

FLUJO PARA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES GUIADO POR INFORMACIÓN SÍSMICA TRIDIMENSIONAL. CASO DE ESTUDIO - JURÁSICO SUPERIOR DEL NORESTE DE MÉXICO

Juan Alberto Tavella¹

1: Geoprocesados. jtavella@geoprocesados.com

ABSTRACT

Flow for characterization of non-conventional reservoirs guided by tridimensional seismic. Case study of the upper Jurassic northeast of Mexico

It is a review of the workflow developed for seismic-based unconventional reservoir characterization calibrated to formation evaluation results that outcome from well data. The sequence is supported by the experience acquired on exploratory type projects related to the most important source rock in Northeast Mexico. Some examples belonging to one the projects are presented along the presentation in order to ease the comprehension but keeping the general scope oriented to methodological aspects.

The target level is the Upper Jurassic source rock of Pimienta Fm. equivalent to Haynesville Shale in USA. The workflow includes those methods used to derive attributes that allow to estimate the distribution, abundance and maturity of organic matter, to predict the susceptibility to fracture induction, to outline high pore pressure zones, to map natural fracture intensity and orientation and to provide an approximation of in-situ stress status. These attributes -that keep consistency with geological and petrophysical information- when properly interpreted should help to produce hydrocarbons efficiently from this very low perm formation now thought as an unconventional reservoir. The geoscientist workflow for this aims comprises the following basic steps: as Unconventional Formation Evaluation a) Geology and stratigraphy, b) Multimineral petrophysical evaluation, c) Fracture interpretation and geomechanics, d) Rock physics, as Seismic Analysis e) Full azimuth migration f) Seismic inversion and elastic analysis, g) Azimuthal inversion and as Integration, h) Stratigraphic model and i) Geomechanical model.

INTRODUCCIÓN

El campo asociado a esta presentación del flujo de trabajo 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 favorezcan el drenaje del hidrocarburo retenido. Los objetivos se pueden sintetizar en 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*.

