

Uso de inteligencia artificial en la distribución de facies elásticas relacionadas a la secuencia de compactación en los yacimientos clásticos de la formación de Chicontepec

Gioconda J. Montilla T

Rubén Charles

Cintya Galicia A.

Emerson

Abelardo Escamilla

Felipe Lavariega

Petróleos Mexicanos

Artículo recibido en junio de 2019 y aceptado en junio de 2020

Resumen

Las interpretaciones sísmicas son, por definición, subjetivas y a menudo requieren un tiempo significativo y una amplia experiencia del intérprete. Las técnicas de aprendizaje automático o inteligencia artificial pueden ayudar, ya que abordan los problemas de tiempo y precisión realizando análisis sísmicos de facies de una manera rigurosa y repetible. El tratar de entender el comportamiento de yacimientos complejos de baja porosidad y baja permeabilidad como es el caso de Chicontepec, convierte a la inteligencia artificial en una tecnología clave y poderosa en la integración de la información de pozos y el dato sísmico. Las metodologías usadas basadas en algoritmos de redes neuronales se enfocan en crear una relación directa entre las facies determinadas en un grupo de pozos y los atributos sísmicos, nos proporciona una herramienta para generar modelos probabilísticos que incorporan los pozos y la sísmica. El flujo de trabajo usado considera la descripción de 4 facies 1) Lutitas y limolitas, 2) Areniscas de baja porosidad y alto contenido de calcita, 3) Areniscas con moderado contenido de calcita, 4) Areniscas con altas porosidades y bajos contenidos de calcita, en los pozos. Los resultados se validaron a través de las propiedades petrofísicas y el contenido mineralógico en los intervalos evaluados, relacionándose a las rocas productivas y con los intervalos disparados de los pozos con mayor producción acumulada.

Por medio de redes neuronales entrenadas usando los productos de la inversión sísmica, permiten jerarquizar las áreas con las facies asociadas a la mejor calidad de roca almacén en la formación Chicontepec, las cuales podrán usarse para proponer nuevas localizaciones, (avanzadas).

Palabras clave: Redes neuronales, inteligencia artificial, interpretación automática, facies, Chicontepec.

Use of artificial intelligence in the distribution of elastic facies related to the compaction sequence in the clastic deposits of the Chicontepec formation

Abstract

Seismic interpretations are, by definition, subjective and often require significant time and extensive experience from the interpreter. Machine learning or artificial intelligence techniques can help overcome time and precision issues by performing seismic facies analyzes in a rigorous and repeatable manner. Trying to understand the behavior of complex low porosity and low permeability reservoirs such as Chicontepec, makes artificial intelligence a key and powerful technology in the integration of well information and seismic data. The methodologies used based on neural network algorithms focus on creating a direct relationship between the facies determined in a group of wells and the seismic attributes, providing us with a tool to generate probabilistic models that incorporate wells and seismic. The workflow used considers the description of 4 facies 1) Shales and Siltstones, 2) Low porosity sandstones and high calcite content, 3) Sandstones with moderate calcite content, 4) Sandstones with high porosities and low calcite content in the wells. The results were validated through the petrophysical properties and the mineralogical content in the evaluated intervals, relating to the productive rocks and with the drilled intervals of the wells with the highest accumulated production.

By means of neural networks trained using the products of seismic inversion, they allow ranking the areas with the facies associated with the best quality of storage rock in the Chicontepec formation, which they can use to propose new (advanced) locations.

Keywords: Neural networks, artificial intelligence, automatic interpretation, facies, Chicontepec.

Introducción

El objetivo de este trabajo es estimar el potencial de los recursos prospectivos a través de técnicas avanzadas de inteligencia artificial, asociados estudios de inversión sísmica elástica y la caracterización de yacimiento para la cuenca de Chicontepec.

