

Caracterización de reservorio no convencional del Jurásico Superior del Noreste de México

Ing. Javier Alejandro Carrero Zambrano

Dr. Juan Moirano

Ing. Juan Tavella

Ing. Gabriela Zanca

Geoprocesados

Ing. Marco Vázquez García

Ing. Humberto Salazar Soto

Ing. Carlos García Gutiérrez

Pemex

Información del artículo: Recibido septiembre de 2013-aceptado: julio de 2014

Resumen

Este trabajo es una descripción de la metodología y resultados del proyecto de caracterización de reservorio no convencional de un campo en el noreste de México. El objetivo fue una roca generadora del Jurásico Superior correlacionada con las arcillas de Haynesville en EEUU. Las metas principales del proyecto fueron la estimación para la formación de la distribución, abundancia y maduración de la materia orgánica, así como la susceptibilidad a la inducción de fracturas. Esto se consiguió por medio de parámetros como COT, fragilidad, distribución y orientación de fracturas naturales y los esfuerzos principales in-situ. Esto condujo al diseño de un flujo geocientífico integrado basado en los siguientes tópicos: a) Evaluación de formaciones no convencionales; b) Análisis sísmico acimutal; c) Marco geológico; d) Predicción de COT y fragilidad en la sísmica 3D, y e) Caracterización de fracturas y esfuerzos.

El análisis de evaluación de formaciones permitió efectuar una predicción confiable de COT y fragilidad con alta correlación con los registros de pozo y soportada por el análisis de núcleos. La clasificación de sismofacies, además de estar de acuerdo con el modelo estratigráfico, muestra consistencia con las distribuciones de COT/fragilidad. La sísmica 3D a pesar de no ser “wide azimuth”, permitió una extracción robusta de la información de fracturas, como lo demostró la correlación con la interpretación de los registros de imagen.

Palabras clave: Reservorio no convencional, análisis sísmico acimutal, Jurásico Superior, formación Pimienta.

Unconventional reservoir characterization of Upper Jurassic of northeastern Mexico

Abstract

This paper is a description of the methodology and results for unconventional reservoir characterization project of a field in northeast of Mexico. The target was an Upper Jurassic source rock formation, correlated with the Haynesville shale in USA. The main goals of this project were to estimate for target formation the distribution, abundance and maturity of organic matter as well as the susceptibility for fracking. This was achieved by means of parameters such as TOC, brittleness, natural fracture distribution and orientation, and principal in situ stresses.

This required an integrated geoscientific analysis workflow comprising mainly: a) Unconventional formation evaluation; b) Azimuthal seismic analysis; c) Geological framework; d) 3D TOC and brittleness prediction and e) Characterization of fracture and stresses. Formation evaluation allowed a reliable 3D TOC & brittleness prediction for the target with high correlation with well logs and supported by core data analysis. The seismofacies classification shows a remarkable consistency with TOC/brittleness in accordance with the stratigraphic model. The seismic survey was not wide azimuth, however fracture information could be successfully extracted as shown by the correlation with borehole image interpretation.

Keywords: Unconventional reservoir, azimuthal seismic analysis, Upper Jurassic, Pimienta formation.

Introducción

El campo en estudio fue explotado como recurso convencional en décadas anteriores. Actualmente está siendo considerado por Pemex como un eventual desarrollo no convencional, basándose en el potencial de la formación Pimienta. Esta es una roca generadora del Jurásico Superior que correlaciona con el nivel Haynesville en EEUU.

En los desarrollos no convencionales, para hacer los pozos económicamente rentables, es necesario estimular hidráulicamente la roca, generando fracturas que favorecen el drenaje del hidrocarburo retenido. Es muy reciente la incorporación de tecnología geofísica a la problemática de la exploración y el desarrollo de los recursos no convencionales. Aún en los EEUU, en donde en los últimos diez años se produjo una revolución en la explotación de estos recursos, no se han registrado grandes aportes en materia de metodologías predictivas. Por lo tanto, es muy amplio el campo para la innovación en materia de predicción de propiedades de las rocas reservorios no convencionales. Esta carencia es muy marcada en materia de trabajos que integren las predicciones geofísicas con los resultados de la evaluación de la formación y los modelos geológico, geoquímico, geomecánico. El presente trabajo apunta a llenar ese vacío mediante el aporte metodológico, y plasmarlo en un flujo de trabajo. Este debe permitir obtener los atributos que predigan la distribución de los parámetros del reservorio, claves para la caracterización del mismo. Aquí nuevamente no encontramos antecedentes en la industria de trabajos que propongan una metodología eficiente para la predicción del TOC más allá de los pozos.

De ahí el énfasis puesto en el presente en la estimación del contenido orgánico mediante diversas técnicas geofísicas.

De acuerdo a lo expuesto, las metas principales del proyecto fueron estimar para la formación Pimienta la distribución, abundancia y madurez de la materia orgánica, así como la susceptibilidad a la fracturación. Esto se logró mediante la generación e interpretación de volúmenes de contenido orgánico total (COT), fragilidad, distribución y orientación de fracturas naturales y esfuerzos principales in situ.

