

# **METODOLOGÍA DE CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES A TRAVÉS DE ATRIBUTOS GEOMECÁNICOS SÍSMICOS**

**Eduardo Trinchero (ETrinchero@pan-energy.com), Pan American LLC**

**Luis Vernengo (LVernengo@pan-energy.com), Pan American LLC**

**Joaquín Cardoso (jcardoso06@gmail.com), Consultor Geofísico**

## **Sinopsis**

Los atributos sísmicos clásicos brindan una solución satisfactoria en la caracterización de reservorios convencionales, lo que no es tan evidente en presencia de reservorios de baja permeabilidad y aparentemente más uniformes, que actualmente están incorporando nuevas reservas y cuyo desarrollo parecía hasta hace poco tiempo, prácticamente inviable. El diseño de una metodología de trabajo sistemática, contribuyó a la caracterización sismo-geométrica de estos reservorios y desplegó un panorama alentador para el descubrimiento de hidrocarburos comercialmente explotables y para el desarrollo de reservorios no convencionales.

A través de algoritmos complejos para el tratamiento de la información sísmica, como la migración antes de suma en profundidad, se busca aumentar la confianza en la interpretación de los datos, aunque en muchos casos, se generan incertidumbres que pueden significar errores importantes en la definición del modelo estático de los reservorios. La coherencia es un atributo que brinda un soporte robusto para identificar los elementos arquitecturales sísmicos, pero con el objetivo de poner en evidencia características intrínsecas de la información sísmica, se utilizaron cubos de curvatura que revelaron una distribución clara de zonas de respuesta similar y asociables entre sí. Ambos tipos de atributos fueron interrelacionados evidenciando asociaciones de gran impacto.

Los atributos geomecánicos sísmicos, fueron decisivos en el reconocimiento de zonas frágiles y dúctiles, asimismo, el tratamiento de las impedancias resultantes de la inversión elástica, aportaron más elementos constitutivos a la caracterización. La orientación que brindaron los crossplots entre atributos geométricos y geomecánicos sísmicos, juntamente con las co-visualizaciones geométrico-geomecánicas, fueron de fundamental importancia para la definición global y detallada del comportamiento de los geocuerpos, contribuyendo a la solidez del análisis y posterior inserción al modelo estático. El soporte obtenido desde el lado de la microsísmica, permitió reconocer y aún confirmar, la conducta espacial de la respuesta sísmica de los reservorios involucrados, mediante la evaluación de las nubes de microeventos y su visualización conjunta con los atributos geomecánicos sísmicos.

En la etapa del desarrollo de estos reservorios no convencionales, la metodología de análisis propuesta y sus resultados, aportarán elementos claves en la decisión de las nuevas locaciones de pozos y también darán un mejor contexto para el diseño de tratamientos de fractura más ajustados. La exploración y el desarrollo del petróleo (convencional) en depósitos de baja permeabilidad (no convencional) son un importante desafío y debería conducir en cada etapa de decisiones, a poner en práctica nuevas metodologías de trabajo. El pensamiento lateral sobre estas metodologías y la interacción de equipos interdisciplinarios aumentará sin dudas las probabilidades de éxito de los futuros planes de desarrollo.

## **Introducción**

Uno de los principales problemas de la interpretación sísmica del subsuelo es la incertidumbre que se genera por la falta de biunicidad de los datos respecto a la realidad geológica, la mayoría de las veces debido a la complejidad de la geología de subsuperficie y la dimensión limitada de los datos disponibles. Un flujo de trabajo integrado, muchas veces no es suficiente para comprender el modelo presente en el subsuelo. La complejidad de la naturaleza de los reservorios hace necesario convertir a este flujo integrado en un flujo virtuoso de interpretación, un flujo de trabajo que se retroalimente y genere valor a medida que se evoluciona y completa. Este valor debe estar dirigido no solo a comprender la realidad geológica, sino a entenderla y explicarla asertivamente, con mejores pronósticos de comportamiento de los reservorios de interés, induciendo un perfil amigable con el valor económico y de rentabilidad que finalmente tendrá el proyecto en estudio.

La Cuenca en la que se encuentran los reservorios no convencionales estudiados, es predominantemente Jurásico-Cretácica. Durante el Cretácico Tardío-Jurásico Temprano, ha sufrido su fase de hundimiento inicial, y fueron acumulados gruesos depósitos de carbonatos y arcillas. Rocas del Tithoniano, Berriasiense y Valanginiano dominan estos reservorios. Los mismos poseen un contenido de TOC de hasta 8 %wt

aproximadamente y la materia orgánica (tipo I / II kerógeno) ha sido depositada en un paleoambiente euxínico y restringido, lo que ha generado hidrocarburos ricos en azufre.

Los resultados interpretados en el contexto de los reservorios no convencionales, deben ser una guía de mayor o menor contundencia, pero firme, a la hora del diseño del pozo a perforar o de las características que deben tener las fracturas hidráulicas programadas para generar los reservorios inducidos, teniendo en este caso, al monitoreo microsísmico, como el valor que permite analizar de una perspectiva desde un escalón más alto, los parámetros y acciones vinculadas con la operación y la posterior interpretación de los resultados de la fractura. Estos deben amalgamarse con el resto de las variables geofísicas involucradas, discretas al fin, pero de una considerable diversidad, como para construir una red sostenida y sólida de análisis que fortalezca además, una cadena de valor.