El área de estudio cuenta con cinco cubos sísmicos, **Figura 1**, los cuales fueron unificados con la finalidad de cubrir las principales asignaciones productoras, para tener un mejor dato sísmico que permita realizar

una inversión sísmica elástica de 1500 km² a nivel del Terciario con el objetivo de:

- Identificar zonas prospectivas asociadas a facies de lóbulos, canales y desborde de canal
- Identificar zonas afectadas por cementación, (zonas compactas)
- Calibrar atributos sísmicos con propiedades petrofísicas, (discriminadores)
- Robustecer el modelo sedimentológico

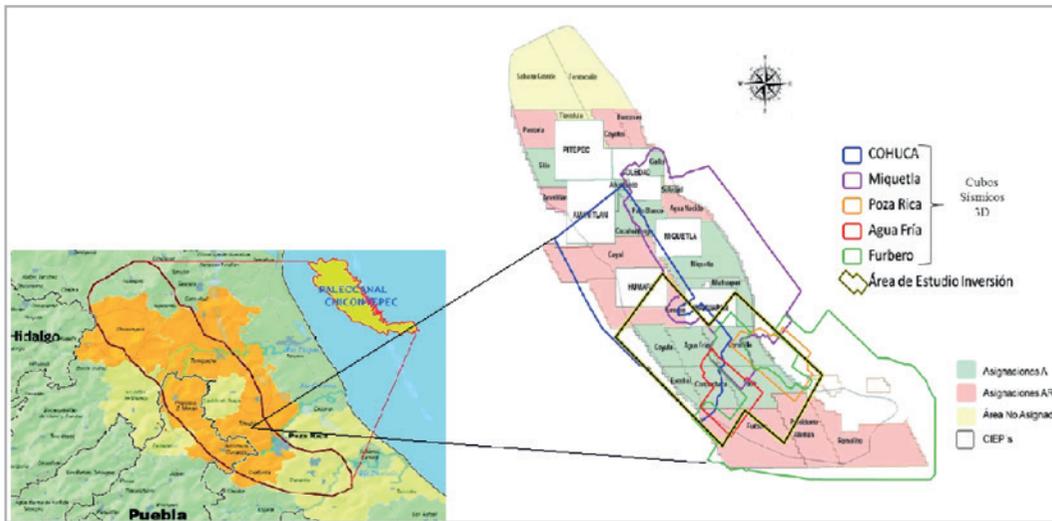


Figura 1. Área de estudio. Se muestran los cubos sísmicos que componen la unión del área de estudio y de las comunidades cercanas. El área de inversión consta de 1500 km².

Desarrollo

Acondicionamiento del dato

El acondicionamiento del dato sísmico es una técnica empleada para aumentar la relación señal/ruido de los datos con el fin de obtener resultados más confiables en procesos sísmicos especiales, tales como la inversión sísmica, esto demanda un manejo más riguroso del procesamiento y acondicionamiento de las trazas sísmicas. El método básicamente consiste en aplanar los reflectores primarios en cada CRP gather, atenuando patrones de ruido aleatorio y coherente (múltiples), con la característica de que cada proceso preserve la amplitud relativa del dato sísmico.

Son tres los puntos que se deben tratar al realizar el acondicionamiento de los datos sísmicos pre-apilado:

1. Mejoramiento de la relación señal-ruido
2. Preservación de las frecuencias y amplitudes relativas con respecto al offset.

3. Alineamiento horizontal de los reflectores primarios en los CRP “gather”.

Para cumplir estos puntos se aplicó un aplanamiento de los eventos principales a través de un procedimiento llamado “automatic flattening”, el cual se basa en la selección automática de eventos principales en los “gather”, con el fin de aplanarlos.

Posteriormente para el mejoramiento de la relación señal/ruido se aplicó un “median filter”, este algoritmo realiza un filtro de mediana de todas las muestras de amplitud para un “gather” seleccionado y un tiempo seleccionado. Esto es útil para eliminar puntos atípicos en la dirección del offset causada por los efectos de los múltiples o algún otro ruido, El tamaño del filtro se define en porcentaje de desplazamiento máximo. Cuanto mayor sea este tamaño, más fuerte será el filtro, en los datos del proyecto se aplicó con un porcentaje de 10, **Figura 2**.