El flujo de trabajo integrado implementado se sintetiza en el diagrama de la **Figura 1**, y se basa en los siguientes puntos:

- *Evaluación petrofísica multimineral que integre el sistema inorgánico de la roca con los componentes orgánicos*
- *Análisis sísmico capaz de brindar la imagen estructural y la secuencia de reflectividades dependiente del ángulo de incidencia y del acimut.*
- *Análisis estructural y estratigráfico que permitan generar el marco geológico.*
- *Caracterización de COT y fragilidad. Integración del análisis petrofísico y los atributos sísmicos basados en la física de rocas.*
- *Caracterización de fracturas y estado de esfuerzos a partir de la interpretación de registros de imagen y el análisis sísmico acimutal.*

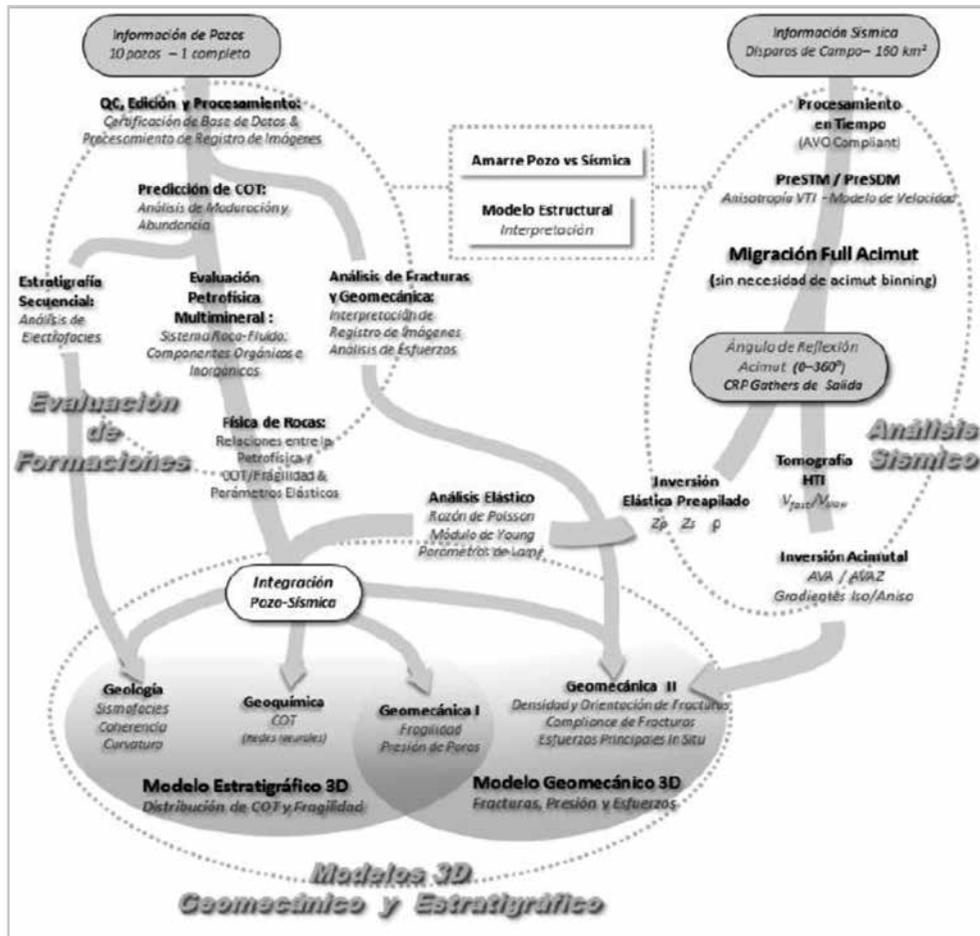


Figura 1. Flujo de caracterización no convencional diseñado para este proyecto.

Descripción metodológica y resultados

Geología y evaluación de formaciones no convencionales

La depositación de Pimienta se desarrolló en un margen pasivo y estuvo controlada por los remanentes de un alto Paleozoico perteneciente al arco de Tamaulipas. El ambiente anóxico favoreció la preservación de la materia orgánica y la producción de querógeno.

La base de la formación en esta zona es rica en cuarzo detrítico y calcita, propio de zonas de aguas someras y asociado a bajo contenido de materia orgánica y alta fragilidad. Hacia el techo, por el contrario, aumenta el contenido orgánico llegando a valores pico en la superficie de máxima inundación a pocos metros del tope. La evaluación de formaciones, orientada a la caracterización de reservorios no convencionales, enfrenta dos desafíos

principales: la definición del sistema poroso y la estimación de la susceptibilidad de la formación para incrementar la permeabilidad por medio de fracturación inducida, y así drenar el hidrocarburo atrapado en la roca. La porosidad principal del reservorio está relacionada con el efecto de la maduración de la materia orgánica mientras que la porosidad intergranular se torna menos significativa.