De la interpretación sísmica convencional se pueden obtener las características geométricas de los reservorios, propiedades petrofísicas y geomecánicas sísmicas para la ubicación espacial de los mismos dentro de un encuadre geológico específico, pero el ejercicio del pensamiento lateral, las decisiones a través de la evaluación sin modelos mentales restrictivos, son mecanismos que deben ponerse en práctica frente a reservorios no convencionales ya que favorecerá la captura y comprensión de las características particulares de los elementos arquitecturales sísmicos.

La persistencia de patrones conspicuos detectada en el área de estudio, mediante los diversos procesos y cálculos de atributos geométricos y geomecánicos realizados, facilitó el reconocimiento, identificación y selección de las que más fuertemente se han manifestado en el área de estudio estudiada, definiendo zonas que pueden haber sido sujetas a diferentes grados de estrés tectónico.

Si pretendiésemos resolver nuestro problema interpretativo, solo con ayuda tecnológica o conocimiento de base, no sería suficiente. La resolución indirecta favorece el enfoque creativo y muchas veces permite arribar a soluciones más robustas. Debemos sentir ante estos desafíos que la resolución de la problemática que presenta el definir un modelo complejo, requiere buscar ideas y técnicas que estén fuera del patrón habitual y convencional de análisis, enriqueciendo el círculo virtuoso de la interpretación sísmica y evitando así pensar en una sola dirección dando por ciertas, sólo las respuestas más obvias.

La metodología empleada y cada uno de los pasos involucrados, incluyendo el acondicionamiento adecuado de los datos sísmicos, generó un flujo de trabajo coherente y sistemático que se transformó en una contribución de peso en la caracterización sísmica geométrica y geomecánica de los yacimientos de baja permeabilidad, lo que brindó un panorama más alentador para el descubrimiento de hidrocarburos comercialmente explotables y para el desarrollo racional de los reservorios no convencionales.

Avanzando un paso más en esta espiral ascendente en la comprensión de las características de estos reservorios, se calculó una serie de atributos sísmicos geométricos, especialmente los cubos de curvatura, entre ellos la máxima, la mínima, la más positiva, la más negativa, la media y la curvatura de Gauss (Chopra et al , 2011).

La *most negative curvature* (curvatura más negativa) fue el atributo sobre el que se observó finalmente, que en la zona de estudio, brindó el mejor enfoque al desafío de la caracterización sísmica de este tipo de reservorios, a causa de su respuesta y consistencia con el carácter sísmico, y comenzó a mostrar una interrelación con los atributos instantáneos, destacando aún más los rasgos observados en la coherencia y mostrando una asociación particular y más notable en la información de los micro-cubos generados en las secuencias analizadas.

A través de los atributos sísmicos geomecánicos se han podido identificar los *sweetspots* sísmicos en estos reservorios no convencionales presentes en el área de estudio, destacando las zonas dúctiles y frágiles. El procesamiento, mapeo e interpretación de éstas es una tarea clave para la caracterización. Además, es esencial en los atributos sísmicos geomecánicos, analizar su respuesta en estos reservorios específicos y co-visualizarlos conjuntamente con los atributos geométricos para comprender la zonificación obtenida y el ensamble de las regiones así identificadas.

## **Desarrollo**

### ***El círculo virtuoso en la interpretación sísmica***

Las diversas visualizaciones de los volúmenes sísmicos y su interpretación muchas veces contribuyen a resolver parcialmente el problema, pero una solución ajustada tiene varias aristas y algunas de ellas son críticas. Luego de la adquisición de los datos sísmicos y su posterior procesamiento, debemos entrar sistemáticamente en un flujo de trabajo que en sí mismo posea la característica de auto-alimentar el conocimiento y la comprensión de la realidad geológica prospectada. De esta manera, se debe ir definiendo

claramente en la salida de cada etapa intermedia del flujo de trabajo, la modalidad y característica de acceder a la problemática del paso siguiente, procurando en todo momento minimizar o acotar las soluciones de la realidad no-biunívoca de los resultados.

Los elementos arquitecturales sísmicos del andamiaje estructural deben estar vinculados a un modelo estático confiable y deben tener en cuenta las variaciones en el comportamiento de la geometría intrínseca de los datos en toda la extensión del reservorio analizado, lo que puede entenderse como un continuo y debe ser puesto de manifiesto con la identificación de la sucesión de elementos geométricos ligados entre sí y que pueden estar asociados en familias o grupos que siguen un patrón similar.

Estas características han requerido el desarrollo de una metodología para el trabajo sistemático y ordenado, que finalmente llevó a reconocer los elementos asociados con morfologías sísmicas que no son a menudo evidentes, por ejemplo, en el análisis clásico de las amplitudes, pero asociar estas tareas a un círculo virtuoso de interpretación permite el reconocimiento de las particularidades que evidencian los resultados de los distintos procesos, dirigiendo el análisis a la evaluación y delineación volumétrica de los geocuerpos que se identifiquen y a la eventual conectividad espacial que pudiera haber entre ellos, aún ante situaciones críticas de resolución sísmica, tanto cuantitativa como cualitativa.

### ***Optimización del dato sísmico como soporte efectivo a la interpretación no convencional***

Una de las columnas básicas que dan solidez al mecanismo de análisis que se ha de poner en marcha, es un adecuado y ajustado diseño de los parámetros de adquisición sísmica. Los algoritmos que se utilicen deben honrar el concepto de la preservación antes que el sacrificio de datos con el objetivo de obtener conclusiones que disten de ser erróneas.