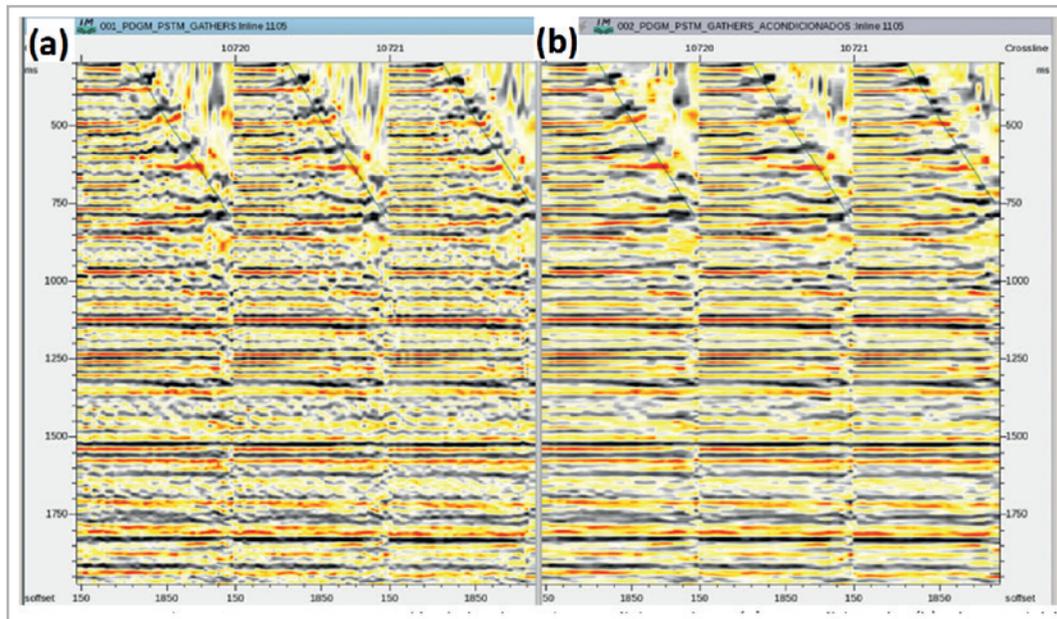


Figura 2. Comparación de los datos sin acondicionamiento (a) y acondicionados (b).

Estudios especiales

Los procesos especiales (Inversión sísmica) representan desde un punto de vista práctico, una técnica que relaciona la imagen sísmica, con las variaciones en las constantes elásticas del medio atravesado, dichas variaciones relacionan parámetros tales como porosidad, litología y contenido de fluidos, claves en la caracterización de yacimientos.

Es un procedimiento que convierte las trazas sísmicas en impedancias, se basa en el concepto de que la amplitud es proporcional al coeficiente de reflexión y a la reflectividad. Los atributos sísmicos se invierten en atributos de impedancia. Las amplitudes de las trazas sísmicas son transformadas en valores de impedancias acústicas definido por el producto de la densidad y la velocidad sísmica, parámetros petrofísicos intrínsecos de la roca, por lo tanto, el volumen de datos sísmicos es convertido en un volumen de impedancia acústica, es entonces una herramienta complementaria que permite:

- Detectar heterogeneidades laterales aun cuando no son visibles en los datos sísmicos

- Aumentar la resolución vertical obtenida en la interpretación sísmica convencional
- Correlacionar parámetros petrofísicos con amplitudes sísmicas

Para la calibración de los atributos de la inversión sísmica, se procedió a hacer un análisis detallado de física de rocas, donde se pudo establecer el comportamiento de las propiedades elásticas en los pozos. Las características litológicas y petrofísicas de los intervalos evaluados hacen que los gráficos cruzados entre diferentes propiedades elásticas respondan y tengan coherencia principalmente con la litología y con la propiedad de porosidad total. La **Figura 3** muestra el gráfico de impedancia P contra impedancia S coloreado con el contenido de calcita, observándose la relación existente entre los valores de impedancia y el contenido de calcita, el tren *d* sombreado en rojo muestra mayor cementación y el tren sombreado en rosado menor cementación.

