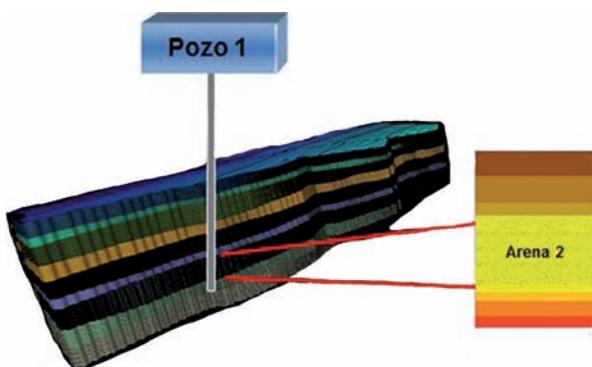


Figura 12. Esquema que muestra la arena de interés en el pozo exploratorio 1. Fuente. El autor

4. CONCLUSIONES

- La interpretación sísmica cuantitativa es una técnica aplicable durante la exploración petrolera y permite predecir ocurrencia de fluidos y propiedades determinantes de la roca reservorio.
- El modelo de capas utilizado inicialmente permitió obtener resultados con un rango de error confiable, comparado con los datos reales, por lo que las afirmaciones que se realicen a partir de la información extraída de la inversión son adecuadas.
- Con base en estudios anteriores de pozo, es sabido que la formación productora corresponde a las profundidades de la capa llamada arena 2, de esta forma se valida la conclusión acerca de la existencia de fluido hidrocarburo en la arena mugrosa, que corresponde al paquete mencionado anteriormente, y su condición de ser potencialmente petrolífera, en comparación con las demás capas.
- Lo que hace más atractivo al paquete de Arena 2 frente a las demás capas, es que al poseer un espesor mayor permite alojar mayor cantidad de fluido hidrocarburo, aun cuando la saturación de aceite conocida es ligeramente inferior que en la Arena 1.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento al Grupo de Investigación Petrosísmica (Convenio UIS-ICP), al Instituto Colombiano del Petróleo, Ecopetrol S.A., y a la Universidad Industrial de Santander.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CAERS, J., et al. “Stochastic integration of seismic data and geologic scenarios: A West Africa submarine channel saga”. 2003.
2. AVSETH, P., MUKERJI, T and MAVKO, G., “Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk”, 2005.
3. GUNNING, James and GLINSKY, Michael. “Delivery: an open-source model-based Bayesian seismic inversion program”, 2004.
4. GLINSKY, Michael, et al. “The value of using relative amplitude changes”, 2007.
5. GONZALES, Ezequiel, et al. “Near and far offset P-to-S elastic impedance for discriminating Fizz water from Commercial Gas”, 2003.
6. GARCÍA, Víctor. “Aplicación de un algoritmo de inversión sísmica Bayesiana pre-apilamiento para estimación de propiedades elásticas en un yacimiento gasífero costa afuera, Trinidad & Tobago”. 2006.
7. GIRALDO, L., et al. “Discriminación entre gas fizz y gas comercial en el Caribe Colombiano mediante atributos AVO y modelado de sustitución de fluidos”. Fuentes, El Reventón Energético ISSN: 1657-6527 ed: Ediciones Universidad Industrial De Santander v.7 fasc.2 p.29 - 36, 2009.

Recepción: 4 de octubre de 2012
Aceptación: 18 de diciembre de 2012