El acondicionamiento de la información sísmica, luego de un exhaustivo relevamiento de la misma, se constituye en uno de los eslabones más delicados del camino que se ha de recorrer, ya que lleva intrínsecamente una optimización racional que debe ajustarse a las características del dato y a las necesidades que requiere el ingreso a la siguiente etapa de análisis. La riqueza técnica lograda en la etapa del tratamiento del dato geofísico avala un ingreso confiable al universo de la evaluación sísmica. Cualquier proceso que se planifique realizar sobre la información debe preservar la relación señal/ruido, siendo este uno de los pilares fundamentales del tratamiento de los datos, pues es esta relación la que encierra en su contenido los puntos más sólidos de cualquier proceso interpretativo.

Durante el procesamiento de los datos sísmicos se debe preservar de la mejor manera posible los valores básicos del dato, como la frecuencia, amplitud y forma de onda, ya que de ellos se desprenderán las distintas mediciones y cálculos que permitirán definir la mejor aproximación estructural y estratigráfica deseada. El tratamiento de la información incluye considerar modelos conceptuales, es decir, una combinación racional de elementos teóricos que permitirán luego ser la plataforma de sustento de los distintos procesos. Si el modelo utilizado es inadecuado para el problema específico a resolver, el tratamiento no generará soluciones de valor. De esta forma podríamos no alcanzar nuestros objetivos y, posiblemente, crear artefactos sísmicos e imágenes ficticias indeseadas de la geología presente en el subsuelo.

Uno de los trabajos más comprometidos en la prospección sísmica de hidrocarburos es obtener una sección sísmica geológicamente confiable, o sea, que posea una ajustada plausibilidad geológica. Dada la complejidad del subsuelo, cada área debe tratarse muchas veces como un caso único, y más allá de recomendaciones y diagramas generales, no existe un flujo de proceso detallado que pueda considerarse de uso universal para generar secciones sísmicas verosímiles.

Muchas veces tenemos la válida impresión que los problemas de campo ocurridos durante la adquisición de los datos, pueden ser resueltos en la etapa del procesamiento de la información, utilizando los recursos del software o la potencia del hardware utilizado. Sin embargo, varios de los problemas de campo pueden resolverse o minimizarse en el centro de procesamiento de datos sísmicos, datos que pueden haber sido muchas veces recolectados en condiciones que distan de ser las ideales.

Para este estudio, la interpretación básica, se inició con la elaboración de varios sismogramas sintéticos que fueron la llave de la correlación de los datos de pozos y sísmicos, y luego, se realizó la identificación de los horizontes de interés relacionados con la información de los pozos, que fueron la base en el apoyo y la inicialización de un secuencia de trabajo que tuvo la cadencia de identificación, propagación, resolución y correlación, en ciclos ajustados de interpretación.

El análisis de los datos sísmicos, su verosimilitud geológica y la relación armoniosa entre unos datos sísmicos robustos y la información geológica, siempre son el marco necesario en la primera etapa de análisis, sobre todo si se desea tener un rendimiento de calidad ascendente.

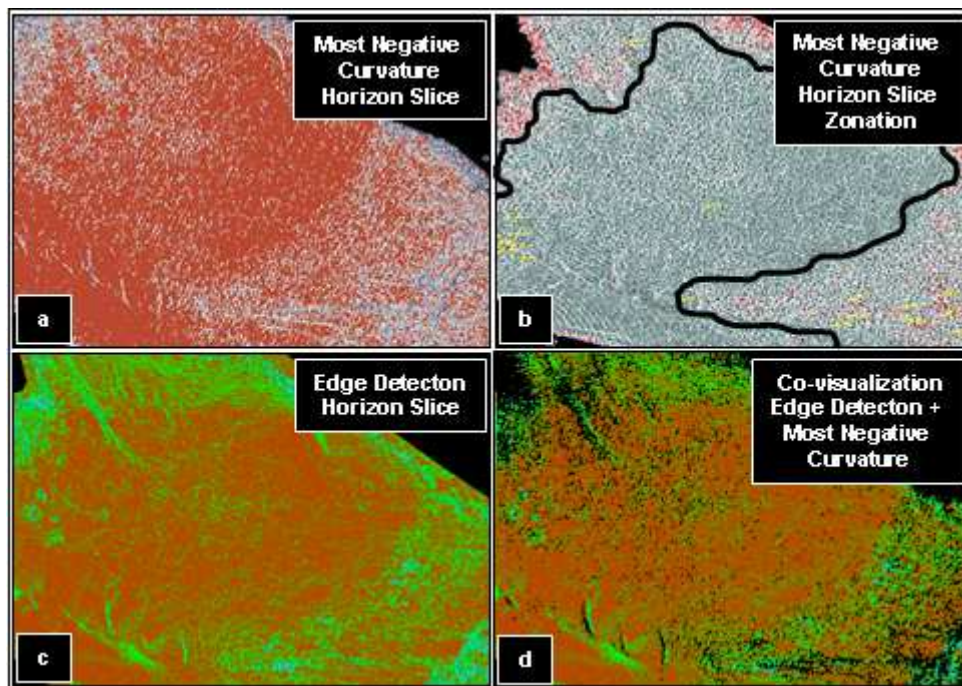
## *Atando cabos sísmicos, una primera aproximación a la realidad geológica*

La interpretación de las imágenes tanto de pozos o sísmicas, integrando criteriosamente los sub-volúmenes y gráficos interrelacionados de variables, inducen y orientan la conducta y el régimen del esfuerzo en el reconocimiento de morfologías singulares.