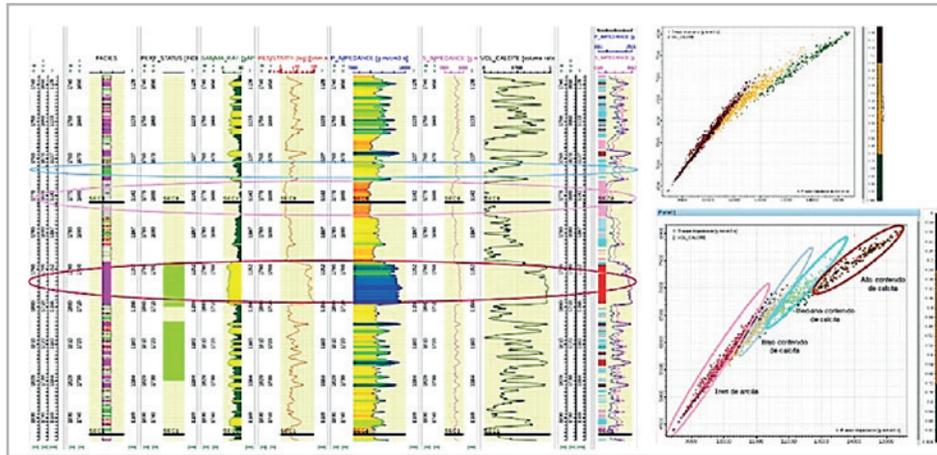


Figura 3. Gráfica de impedancia P contra impedancia S.

Se encontró una relación directamente proporcional entre los valores de impedancia_p y el porcentaje de calcita en la roca.

Se observó claramente un tren de arcilla para valores bajos (3000-7000 m.g/cm³.seg) de impedancia y valores altos de impedancia, que corresponden a areniscas con alto contenido de calcita, (13000-17000 m.g/cm³.seg).

Los atributos de inversión sísmica calibrados con la información de pozos y el estudio de la física de rocas mostraron que la relación de impedancias permitía una discriminación clara de la litología; se procedió a separar el

tren de las lutitas/limolitas seleccionando en los atributos de impedancia, los rangos por encima de impedancia p que sobrepasan los 6,000 g.m/cm³.seg., logrando de esta manera una distribución de las areniscas en la Formación Chicontepec calibrado con los pozos en el área estudiada.

Con el uso de técnicas de visualización tales como el "Formation Sculting", el cual permite la extracción de atributos en un intervalo determinado y aplicando opacidad o transparencia, permitió realzar las geomorfologías correspondientes a lóbulos y canales que enmarcan en el ambiente sedimentario del área, **Figura 4**.

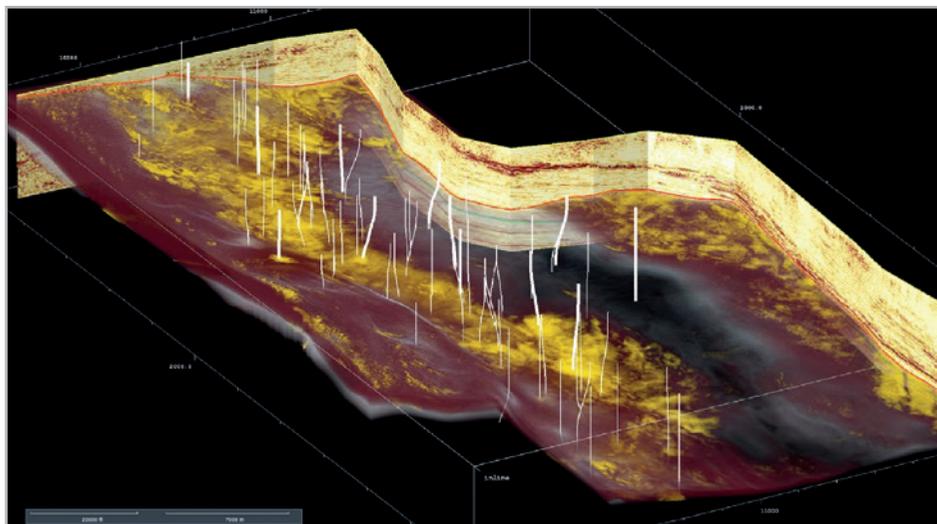


Figura 4. Distribución de las areniscas mostrando geomorfologías asociadas a canales y lóbulos de abanicos.