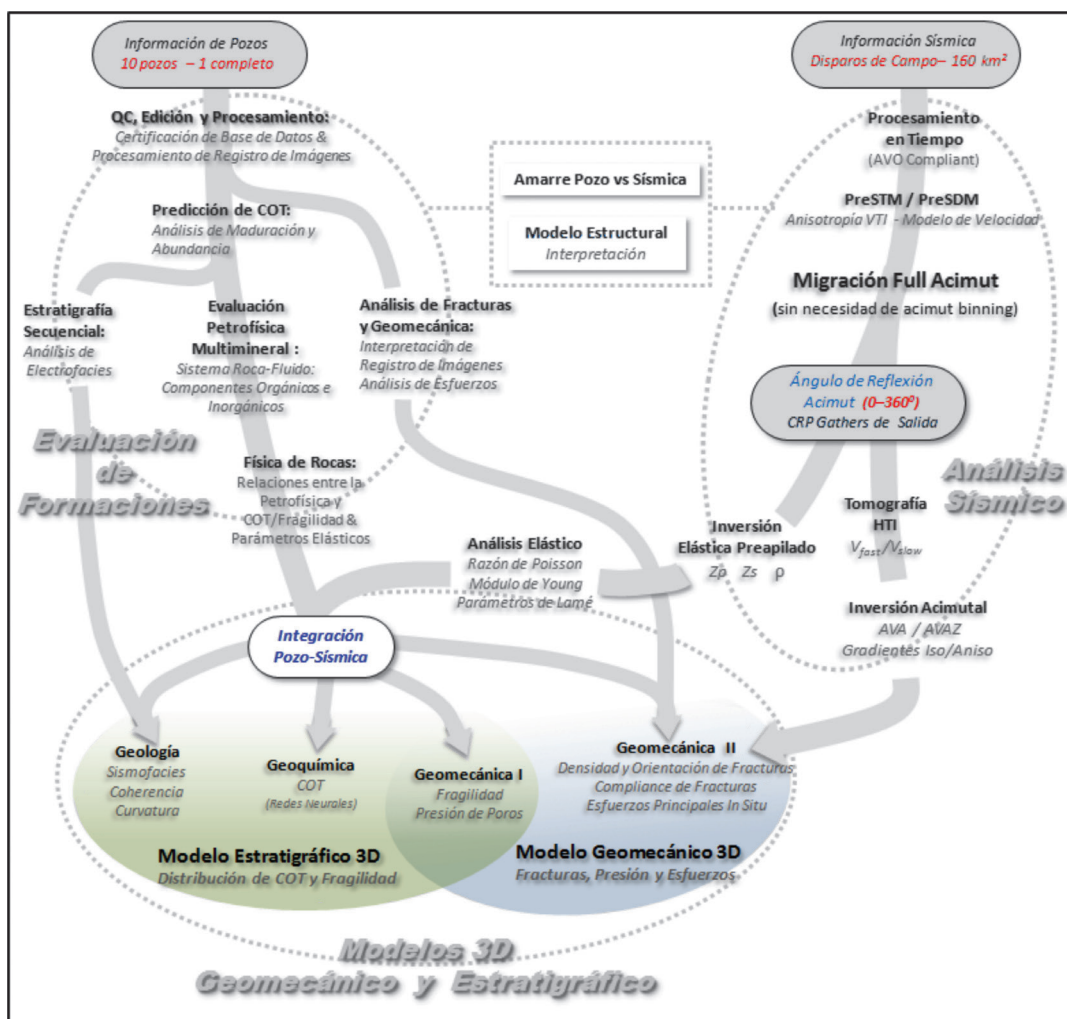


Figura 1. Flujo de caracterización no convencional.

El flujo de trabajo integrado se esquematiza 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 dependientes 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 basada en la física de rocas.

- Caracterización de fracturas y estado de esfuerzos *in situ* a partir de la interpretación de registros de imagen y el análisis sísmico acimutal.

GEOLOGÍA Y EVALUACIÓN DE FORMACIONES NO CONVENCIONAL

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.