Una vez que los reflectores de interés fueron identificados e interpretados, las secuencias involucradas fueron analizadas en detalle y una vez que se identificó su expresión en tiempo sísmico, se generaron los sub-volúmenes correspondientes a cada ventana de análisis seleccionada, previendo que cada uno de ellos contenga al menos una muestra por cada traza en los resultantes micro-cubos.

De esta manera, se tuvo la posibilidad de analizar el comportamiento de la respuesta sísmica en los sub-volúmenes generados. Esta metodología y el flujo de trabajo asociado, se repitió en tres secuencias identificadas como de interés, una secuencia en la parte superior, otra media y otra basal de la columna geológica que contiene a los reservorios no convencionales de este estudio. En términos generales es posible identificar un criterio apropiado para cada disposición particular de eventos que incluya los diferentes niveles a ser analizados.

En este punto, el criterio del intérprete y su interacción con el equipo multidisciplinario se convierte en un elemento importante para llevar a cabo el análisis del conjunto de datos integrado después de reconocer las respuestas a los procesos a los que ha sido sometida la información. La consistencia de los eventos reconocidos en sucesivos horizontes sísmicos y ventanas adyacentes aumenta la probabilidad de su plausibilidad. Con el fin de mostrar las características intrínsecas de la información sísmica disponible es necesario ir un paso más allá y considerar los datos desde un nuevo punto de vista. Esto depende de la actitud del intérprete en relación con los datos disponibles y de la búsqueda de innovación que casi siempre es posible.



**Figura 1.** a) *Horizon slice* de la *most negative curvature*, b) El mismo atributo con una paleta de colores distinta y la interpretación de la zonificación, c) *Horizon slice* del atributo geométrico *Edge Detection* con similar distribución de singularidades que la *most negative curvature* y d) Co-visualización entre ambos atributos geométricos.

Previamente, los datos sísmicos disponibles (*pre stack time migration*) fueron filtrados con el fin de preparar los datos antes de realizar los cálculos especiales. Este proceso debe ser entendido como para poner en evidencia las características del tipo de ruido a ser removido y luego seleccionar la herramienta adecuada para ser aplicada. Este paso es muy importante porque los atributos geométricos, por ejemplo la curvatura, lo que puede ser pensado como la segunda derivada de cualquier superficie, es muy susceptible a las anomalías producidas por ruidos en la superficie tratada.

Los filtros a utilizar pueden ser de diferente diseño y siempre deben estar contruidos para alcanzar un compromiso entre la eliminación del ruido en forma efectiva sin reducir la resolución, sin enmascarar los detalles o cambiar el carácter sísmico.

Con respecto a los datos de este estudio y con el fin de mejorar la relación señal/ruido, y además minimizar el ruido residual, fueron diseñados ocho filtros diferentes. Los que mejor conservaron la mencionada relación, fueron un filtro *triangular filter trace mix* de 7 trazas, con más peso en la traza central y un filtro *dip scan stack*, con una ventana horizontal de 7 trazas. Este último aplicado en la dirección de las inlines y reescalando la información a número entero de 8-bits, para evitar la generación de artefactos sísmicos no deseados, o algún otro *pitfall* en el momento de la interpretación.

Cabe señalar que la relación señal/ruido es particular para cada conjunto de datos sísmicos y también es específica para cada ventana de análisis. Los resultados de esta mejora de los datos debe estar encuadrada a en el contexto geológico de la zona de estudio.

Tal como es el caso con las amplitudes, en los atributos geométricos, especialmente la curvatura, la resolución sísmica y la capacidad de identificar los detalles más grandes o más pequeños, también se ven afectados básicamente por el contenido de frecuencia de los datos sísmicos. Para visualizar esta situación, del conjunto de datos 3D, se generaron y analizaron un cubo longitud de onda corta (contenido de alta frecuencia) y un cubo de longitud de onda larga (contenido de baja frecuencia). Se diseñó un filtro Ormsby 35/40-75/90 hz y fue aplicado a los datos para generar el cubo de longitud de onda corta y otro de 8/10-40/45 hz para generar el de onda larga.

En cada una de las ventanas de los sub-volúmenes en que se dividieron las secuencias de interés y sobre los cubos filtrados con las características anteriores mencionadas, algunos de los atributos clásicos calculados, mostraron una zonificación o asociación de valores que persistió y fue consistente en los resultados observados en el atributo de *Reflection Strength*, *Perigram*, *Quadrature* y *Perigram por coseno de la fase*. Esta zonificación o asociación particular también se observó en las respuestas de los atributos clásicos geométricos como *Edge*, *Dip* y *Dip Azimuth*, en las ventanas seleccionadas como de interés (*Figura 1*).

El proceso de estos atributos sísmicos convencionales y su utilización en la interpretación y caracterización de estos eventos, ha tenido un considerable impacto en la imagen de la distribución de familias de respuesta similar (en algunos casos pueden asimilarse a sismofacies) y han llevado a estas trasformaciones matemáticas del dato sísmico tradicional, a describir el primer contexto de asociación visual de las secuencias en estudio, brindando un punto de vista distinto y coherente con el comienzo de la definición del modelo estático sísmico buscado.

Si bien este tipo de información ha permitido aumentar el poder de análisis y clarificar más eficientemente las características de los eventos en estudio de manera más integral, tanto las herramientas matemáticas para el análisis colectivo de la información con los atributos sísmicos instantáneos y geométricos convencionales, como la calibración con la información de pozos, de perfiles y de coronas, ofrecieron indicios ciertos de una tendencia de predicción consistente, por ejemplo, de las propiedades de asociación singular. De todas maneras, no fue posible hasta este punto del estudio lograr una caracterización robusta y confiable. Fue necesario dar un salto cuantitativo en el análisis para continuar sobre la cadena de valor del flujo de trabajo.