Distribución de facies elásticas

El objetivo de la metodología de redes neuronales es extrapolar una relación entre los datos sísmicos y la distribución de facies obtenida con base en el conocimiento en las ubicaciones de los pozos. Esta extrapolación se realiza dentro de un intervalo sísmico; este proceso se puede dividir en las cuatro fases principales siguientes:

1. Definición del conjunto de datos para el entrenamiento: se incluyeron los registros de pozos y los atributos sísmicos. Para este estudio los atributos elásticos $\Lambda \cdot \rho$ y $\mu \cdot \rho$, previamente analizados con la física de rocas, mostraron mayor discriminación de las facies, se observa a grandes rasgos una relación con la compresibilidad y la rigidez. Se delimitaron así

cuatro facies elásticas, litofacie 1. Secuencia de lutitas/limolitas, litofacies; 2. areniscas con baja porosidad y alto contenido de calcita, litofacies; 3. Arenisca con moderado contenido de calcita, y litofacies; 4. Bajo contenido de calcita y mayores porosidades, **Figura 5**.

2. Creación de los datos a entrenar: en este paso se define la relación entre los datos sísmicos y los de los registros. Se define el intervalo de interés establecido por horizontes correspondientes a la cima y base del intervalo, (Formación Chicontepec); el entrenamiento se realiza muestreando el registro del pozo de acuerdo a la resolución vertical de la sísmica, obteniendo así valores sísmicos para cada posición y tomando el valor del índice asociado de las facies; en otras palabras, se define un conjunto de entrenamiento.

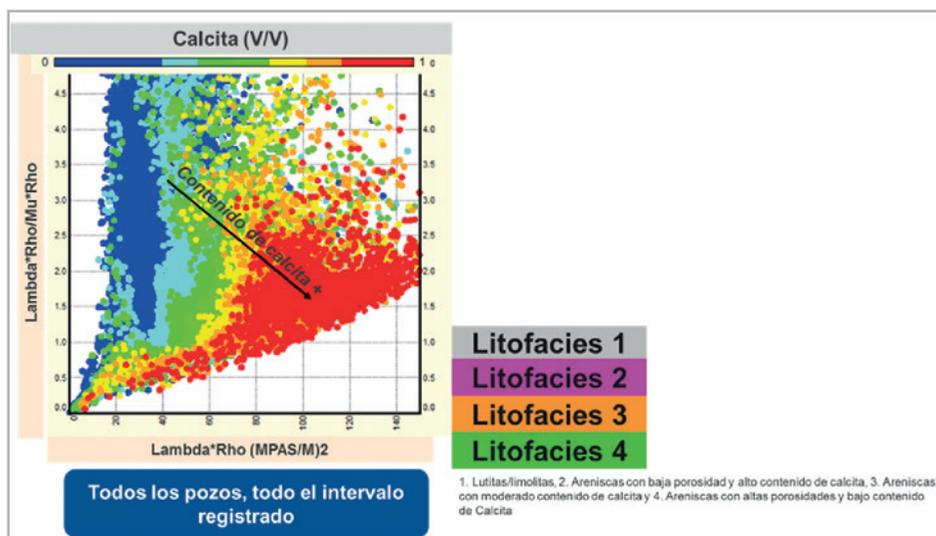


Figura 5. Gráfico cruzado de $\Lambda \cdot \rho$ contra la relación $\Lambda \cdot \rho / \mu \cdot \rho$ mostrando la discriminación de las cuatro facies elásticas por contenido de calcita.

3. Entrenamiento: esta etapa se basa en algoritmos de cuantificación de vectores de aprendizaje, en los cuales se busca en una red neuronal artificial que permite elegir la cantidad de muestras de entrenamiento y utiliza un cálculo neural. Este método permitió la propagación de las litofacies creando relación directa entre ellas y los atributos sísmicos.

4. Clasificación: esta última fase genera modelos probabilísticos que incorporan la información de los pozos y la sísmica, genera un volumen de facies (mapa o registro), conjuntamente con salidas de probabilidad

relacionadas. La red neuronal entrenada se usa aquí para estimar las probabilidades para cada facie definida a lo largo de la trayectoria del pozo. Estas estimaciones se basan en la teoría de Bayes. Las probabilidades condicionales se estiman determinando las muestras vecinas más cercanas.