El análisis del núcleo resultó clave tanto para la calibración de las predicciones del COT como para la selección de la mejor metodología para su estimación, según el tipo, la madurez y la abundancia observada en el área. El análisis petrofísico multimineral a partir de los registros convencionales, la espectroscopía de captura, resonancia magnética y COT calculado previamente por la ecuación de Passey [Passey, 1990], contribuyó con un modelo que integró en un solo sistema roca-fluido los componentes orgánicos e inorgánicos, calibrados con la pirolisis y el análisis petrofísico de los núcleos, **Figura 2**.

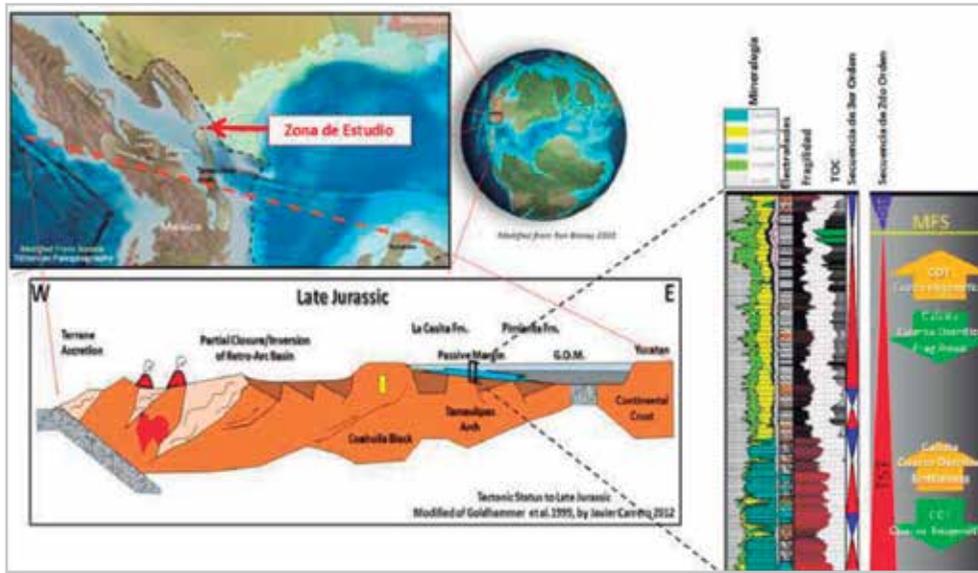


Figura 2. Paleogeografía y marco geológico. La secuencia (Jurásico Superior) es parte del sistema transgresivo (Pindell 2001, Goldhammer 1999) relacionado a la apertura del Golfo de México, (Kimmeridiano tardío-Tithoniano).

El registro de imagen en el pozo M-1 ayudó en: a) la definición del modelo estratigráfico a partir del análisis textural (electrofacies) y b) la interpretación estructural para el análisis de fracturas y esfuerzos, clave para la calibración al estudio sísmico acimutal.

De los diez pozos sólo M-1 tenía la información completa al nivel del objetivo como para llevar a cabo el análisis descrito. Los restantes nueve pozos, perforados con anterioridad a la década del 70, necesitaron de un considerable esfuerzo de edición y normalización.

Las curvas de sónico dipolar hicieron posible la obtención de un conjunto completo de propiedades elásticas de la roca, permitiendo la correlación con los parámetros petrofísicos y robusteciendo la calibración de las predicciones sísmicas.

Hecho esto, el modelo petrofísico definido en M-1 pudo ser extendido al resto de los pozos para obtener una evaluación petrofísica consistente para todo el conjunto, **Figura 3.**

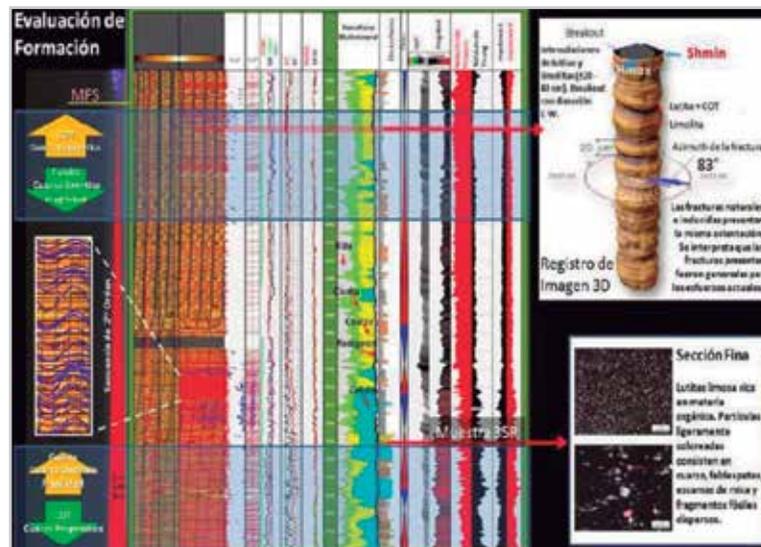


Figura 3. Evaluación de la Formación Pimienta en el pozo M-1.

Migración continua full acimut

La información sísmica disponible en el área son 160 km² de 3D terrestre con contenido aprovechable de acimut en sentido crossline. El tendido activo determinó la iluminación hasta un ángulo de 24 grados a 3.5 km abajo en el objetivo, y más de 35 grados en los sedimentos suprayacentes de mayor velocidad de propagación.