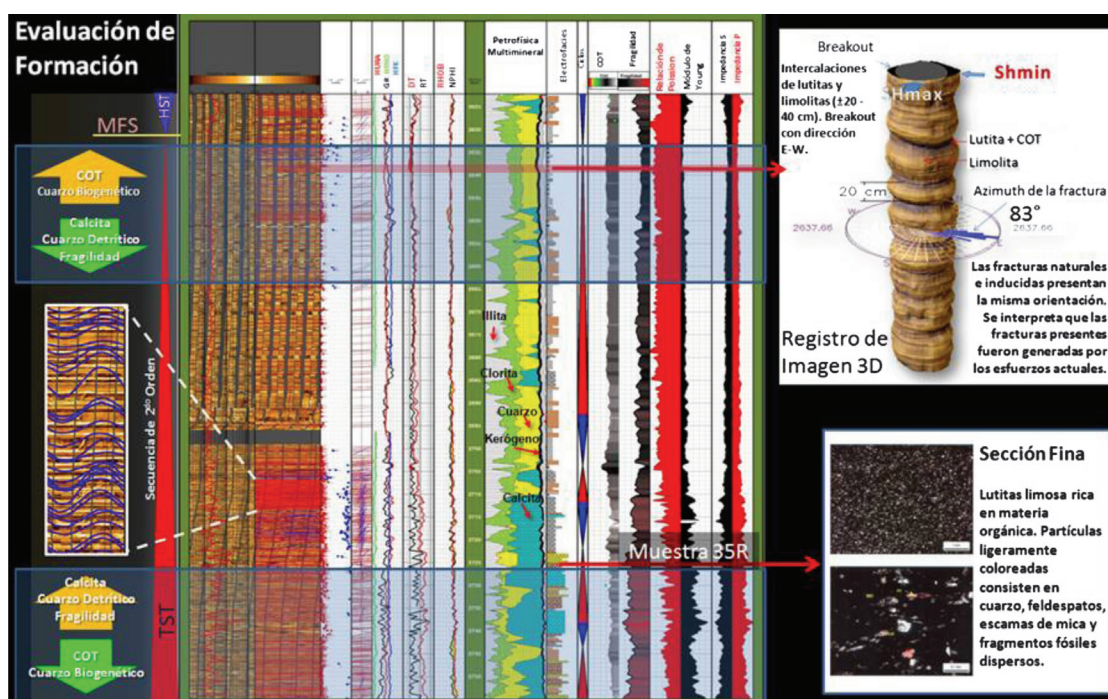


Figura 2. Descripción de Pimienta. La secuencia (Jurásico Superior) es parte del sistema transgresivo (Pindell 2001, Goldhammer 1999) relacionado a la apertura del Golfo de México –Kimmeridgian tardío y Tithonian.

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 de los núcleos resulta 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 primariamente por ecuación de Passey (Passey, 1990), contribuyen con un modelo que integra los sistemas orgánico e inorgánico de la roca, calibrados con la pirolisis y el análisis petrofísico de los núcleos. El registro de imagen en pozo ayuda a: a) la definición del modelo estratigráfico a partir del análisis textural (electrofacies) y b) la interpretación estructural para el análisis de fracturas y esfuerzos, con el fin de proveer calibración al estudio sísmico acimutal. Las curvas de sónico dipolar hacen 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. Sólo los pozos con información completa al nivel del objetivo permiten llevar a cabo el análisis descripto. Los restantes pozos, sin información específica para evaluación de formaciones no convencionales, necesitan de un considerable esfuerzo de edición y normalización. Hecho esto, el modelo petrofísico definido en los pozos completos puede ser extendido al resto de los pozos para obtener una evaluación petrofísica consistente para todo el conjunto.

MIGRACIÓN CONTINUA FULL ACIMUT

La información sísmica disponible en el área son 160 km² de 3D terrestre con aporte 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.

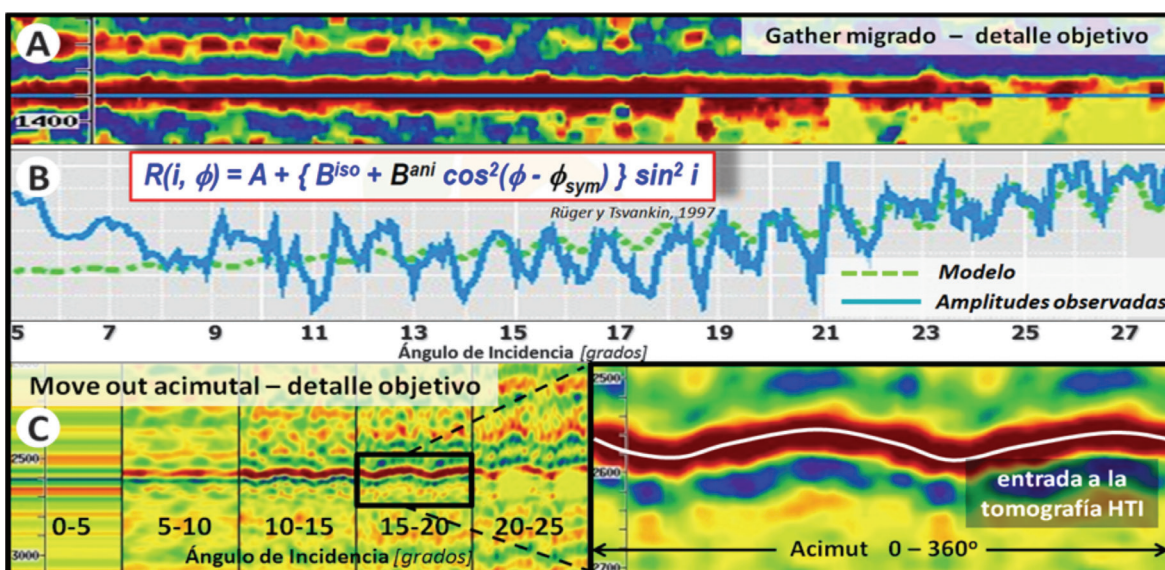


Figura 3. A) *Gather* migrado en ángulo y acimut en el objetivo. B) Amplitud observada versus el modelo ajustado de Rüger. C) *Move out* acimutal.