Para la propagación de las litofacies obtenidas se implementó una metodología basada en tecnología avanzada de redes neuronales enfocada en crear una relación directa entre las facies determinadas en un grupo de pozos y los atributos sísmicos. Se generan modelos probabilísticos

que incorporan los pozos y la sísmica. El flujo de trabajo considera la descripción de facies en los pozos definida mediante un análisis multimineral y de física de rocas, así como la selección del dato sísmico que va a ser usado para la propagación de éstas.

Para la calibración de las litofacies que fueron determinadas con las propiedades elásticas expresadas en función de las velocidades de onda compresional y de cizalla (las cuales se obtuvieron de los registros sísmicos dipolares para los 74 pozos usados en el estudio), se utilizó la producción de los campos dentro del Terciario mostrando que:

Las litofacies cuatro se relacionaron con los pozos cuyos intervalos disparados tenían producción buena y areniscas con menor contenido de calcita, (mejor calidad de roca almacén).

La litofacies 2 se relacionó con las areniscas con alto contenido de calcita, o dicho de otra manera con menor calidad de la roca almacén.

La **Figura 6** muestra las variaciones de (a) impedancia P vs impedancia S pintada con el contenido de calcita, indicando, a mayor impedancia, mayor volumen de calcita, la imagen (b) muestra la misma relación desglosada con respecto a las facies elásticas, en la que se aprecia que la litofacie cuatro corresponde a menor contenido de calcita y mejor producción y las litofacies 2 corresponden a las areniscas con mayor contenido de calcita.

La distribución de facies obtenidas muestra una predominación de las litofacies 3 (moderado contenido de calcita) y una distribución de la litofacies 4 (bajo contenido de calcita) en la porción central del área de estudio. Con la integración de la información de pozos, los resultados de la inversión simultánea a nivel de los rangos de impedancias y la distribución de facies, se logró visualizar claramente las áreas con areniscas de menor contenido de calcita, las cuales se han asociado a los pozos con la mayor producción acumulada, para el intervalo correspondiente a la Formación Chicontepec, **Figura 7**.

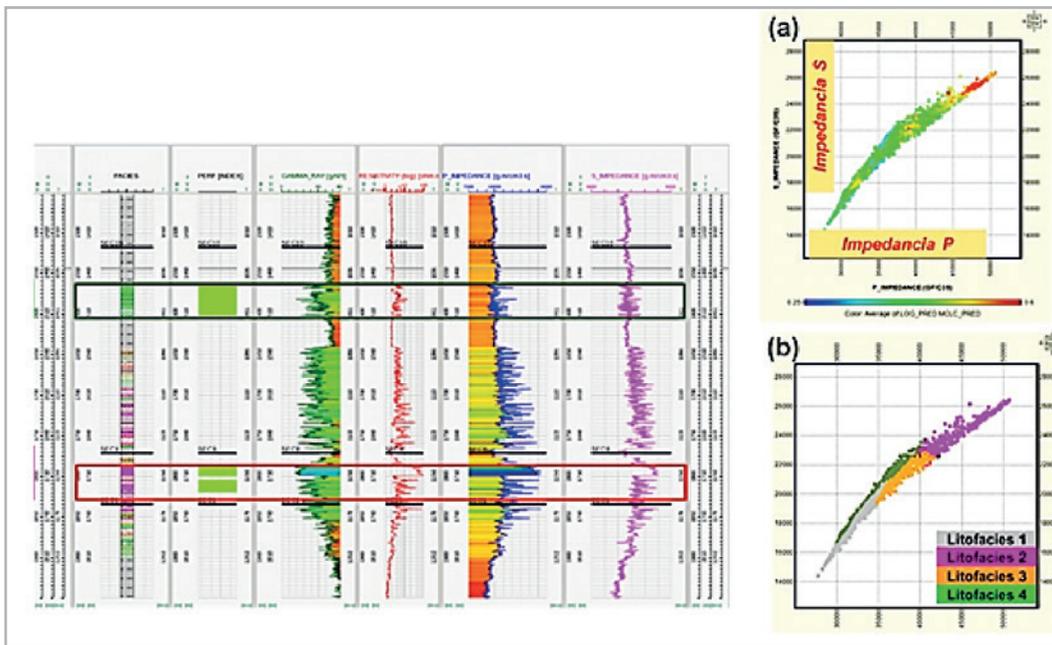


Figura 6. Distribución de litofacies.