El procesamiento, orientado al trato conservador de amplitudes destinado a estudios de AVA, incluyó un flujo diseñado para la atenuación de ruido sobre bandas específicas en los dominios de disparo, receptor y CDP. A continuación se implementó la PSDM con anisotropía VTI que produjo la imagen calibrada en profundidad. La aplicación de la migración acimutal en el dominio del ángulo local EarthStudy 360° [Koren et al., 2008] condujo a los CRP gathers de muestreo denso en acimut y ángulo

de incidencia. La tomografía acimutal [Koren et al., 2010] y AVAZ [Rüger et al., 1998] se usaron para analizar la señal HTI en los gathers migrados. Efectos mensurables fueron encontrados en variaciones tanto en tiempo de tránsito como en amplitud con el acimut al nivel de Pimienta, como se ve en la **Figura 4**. Las sumas parciales en ángulos pre acondicionados calculados a partir de los gathers salidos de la migración acimutal se usaron como entrada a la inversión simultánea. La densidad y orientación de las fracturas obtenidas del análisis AVAZ constituyeron la entrada al estudio e interpretación de esfuerzos y fracturas. La fuerte reducción de velocidad experimentada al ingresar a Pimienta, que identifica al tope del reservorio, reduce igualmente el ángulo de reflexión máximo. Esto debilita la estimación de la densidad y sus atributos derivados, lo cual hizo necesaria cierta intervención para mejorar la confiabilidad de dichos atributos.

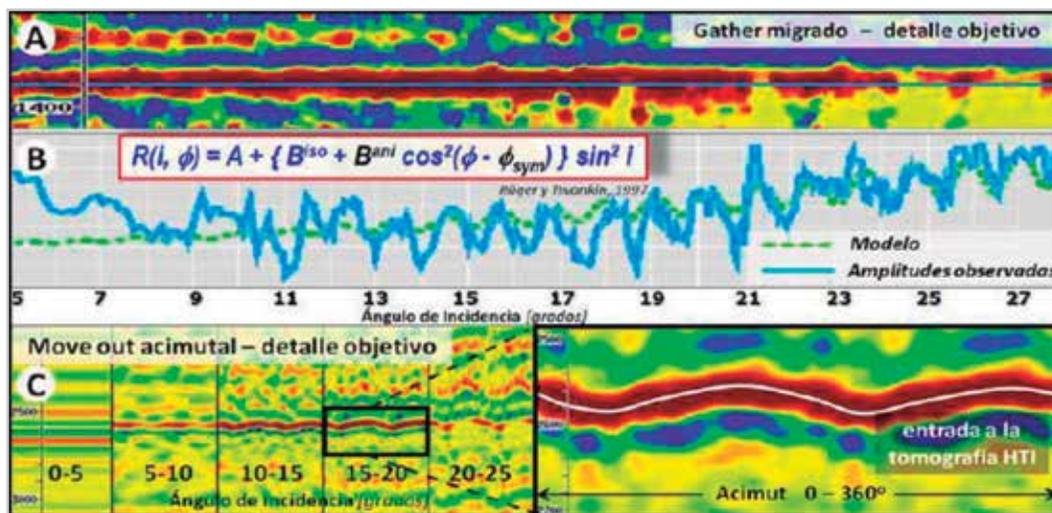


Figura 4. A) Gather migrado en ángulo y acimut en el objetivo. B) Amplitud observada versus el modelo ajustado de Rüger. C) Move out acimutal.

Caracterización sísmica 3D

La secuencia aplicada combina la inversión simultánea preapilada [Tonellot et al. 2001], la clasificación de sismofacies, la predicción por redes neurales y la estimación del estado de esfuerzos y fracturas. El objetivo fue aportar a la interpretación un conjunto de atributos para la caracterización de la formación objetivo como productor de gas no convencional. El análisis de evaluación de formaciones aportó la base para la calibración del modelo, así como las relaciones de la física de rocas entre

las propiedades del reservorio y los parámetros elásticos, necesarios para el cálculo de los atributos. Los volúmenes de fragilidad y COT dan cuenta de la susceptibilidad de la roca a la fracturación y del potencial de la formación respectivamente. Las sismofacies ayudaron a interpretar las propiedades geomecánicas y geoquímicas en el contexto del modelo estratigráfico. Estos volúmenes, extractados a lo largo de una sección que pasa por los pozos, se muestran en la **Figura 5**. Dada la alta importancia que el COT y la fragilidad tienen en la evaluación de las rocas generadoras como reservorios, se implementó una

metodología iterativa, que incluyó redes neurales para optimizar las predicciones. Particularmente, el cálculo del TOC por medio de esta metodología mixta- aplicación de

la relación empírica seguida del refinamiento por redes neuronales, representa un aporte metodológico en la caracterización de no convencionales.