El procesamiento, orientado al tratamiento conservador de amplitudes, destinado a estudios de AVA, incluye un flujo diseñado para la atenuación de ruido sobre bandas específicas en los dominios de disparo, receptor y CDP. A continuación se implementa la PSDM con anisotropía VTI que produce la imagen calibrada en profundidad. La aplicación de la migración acimutal en el dominio del ángulo local EarthStudy 360® (Koren *et al.*, 2008) conduce 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 usan para analizar la señal HTI en los *gathers* migrados. Efectos mensurables fueron encontrados para variaciones tanto en tiempo de tránsito como en amplitud con el acimut al nivel de Pimienta, como se ve en la Figura 3. Las sumas parciales en ángulos pre acondicionados calculados a partir los *gathers* salidos de la migración acimutal se usan como entrada a la inversión simultánea. La densidad y orientación de las fracturas obtenidas del análisis AVAZ constituyen 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, redujo 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.

FLUJO INTEGRADO DE CARACTERIZACIÓN SÍSMICA 3D

La secuencia aplicada combina la inversión simultánea preapilado (Tonellot *et al.* 2001), la clasificación de sismofacies, la predicción por redes neurales y la estimación del estado de

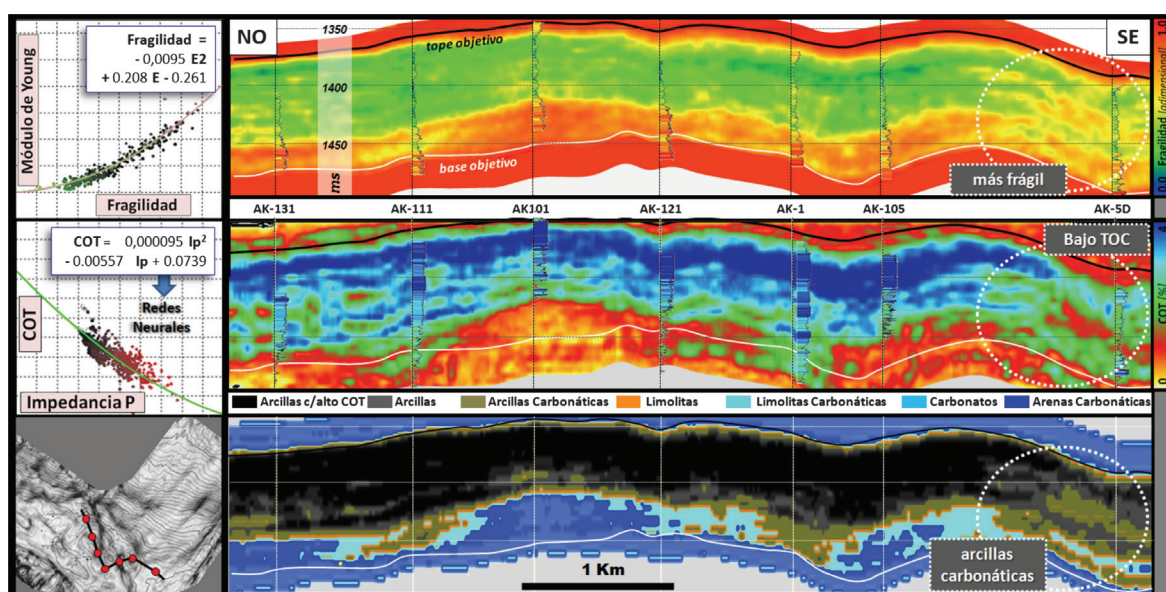


Figura 4. De arriba a abajo: Fragilidad y COT –con perfiles de pozo– y sismofacies. Facies de arcillas con alto COT (negro) correlacionan con zonas dúctiles y de alto COT (azul oscuro), mientras que la facies de arcillas carbonática (verde) lo hace con zonas más frágiles y más pobres en contenido orgánico. 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.