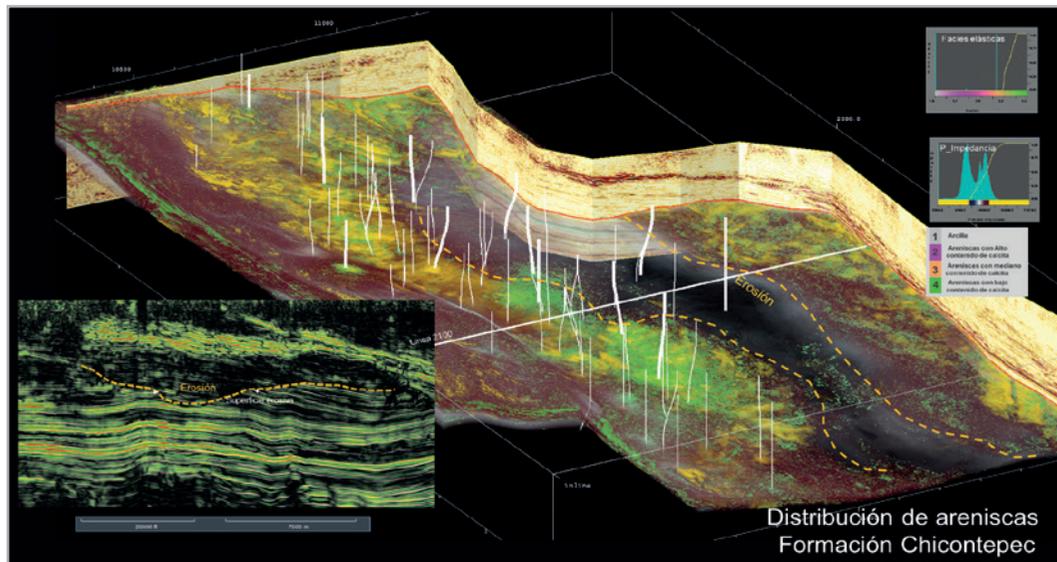


Figura 7. Distribución del área de las areniscas con menor contenido de calcita para la formación Chicontepec.

Conclusiones

- Los resultados obtenidos permitieron mostrar una relación directamente proporcional entre los valores de impedancia y el contenido de calcita en la roca almacén. Se observó claramente un tren de arcilla para valores bajos de impedancia en un rango de (3000-7000 m.g/cm³.seg) y de valores altos de impedancia que corresponden a areniscas con alto contenido de calcita (13000-17000 m.g/cm³.seg). Esto indica una relación directamente proporcional entre los valores de impedancia_p y el porcentaje de calcita en la roca.
- Mediante la integración sistemática de los resultados obtenidos de la inversión sísmica determinística y la información de pozos de este proyecto se lograron determinar las propiedades elásticas asociadas a la presencia de calcita en las rocas almacenadoras.
- Se desarrolló una distribución de 4 litofacies presentes en los pozos: 1) Lutitas y limolitas, 2) Areniscas de baja porosidad y alto contenido de calcita, 3) Areniscas con moderado contenido de calcita, 4) Areniscas con altas porosidades y bajos contenidos de calcita. La litofacies 4 mostraron ser areniscas con menor contenido de calcita, representando así la mejor roca almacén y de esta manera visualizar nuevas áreas de oportunidades a través de la extracción de geocuerpos.

- El uso de las técnicas de visualización como las opacidades y transparencias en las imágenes 3D y procesos como la inversión sísmica determinística son una herramienta adicional para guiar el futuro plan de localizaciones. Estos métodos tendrán un grado de confiabilidad alto siempre y cuando los insumos tengan un tratamiento adecuado con técnicas como el acondicionamiento sísmico.
- La distribución de facies elásticas $\Lambda \cdot \rho$ y $\mu \cdot \rho$, los cuales muestran a grandes rasgos una relación con la compresibilidad y la rigidez, delimitaron así cuatro facies elásticas, litofacie 1. Tren de lutitas/limolitas, litofacies 2, areniscas con baja porosidad y alto contenido de calcita, litofacies 3. Arenisca con moderado contenido de calcita, y litofacies 4. Bajo contenido de calcita y mayores porosidades.