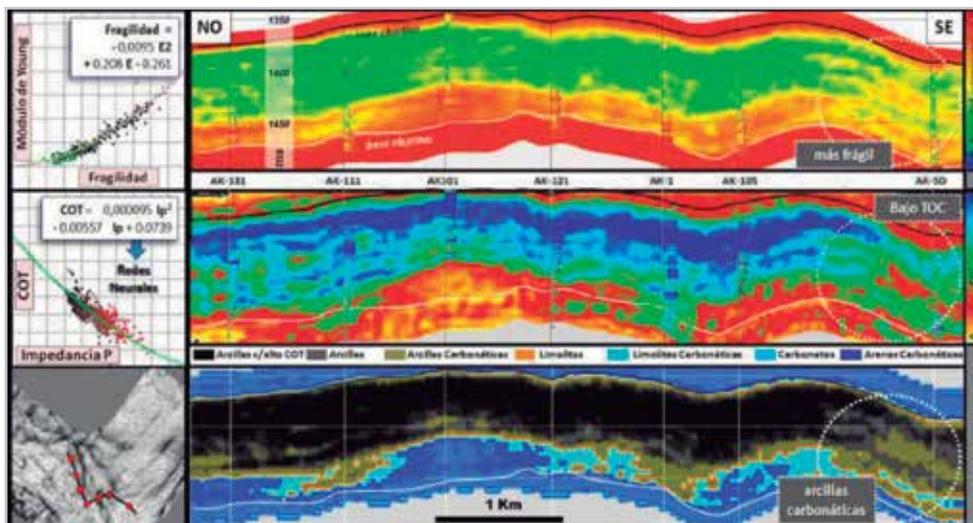


Figura 5. De arriba a abajo: fragilidad, COT -con perfiles de pozo- y sísmofacies. Facies de arcillas con alto COT (negro) correlacionan con zonas dúctiles y de alto COT (gris oscuro), mientras que la facie carbonática (gris claro) lo hace con zonas más frágiles y más pobres en contenido orgánico. Los crossplots de la izquierda muestran las relaciones de física de rocas usadas para obtener los atributos. El balance COT/fragilidad es clave para entender la formación como reservorio.

En lo metodológico también es importante recalcar el aporte importante dado por el uso de la información proveniente de la migración Earth Study 360 como entrada a la inversión preapilado. La **Figura 6** compara una línea del volumen de impedancia de ondas S –salida de la inversión simultánea- obtenida a partir de la migración Kirchhoff con la correspondiente a la proveniente de ES-360. Hay claras diferencias a favor de esta última, tanto en continuidad

como en relación señal-ruido. Asimismo, ES-360 colabora con la mejor reconstrucción de amplitudes y la ausencia de los efectos del stretching por el hecho de trazar rayos en el ángulo local. Las razones expuestas refuerzan la idea de Earth Study 360 como un algoritmo muy recomendable para trabajos de caracterización en general y en particular para no convencionales, dada la preservación del acimut y la consiguiente estimación de la anisotropía HTI.

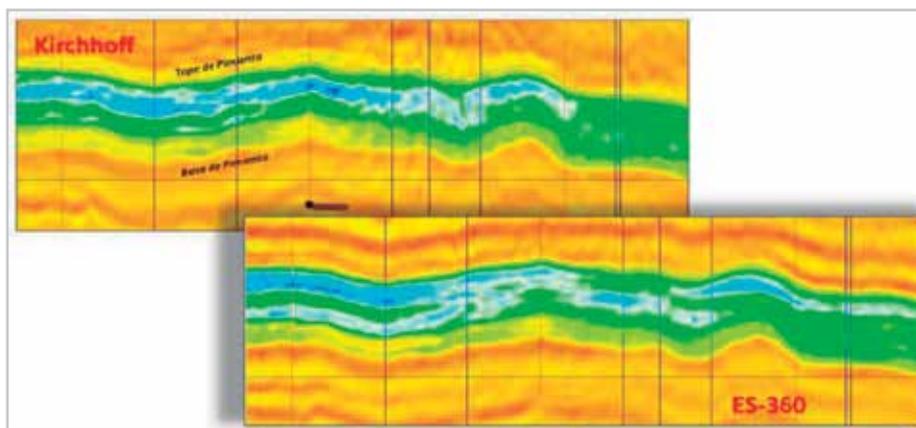


Figura 6. Impedancia de ondas S desde la inversión Preapilado. Kirchhoff vs Earth Study 360.

Como se mencionó al explicar la migración continua full acimut, a partir de los gathers obtenidos se extractó la señal anisotrópica, y por formulaciones matemáticas adecuadas (Rüger & Tsvankin, 1997) se obtuvo la información sobre la geometría del sistema dominante de fracturas. La **Figura 7** exhibe un sector ampliado del mapa

que contiene la densidad de fractura (derecha arriba) y la dirección de las mismas en forma de barras orientadas. Una ampliación aún mayor alrededor del pozo M-1 –único pozo con registro de imagen- permite comparar con el estereograma de fracturas en pozo.