Para disponer de una primera visión integral de los aspectos geométricos relevantes, en el entorno de los intervalos sísmicos identificados en las secuencias de interés, se calcularon dos cubos de coherencia, uno con una ventana de 16 mseg (con objetivo sesgado al aspecto estratigráfico) y uno con una ventana de 60 mseg, apuntando más a visualizar los alineamientos estructurales. En este punto ya fue visible el impacto de la optimización y normalización realizadas sobre los datos. Este aspecto, este proceso debe ser lo suficientemente rígido como para no alterar la naturaleza propia de la información adquirida, pero lo suficientemente flexible como para permitir evidenciar aspectos que de otra manera hubieran quedado encubiertos en el conjunto.

La coherencia casi siempre es una herramienta que ofrece un soporte robusto para identificar y vincular los elementos estructurales presentes en los datos sísmicos 3D, especialmente cuando hay arreglos complejos de fallas que se superponen e interactúan. En la respuesta sísmica de estos eventos, incluso utilizando complejos algoritmos disponibles en la actualidad en el tratamiento de los datos (como la *pre stack depth migration*), que permite una mayor confianza en la interpretación de los datos sísmicos, en muchos casos las incertidumbres persisten y pueden producirse errores importantes en el momento de la definición del modelo estático en la caracterización sísmica de reservorios.

El carácter sísmico de las discontinuidades estructurales y estratigráficas casi siempre involucra variaciones laterales en la forma de onda, cambios de fase, efectos de borde y variación de amplitudes. En el área de estudio, la persistencia de algunos patrones singulares detectados por los distintos procesos y cálculos de

atributos geométricos, que analizados conjuntamente con la evaluación geológica disponible en estos sectores, evidenciaron zonas claramente identificadas como sujetas a diversos grados de *stress* tectónico.

A través de la interpretación de los datos sísmicos, juntamente con el cubo de coherencia, fue relativamente ágil reconocer los sectores muy afectados por fallas, algunas de ellas de importancia, aunque también fue posible reconocer claramente las regiones afectadas por las mismas. En el contexto general y desde el punto de vista areal, gran parte de la región no se vio afectada, si la observamos desde el punto de vista de la coherencia o de las amplitudes. Por lo tanto, fue simple el reconocimiento de una zonificación o agrupación en familias de las respuestas a los procesos realizados, que fueron básicamente dos, desde el punto de vista de los atributos clásicos y que parecieron ajustarse hasta este punto, a los datos de los horizontes interpretados.

La configuración y la disposición presentada en los resultados vistos sobre los *horizon slices* de los cubos de los atributos de curvatura, mostraron la persistencia de la zonificación mencionada (asociada en principio a distintos grados de *stress* y fallamiento), particularmente para la secuencia intermedia y superior, aunque no con la misma intensidad y carácter sísmico. Pero el aspecto de los rumbos de las fallas se manifestó claramente e hizo más relevante la identificación y definición del esquema estructural de la información proporcionada por el cubo de coherencia.

Hasta este punto entonces, se contó con la información normalizada, los horizontes vinculados a la información de los pozos y la definición de ventanas sub-paralelas a los horizontes interpretados y los micro-cubos sísmicos asociados a las mismas, generados a través de la extracción de *stratigraphic horizon slices* (que contemplan las variaciones geométricas de los topes y bases de los cuerpos reconocidos dentro de las secuencias). Además, se disponía ya con los cubos de coherencia procesados con criterio estratigráfico y estructural, tal lo mencionado anteriormente. Estos cubos fueron el primer soporte a los esquemas geométricos que se fueron delineando, conjuntamente con la interpretación de los resultados de los atributos instantáneos y geométricos convencionales detallados.

Como la *most negative curvature* fue la que en este punto del estudio insinuó ya un comportamiento particular en la asociación de sus valores, también fueron calculados los cubos de la *specular most negative curvature* y de la *opposite most negative curvature*, mostrando en ambos casos una gran consistencia con rasgos similares evidenciados en los resultados de la *most negative curvature*. Entonces se generaron sendos *horizon slices* en las ventanas en que se habían dividido las secuencias mencionadas anteriormente y se extrajeron de los cubos calculados, los *horizon slices* de cada tipo de curvatura calculado, para seleccionar finalmente la más conveniente teniendo en cuenta el contexto geológico y todos los datos integrados disponibles.

Como resultado del análisis de los rasgos que se insinuaron en los atributos instantáneos y geométricos convencionales, pudieron destacarse tres zonas que denominamos Oeste, Central y Este. En estas áreas fue consistente y muchas veces relevante, la asociación de eventos agrupados con igual respuesta. Cuando fueron extraídos los *horizon slices* del cubo del atributo de la *most negative curvature*, fue categórica la asociación insinuada en los atributos convencionales, y cobró un alto impacto visual la asociación de respuestas similares en las tres zonas mencionadas (*Figura 1 b*)).

En este punto del estudio se observó la manifestación de una zona Central con características relativamente homogéneas y distintas de las observadas en las zonas Este y Oeste, las cuales parecían comportarse de manera similar desde el punto de vista de la respuesta de los procesos realizados, o sea, dos familias con patrones distintos. Esta situación manifiesta invitó no sólo a explicar las razones de esta respuesta, sino a buscar profundizar las diferencias que pudiese haber entre ellas, tal como lo sugería el contexto geológico y básicamente, el comportamiento geomecánico de este sector particular de la columna.