Agradecimientos

A Pemex por permitir la publicación de este trabajo.

A los coautores, por su colaboración en el desarrollo de este trabajo.

Referencias

Castagna, J. P. 1993. AVO Analysis—Tutorial and Review. En *Offset-Dependent Reflectivity: Theory and Practice of AVO Analysis*, eds. J. P. Castagna y M. M. Backus, Cap. 1, 3-36. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicist.

Castagna, J. P. y Swan, H. W. 1998. Principles of AVO Crossplotting. *The Leading Edge* **16** (4): 337-342. <https://doi.org/10.1190/1.1437626>.

Hami-Eddine, K., Klein, P., Richard, L. et al. 2015. A New Technique for Lithology and Fluid Content Prediction from Prestack Data: An Application to a Carbonate Reservoir. *Interpretation* **3** (1): SC19-SC32. <https://doi.org/10.1190/INT-2014-0049.1>.

Koefoed, O. 1955. On the Effect of Poisson's Ratios of Rock Strata on the Reflection Coefficients of Plane Waves. *Geophysical Prospecting* **3** (4): 381-387. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1955.tb01383.x>.

Ostrander, W. J. 1984. Plane-wave Reflection Coefficients for Gas Sands at Nonnormal Angles of Incidence. *Geophysics* **49** (10): 1637-1648. <https://doi.org/10.1190/1.1441571>.

Richard, L., Klein, P., Hami-Eddine, K. et al. 2013. Simultaneous Lithofacies Inversion from Prestack Amplitudes. Artículo presentado en SEG Annual Meeting, Houston, Texas, EUA, septiembre 22-27. SEG-2013-1044.

Rutherford, W. y Williams, R. H. 1989. Amplitude-Versus-Offset Variations in Gas Sands. *Geophysics* **54** (6): 680-789. <https://doi.org/10.1190/1.1442696>.

Semblanza de los autores

Gioconda Montilla Troya

Profesional Universitario mención Física con una maestría en Geología y especialidad en Geofísica, con 20 años de experiencia en procesamiento, en interpretación de información sísmica 2D y 3D. Amplia experiencia en caracterización sísmica pozo, elaboración de sismogramas sintéticos. Especialista en Visualización de sísmica 3D, Análisis y generación de atributos pre-apilados AVO/AVA e inversión sísmica. Especialista en procesamiento sísmico para la optimización de datos 3D con fines estructurales, estratigráficos y en visualización volumétrica. Amplio conocimiento de la tecnología y procedimientos usados para visualización y cálculo de atributos sísmicos.

Felipe Labriega

Geólogo por la Universidad de Sonora, con 17 años de experiencia en la industria petrolera, Actualmente Líder de Caracterización Estática para el AIPBNO2 Paleocanal de Chicontepec. Con participación en diferentes proyectos dentro del Activo Integral Burgos con la caracterización y modelado estático de los campos Arcabuz y Culebra. Ha participado en equipo multidisciplinario para la generación de los modelos geológico en las formaciones Wilcox y Mount Selman y en varios proyectos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo como geólogo intérprete en los campos Coapechaca y Tajín. Así mismo, involucrado en el cálculo de volumen original y reclasificación de reservas para el ATG, se ha desempeñado como líder de especialidad llevando a cabo proyectos de caracterización en el Sector Centro para la formación Chicontepec.

Ruben Charles

Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad de Oriente (Venezuela) con más de 15 años de experiencia en la industria petrolera en Petrofísica en diferentes regiones de América Latina en yacimientos terrígenos y carbonáticos. Integrante de diversos equipos de estudios integrados de caracterización de yacimientos. Especialista en análisis e interpretación de registros especiales.

Cintya Galicia

Egresó en el año 2013 de la carrera de Ingeniería Geofísica en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. Recién egresada se integró a la compañía Paradigm en el área de soporte técnico hasta la fecha. Dentro de las actividades que desempeña está la interpretación sísmica, modelado de velocidades, modelado geocelular y evaluación petrofísica; para grandes operadoras como Petróleos Mexicanos, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y Repsol. Actualmente forma parte de la Comisión Editorial de la Delegación Paraíso-Comalcalco en la AMGP.