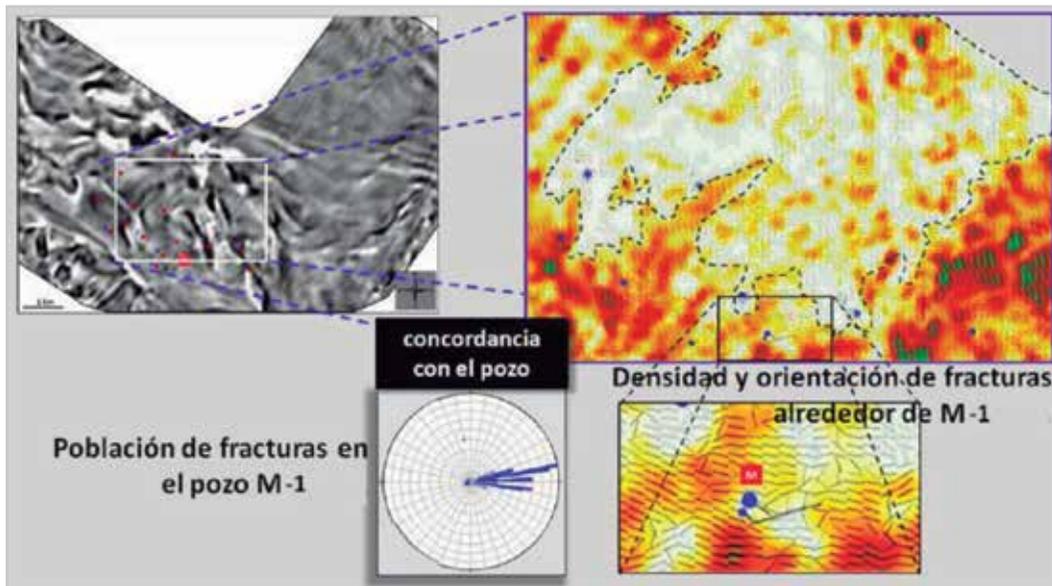


Figura 7. Densidad y orientación de fracturas naturales, control en pozo.

Se verifica buena correlación entre las orientaciones predichas por el estudio acimutal y las observaciones del pozo.

La formación exige ser fracturada para producir, por lo que necesitamos conocer dónde y de qué forma va a fracturarse. La fragilidad está relacionada con la fracturabilidad, mientras que el estado de los esfuerzos in situ controla el tipo de patrón de fractura esperable. El “*compliance*” normal de fracturas – estimado a partir de la densidad de fracturas -, junto con la “*Linear Slip Theory*” [Schoenberg et al, 1995] y la formulación para el cálculo de los esfuerzos principales [Gray, 2011], condujeron a la obtención de los esfuerzos

horizontales principales máximo y mínimo. La relación entre ambos esfuerzos gobierna el tipo de patrón que seguirán las fracturas inducidas. Luego de calibrar los resultados con la geomecánica del pozo M-1, fueron puestos en forma de esfuerzo diferencial horizontal (DHSR, siglas del inglés). Valores altos de DHSR sugieren fracturas orientadas según el esfuerzo máximo, mientras que valores bajos producirán patrones tipo red. Estas zonas están bien discriminadas para el caso de Pimienta, por un valor de DHSR de 2.5 %, validado sólo por los patrones de fracturas naturales, dado que no se contó con información de microsísmica. En la **Figura 8**, en el extremo derecho se puede apreciar el mapa de distribución de DHSR para la base de la formación Pimienta.

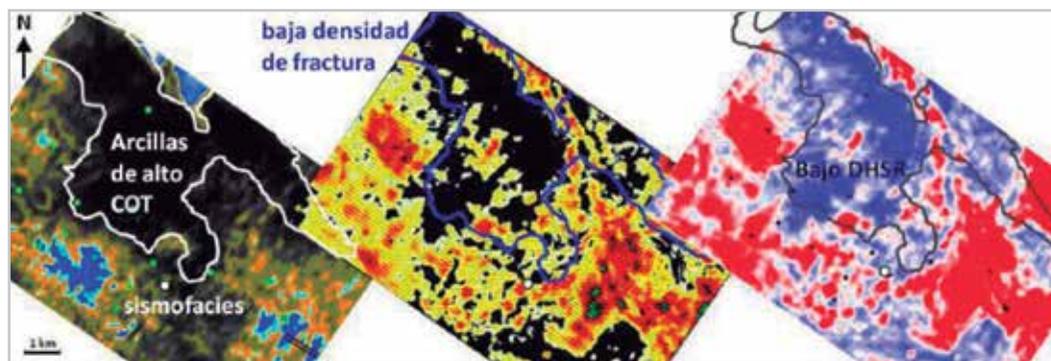


Figura 8. Mapas extractados 20 ms por sobre la base del reservorio. Sismofacies (izquierda), densidad y orientación de fracturas (centro) y DHSR (derecha).

Integración de información

Luego de obtenidos todos los atributos geoquímicos, geomecánicos y geológicos consistentes con los modelos estructurales y estratigráficos, se entró en una fase de integración e interpretación. El objetivo de la misma es correlacionar la información, validar los resultados e identificar aquellas zonas en que se cumpla un conjunto de condiciones respecto de los contenidos de materia orgánica, fragilidad y presión de poros. Estas zonas, conocidas en la industria como “sweet spot”, deberán caracterizarse en base a la relación entre: a) el contenido, maduración y distribución de la materia orgánica que haya saturado el sistema, y b) las condiciones mecánicas de la roca que faciliten el fracturamiento y producción, como son la fragilidad, esfuerzos y altas presiones de poro. Los esfuerzos horizontales in-situ, y las relaciones entre éstos, aportan información sobre el tipo de patrón de fractura que podemos esperar ante la estimulación hidráulica. A partir de esta última información, se pueden hacer consideraciones respecto de la orientación de la perforación.