### ***Interrelación de los atributos y co-visualización buscando asociaciones, buscando el nexo***

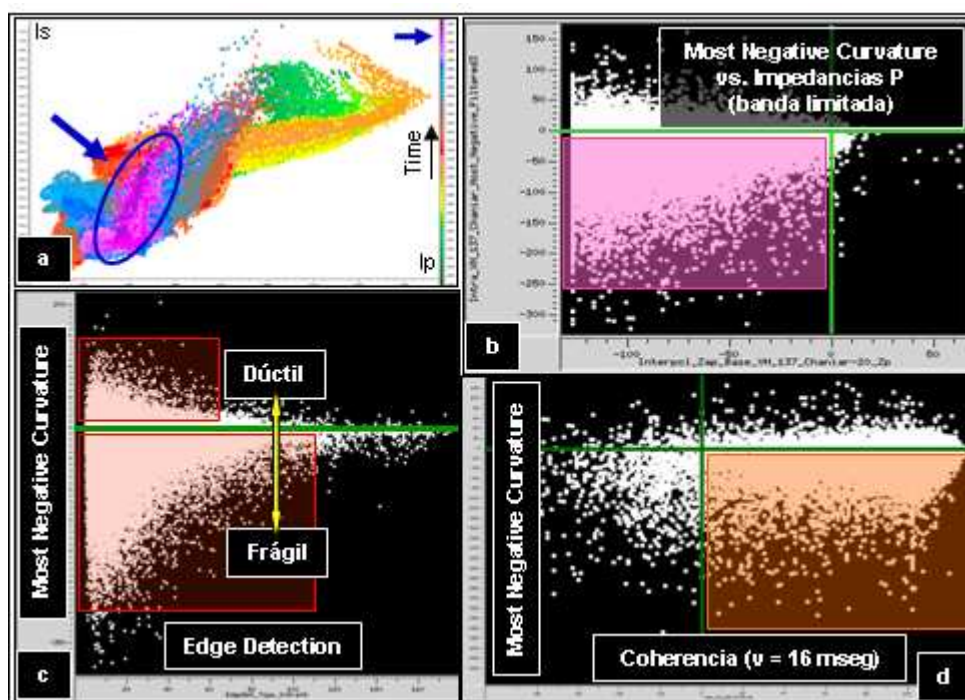
Analizando los resultados de la extracción de los *horizon slices* de los cubos de los atributos clásicos y de los atributos calculados especialmente (incluyendo la *most negative curvature*), fue notable la evidencia de la zonificación mencionada anteriormente y a niveles particulares de los sub-volúmenes, estas manifestaciones fueron notables.

Al analizar en detalle estos patrones, especialmente los relacionados con las singularidades de la *most negative curvature*, la definición de los dos patrones antes mencionados, se reconocieron dos grupos de familias diferentes, en la secuencia superior y más claramente en la secuencia intermedia. El análisis geológico del contexto nos llevó a vincular estos dos patrones a zonas con diferentes grados de actitud tectónica, una en la que aparecerían sistemáticamente las fracturas naturales y otro que mostró el efecto de la

sobreimpresión de fallas con zonas de estrés tectónico que afectó a zonas determinadas a lo largo del tren de fallas.

Para tener una visualización más ajustada del comportamiento del atributo geométrico de curvatura, se procesó el *Shape Index* (Marfurt et al, 2012), el cual se expresa como  $s = f(2/\pi, k_1, k_2)$ , en donde  $k_1 \geq k_2$  son las curvaturas principales (*most negative curvature* y *most positive curvature*). Del cubo obtenido, se extrajeron *horizon slices* en las secuencias de interés y la aglomeración de elementos diferenciales de curvatura, se presentó como una asociación sistemática y regular de dos elementos definidos por los autores referidos, como *valley* ( $s = -0.5$ ) y *ridge* ( $s = +0.5$ ). Estas asociaciones se presentaron con gran consistencia respecto de las nubes de puntos observadas en los resultados de los cálculos de curvatura y caracterizaron básicamente la vinculación con las zonas de stress ya descritas (zonas Este y Oeste del estudio).

En este punto, tenemos disponible una herramienta que no sólo podrá acompañar los resultados proporcionados por los atributos clásicos, sino que claramente resalta en determinadas regiones particulares características que podrán facilitar decisiones, por ejemplo, en el momento del diseño del plan de perforación o del tratamiento con fracturas hidráulicas. Sin embargo, muchas otras variables podrán tenerse en cuenta a fin de lograr la mejor aproximación a la solución de la problemática propia de la interpretación de los reservorios no convencionales.



**Figura 2.** a) Crossplot de impedancias P versus impedancias S, valores bajos de  $I_p - I_s$  en una nube cercana a la sección inferior de la secuencia basal (con mayor porcentaje de TOC), b) Crossplot entre atributo geométrico *most negative curvature* e impedancias P. El rectángulo muestra la región central de valores asociados (bajas impedancias P y altos valores del atributo *most negative curvature*), c) Crossplot con la relación entre dos atributos geométricos (*most negative curvature* y *Edge Detection*). El rectángulo mayor muestra los valores asociados de la nube de *Edge Detection* bajos y los más altos valores de la *most negative curvature*, ésta es la zona frágil. El rectángulo rojo menor muestra la zona dúctil identificada, d) Crossplot de la *most negative curvature* versus los valores de coherencia (ventana = 16 msec). El rectángulo muestra la asociación particular de valores más altos de la *most negative curvature* y los valores altos de coherencia, en las zonas circundantes a las de *stress* elevados. En estos gráficos es relevante reconocer e interpretar la ubicación de los baricentros de las nubes de valores en cada cuadrante o sector.