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 aporta la base para la calibración del modelo, así como también las relaciones de la física de rocas entre las propiedades del reservorio y los parámetros elásticos, necesarias 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. La sismofacies ayudan a interpretar las propiedades geomecánicas y geoquímicas en el contexto del modelo estratigráfico. COT, fragilidad y sismofacies, extractados a lo largo una sección que pasa por los pozos, se muestran en la Figura 4. 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.

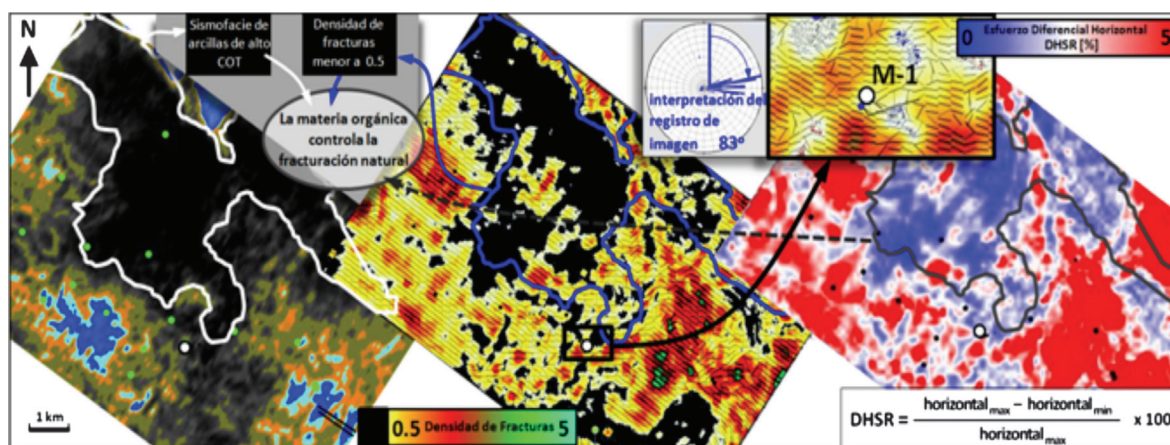


Figura 5. Mapas extractados 20 ms por sobre la base del reservorio. Sismofacies (izquierda), densidad y orientación de fracturas (centro) y DHSR (derecha). El detalle de la orientación de las fracturas en las vecindades de completo (arriba) muestra buen ajuste a los 83o observados en los registros de imagen.

La formación exige ser fracturada para producir, por lo que necesitamos conocer si fractura o no y de que forma lo haría. 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, 1995) conducen 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. Los esfuerzos, luego de calibrados con la geomecánica del pozo con información completa, se ponen 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 (Figura 5).

CONCLUSIONES

El COT y la fragilidad fueron predichas con correlaciones de 0.88 y 0.92 respectivamente.

Los volúmenes de COT y fragilidad son claramente consistentes con las sismofacies.

La evaluación de formaciones produjo una predicción de la fragilidad más ajustada a la relación mineralógica encontrada en el pozo Magno-1 que la aportada por la fórmula de Rickman.

El COT y la densidad –esta última clave para la estimación de la fragilidad– tuvieron que ser mejoradas vía predicción por redes neurales.

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

AGRADECIMIENTOS

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

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

REFERENCIAS CITADAS

- Goldhammer, R. K., (1999) Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of north-east 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

DATOS DEL AUTOR

Geofísico con 25 años de experiencia que actualmente se desempeña como líder del equipo de caracterización de reservorios de la empresa Geoprocesados 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 petroacústico, 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 las empresas más prestigiosas de la industria. Ha dictado cursos a empresas petroleras como PDVSA y PEMEX y participado en congresos y publicado numerosos 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.