La **Figura 8** sintetiza el tipo de análisis desarrollado en esta etapa. Todas las imágenes corresponden al nivel 20 ms por sobre la base de Pimienta. La parte izquierda nos muestra el mapa extraído del volumen de sismofacies; obsérvese que las zonas oscuras corresponden a sectores con alta preservación de materia orgánica. En principio, a mayor contenido orgánico mejores condiciones para conseguir volúmenes de hidrocarburo, pero un exceso de materia orgánica madura está relacionado a un aumento de ductilidad de la roca, y por lo tanto, atentaría contra la eficiencia en la inducción de fracturas. De hecho puede verificarse que las predicciones de fragilidad reportarán valores muy bajos para zonas con alto COT. La figura

del centro permite verificar que la zona mencionada se correlaciona muy ajustadamente, con regiones de bajo nivel de fracturación natural. Finalmente, a la derecha está el mapa de DHSR – diferencia porcentual entre los esfuerzos horizontal máximo y mínimo-, mostrando una vez más que la zona en cuestión correlaciona con valores bajos, en donde debemos esperar fracturación tipo red, sin orientación preferencial. De la observación conjunta de esta información deberán surgir locaciones para ubicar perforaciones. Estos pozos exploratorios, y de explotación más adelante, aportarán información clave para ajustar el modelo. Además, servirán para validar y calibrar los criterios de identificación de zonas favorables a la producción.

Conclusiones

- De la física de rocas se obtuvieron excelentes relaciones empíricas entre COT y fragilidad y los parámetros elásticos de la roca. Las correlaciones fueron de 0.88 para la primera y 0.92 para la segunda.
- Los volúmenes de COT y fragilidad son claramente consistentes con la clasificación de sismofacies.
- La evaluación de formaciones produjo una predicción de la fragilidad más ajustada a la relación mineralógica encontrada en el pozo M-1, que la aportada por la fórmula de Rickman.
- Las predicciones del COT y la densidad –claves para la estimación de la fragilidad fueron mejoradas mediante el uso de redes neurales. Esto constituye un importante aporte metodológico a la caracterización de no convencionales, especialmente en lo referente al contenido orgánico.

- A pesar de que la sísmica 3D no es “wide azimuth”, la información de fracturas logró extraerse en forma confiable, como demuestra la consistencia con lo observado en el registro de imágenes del pozo M-1.

- Se pudo verificar que la migración continua full acimut, a través de los gathers migrados como entrada a la inversión sísmica, ofrece ventajas en la extracción del modelo terrestre por inversión preapilado.

Agradecimientos

Agradecemos a Pemex y Geoprocesados por la autorización concedida para presentar este trabajo.

Nuestro especial agradecimiento a J. Yáñez, D. Dopkin and S. P. Singh de Paradigm por su apoyo.

Referencias

Goldhammer, R. K., [1999] Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of northeast Mexico: Geological Society of America, Special Paper 340, 1-58

Gray, F. D. [2011] Methods and systems for estimating stress using seismic data. *United States Patent Application*, 20110182144A1. http://www.google.com/patent/US20110182144.pdf?source=gbs_overview_r&cad=0.

Koren Z, Ravve I, Ragoza E, Bartana A and Kosloff D, [2008], Full azimuth angle domain imaging, 78th SEG Exposition and Annual Meeting, Expanded abstracts, Las Vegas.

Koren Z, Ravve I, Levy R. [2010] Moveout approximation for horizontal transversely isotropic and vertical isotropic layered medium. Part II: effective model. *Geophysical Prospecting*, 58, 599-617

Passey, Q.R., Creaney, S. Kulla, J.B., Moretti, F. J., Stroud, J.D. [1990] A Practical Model for Organic Richness from porosity and resistivity logs: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 74, N° 12 1777-1794

Pindell, J., Kennan, L. [2001] Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean: GCSSEPM Foundation 21st Annual Research Conference Transactions, Petroleum Systems of Deep-Water Basins, 193-220

Rüger, A., Tsvankin, I. [1997] Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions. *The Leading Edge*, 16(10), 1429-1434

Schoenberg, M. and Sayers, C.M. [1995] Seismic anisotropy of fractured rock. *Geophysics*, 60, 204-211

Tonellot, T., Macé, D. and Richard, V. [2001] Joint stratigraphic inversion of angle-limited stacks. *71st Annual International Meeting. Society of Exploration Geophysicists*, 227-230.

Semblanza de los autores

Ing. Javier Alejandro Carrero Zambrano

Ingeniero Geólogo graduado con honores y primero de su promoción en la Universidad de los Andes - Venezuela, con catorce años de experiencia en la industria petrolera en petrofísica y geología de reservorio, desarrollando modelos integrados de evaluación de formaciones.