Si se comparan los resultados obtenidos a partir de la información de *horizon slices* extraídos del cubo de coherencia con los *horizon slices* extraídos del cubo de la *most negative curvature*, por ejemplo, es fácil visualizar la facilidad en la identificación de las fallas de distintos órdenes que muestra el atributo geométrico de curvatura, por lo que hay dos aspectos importantes para resaltar aquí: un resalto real en la asociación de eventos de respuesta sísmica similar y las áreas asociadas, y una sólida tendencia a asociar y vincular esquemas de fallamiento complejo que incluye la detección de fallas sutiles, especialmente importantes cuando estas características producen un alto impacto sobre las condiciones geométricas de los reservorios (Figura 2).

Estas características no sólo contribuyen en distintos aspectos de la caracterización sísmica de estos reservorios y en la configuración del modelo estático, sino también, y más específicamente en el caso de los reservorios no convencionales, a proporcionar importantes elementos para el diseño y la determinación de los parámetros de fractura para la estimulación hidráulica y la producción de los pozos.

El análisis de los *crossplots* de la interrelación de diferentes variables y la ubicación e interpretación de los baricentros de las nubes de puntos en cada cuadrante, fue una herramienta muy útil sobre todo cuando para la detección sísmica de singularidades evidenciadas en los diferentes atributos. Con el fin de comprender la relación entre los atributos sísmicos geométricos, por ejemplo, se analizó el impacto de las observaciones de los resultados de los *crossplots* de atributos para definir el comportamiento en particular las asociaciones mencionadas.

Generalmente los *crossplots* se utilizan rutinariamente por ejemplo, en el análisis AVO, ya que proporcionan una herramienta de visualización y análisis apropiada para un intérprete mediante la cual se pueden ver tendencias y correlaciones entre los cálculos matemáticos realizados en forma independiente y que están vinculados a través de la geología del reservorio. Pero necesitábamos comprender las características de las secuencias identificadas, relacionando a través del atributo de curvatura, pensándolo como una medida de la deformación de la superficie estructural, y la coherencia, como una medida de la discontinuidad de la forma de onda. Ambos cálculos, procesados con su algoritmo particular, se mostraron convergentes en una zona común de concentración de valores, en donde la información evidenció una asociación particular.

La observación y el análisis de los gráficos de interrelación, y en especial en el rango de interés, mostraron que los valores de los atributos de coherencia y geométricos (principalmente la *most negative curvature*), sistemáticamente resaltaron la mencionada asociación, orientando el énfasis de los estudios a estas zonas particulares. Se han destacado mediante cuadros coloreados aquellas asociaciones en donde es posible identificar más claramente la relación entre los distintos grupos de clústeres. Estas regiones están en concordancia, desde el punto de vista de los resultados de la *most negative curvature*, con los mayores valores del conjunto, lo que indica, entre otras cosas, que cuando la coherencia no puede proporcionar ayuda en la identificación de estos eventos únicos, el atributo de la *most negative curvature* si puede hacerlo. Esta situación está claramente evidenciada, particularmente en la zona central del área de estudio. El procesamiento de *crossplots* adecuados es una poderosa herramienta para el análisis y el soporte técnico que han tenido los resultados de este estudio de reservorios no convencionales.

Se ha tomado como referencia el micro-cubo extraído de la ventana definida en la secuencia intermedia, como ejemplo más significativo y es del cual se han de mostrar la mayoría de los gráficos del presente trabajo. Obviamente que tanto hacia la secuencia basal, como hacia la secuencia superior, tal como se ha mencionado anteriormente, las características básicas se mantienen y si bien son similares, hay ciertas variaciones propias de la posición estratigráfica que ocupa cada ventana de análisis dentro de la secuencia mayor que se ha estudiado, más allá del lógico impacto sobre las mismas de los eventos geológicos que la subyacen o suprayacen respectivamente.

Si observamos el gráfico de la interrelación del atributo de coherencia (con ventana estratigráfica) y la *most negative curvature* (filtrada), para las muestras del micro-cubo de referencia mencionado anteriormente, puede verse claramente (se destaca con un rectángulo de color en el *crossplot* de la Figura 2) que el núcleo o baricentro de concentración de la nube de puntos de la *most negative curvature*, presenta mayor cantidad de valores más negativos asociados al núcleo de valores más altos de la nube de puntos de coherencia. De aquí que en las zonas donde hay más quietud tectónica (menor fallamiento), o sea donde se distinguen valores más coherentes, para estos reservorios no convencionales, se evidencia una gran concentración de valores altos de la *most negative curvature*.

Esta característica se explica, aunque parcialmente, porque los valores mayores de la *most negative curvature* están asociados no solo a las zonas de explícito fallamiento (muchas veces también evidenciado a través de otros atributos geométricos), sino a las regiones de altos valores de *stress* vinculados a los trenes de fallas presentes. Un panorama más amplio de esta hipótesis de trabajo se verá completado con el detalle de las características geomecánicas sísmicas y su interacción con las respuestas de los atributos geométricos de los reservorios en estudio.