Inició en la industria petrolera en el año 2000 en un entrenamiento intensivo dictado por la Gerencia de exploración de la empresa PDVSA donde se incluía desde las actividades de operaciones (perforación, perfilaje, adquisición sísmica) hasta los proyectos exploratorios nacionales, participando en el proyecto exploratorio del Paleozoico venezolano.

Su experiencia lo ha llevado a participar en grandes proyectos multi-disciplinarios, tanto de exploración como de desarrollo en yacimientos clásticos (Venezuela, Colombia, Ecuador, México, Angola), volcánicos (Argentina) y carbonáticos (México). Los últimos tres años los ha dedicado al estudio y caracterización de reservorios no

convencionales en Argentina, USA y México. Su experiencia está basada en la creación de modelos de evaluación de formaciones y definición de modelos geológico utilizando como herramienta la integración de la petrofísica, estratigrafía, sedimentología, física de rocas y caracterización sísmica.

Líder técnico en el área de petrofísica y geología en empresas de servicio, diseñando flujos de trabajos adaptado a las necesidades de cada reservorio, supervisando y liderizando proyectos, dando asesoría técnica a los clientes en la búsqueda de la superación de las expectativas planteadas. Personal de referencia para el entrenamiento del personal tanto en el área técnica como en el manejo de tecnología para la interpretación de análisis de núcleos y registros convencionales o especiales.

Actualmente se desenvuelve como Líder global de caracterización de reservorios de la empresa Geoprocesados.

Ing. Juan Albert Tavella Torres

Geofísico de exploración hidrocarburífera con 25 años de experiencia que actualmente se desempeña como líder del equipo de caracterización de reservorios que la empresa Geoprocesados tiene en Buenos Aires. Su experiencia se centra en la adquisición de información sísmica, el procesamiento, el gerenciamiento de centros de servicios geofísicos para la industria petrolera y caracterización de reservorios guiada por sísmica. A lo largo de su carrera, ha incursionado en procesamiento sísmico tanto marino como terrestre, imaging, diseño y control de adquisición sísmica, y en lo referente a su actividad más reciente, la caracterización de reservorios, acredita experiencia en inversión elástica simultánea, AVA, predicción de propiedades de reservorio, mapeo geoestadístico, clasificación de facies sísmicas, interpretación estratigráfica, estudios de AVA acimutal (AVAZ) para caracterización de fracturas, modelado petrocústico, procesamiento, interpretación e inversión multi-componentes y caracterización de reservorios no convencionales.

Su trayectoria profesional no está ligada exclusivamente a Argentina, sino que posee experiencia en varias cuencas de Chile, Perú, Uruguay, Brasil, Colombia, Ecuador, Venezuela, México y Estados Unidos, prestando servicio para la empresas más prestigiosas de la industria, así como en el dictado de cursos a petroleras como PDVSA y Pemex y su participación en congresos y publicación de trabajos técnicos. Recientemente, su trabajo sobre flujo de trabajo para la caracterización sísmica de reservorios no convencionales presentado en la 76th EAGE Conference & Exhibition, en Londres 2013, fue seleccionado para la grabación de un video educativo en el marco del programa piloto E-Lecture.

Dr. Juan Francisco Moirano Del Carril

En 1995 obtuvo el título de Geofísico en la Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas de la Universidad Nacional de La Plata. Hasta 2000 trabaja en un plan de doctorado, también en la FCAG-UNLP que se centra en el análisis de observaciones GPS para la materialización del Sistema de Referencia Terrestre Internacional. Parte de los resultados de su tesis constituyen el marco de referencia POSGAR98, el primer marco geodésico argentino de alcance nacional, con exactitud centimétrica respecto del Sistema de Referencia Terrestre Internacional, consistente con el marco regional SIRGAS95, marco del que también es co-autor. En 2000 recibe el título de Doctor en Geofísica en la UNLP y en 2002 el premio Eduardo Baglietto de la Academia Nacional de Ingeniería al mejor trabajo de geofísica por su tesis doctoral.

A partir de 2000 inicia su actividad en la industria del petróleo en la división de servicios de Paradigm Geophysical en Buenos Aires, Argentina. Desde entonces su actividad principal se centra en la provisión de servicios de procesamiento de información sísmica para prospección a compañías petroleras. Desde su ingreso hasta la fecha he participado en

la ejecución de contratos para distintas compañías que operan en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Perú, Ecuador y Venezuela.

Su actividad en Paradigm incluyó proyectos de procesamiento, PSTM, PSDM, incluyendo la estimación de modelos isotrópicos o anisotrópicos de tipo VTI/TTI, estimación de parámetros de AVO/A, inversión prestack y estimación de presión de poros.

Desde 2010 a la fecha trabaja en Geoprocesados, Argentina, en un grupo multidisciplinario de servicios de procesamiento y caracterización cuya actividad incluye en proyectos de alta integración para la caracterización de yacimientos no convencionales. En dichos proyectos, para clientes en México y Argentina, se especializa en la estimación de modelos de velocidad con anisotropía de tipo VTI, TTI y HTI y el acondicionamiento y migración de datos sísmicos con conservación de la información acimutal mayormente para caracterización de fracturas y esfuerzos.