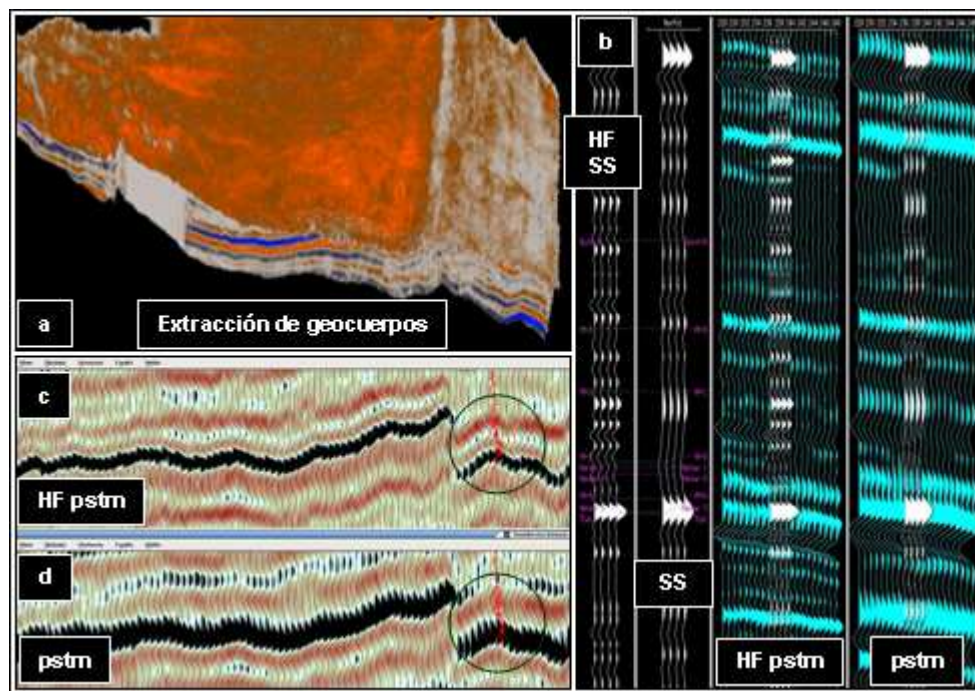
### ***El incremento de las frecuencias sísmicas y su impacto en la definición geométrica de los geocuerpos***

En la búsqueda de una alternativa que pudiese impactar en la definición de ciertos cuerpos constitutivos de la arquitectura interna de las facies representadas en las secuencias en estudio y como parte de intentar comprender el arreglo interno de las mismas, el límite de resolución sísmica disponible se transformó en una

barrera desafiante para superar. Cuando mencionamos el concepto de resolución sísmica involucramos tanto el aspecto cuantitativo como cualitativo de la misma. Si bien mediante los atributos y procesos especiales se llegó a mejorar el enfoque y definir un poco más los detalles menores de los cuerpos, fue necesario realizar con este objetivo un procesamiento del cubo de datos apuntando a recuperar la pérdida de las altas frecuencias. Este procesamiento se realizó con máximo criterio y cuidado a los efectos de evitar la generación de imágenes sísmicas que sean producto de algún cálculo matemático asociado a este proceso y así evitar que los resultados no respondan a la realidad geológica y a la impronta que de ella tiene el dato sísmico.

La atenuación de las ondas sísmicas emitidas se produce por distintas razones en el subsuelo. La pérdida de frecuencias es más notable en las frecuencias altas ya que éstas son absorbidas más rápidamente, con lo cual se obtiene finalmente un espectro de frecuencias más estrecho, lo que implica una caída en el nivel de la resolución disponible. La restauración del ancho de banda teórico puede realizarse de varias maneras, teniendo cada una de ellas un impacto distinto en la recomposición final deseada. Entre los métodos disponibles se pueden mencionar: *Spiking deconvolution*, *Time-variant spectral whitening*, *Q compensation*, *Loop deconvolution*, *Curvature attribute development* y *Spectral decomposition inversion for seismic reflectivity*. Estos, utilizados con criterio y fundamento, pueden proporcionar una visualización que permita que las características geológicas sutiles puedan ser más fácilmente identificables.

La mejora de los datos sísmicos a través de la restauración de frecuencias en general muestra, tal como se mencionó anteriormente, un aumento significativo en la resolución de las geometrías sutiles y terminaciones de los geocuerpos, siendo esta característica más clara en las zonas de bordes y en situaciones de acunamientos o también en la mejora de la visualización de estructuras sutiles afectadas por el ruido de baja frecuencia. Se debe tener presente que una mejora de la frecuencia, en la mayoría de los casos, también conduce a un aumento en los niveles de ruido (*Figura 3*).



**Figura 3.** a) Extracción de geocuerpos (amplitudes) de la principal secuencia de interés, b) Sismogramas sintéticos sobre *pre stack time migration* y *pre stack time migration* con incremento de frecuencias, c) y d) Detalle de sección sísmica del cubo *pre stack time migration* y *pre stack time migration* con incremento de frecuencias. Puede verse el resultado del incremento de frecuencias sobre la definición de la geometría de un cuerpo sub-sísmico detectado por el perfil del pozo (*Gamma Ray*).

Obviamente, dependerá de la profundidad del objetivo la pérdida de altas frecuencias asociada y de allí es que algunos cuerpos comiencen a estar por debajo del límite de resolución, convirtiéndose en eventos sub-sísmicos. Este problema es más severo en litologías compactas y carbonatos, los cuales tienen velocidades más altas y por lo tanto será más factible la sintonía manifiesta en un espesor menor en tiempo. Muchas veces estos datos son parcialmente alterados por no haber sido eficientemente tratados en la etapa del

procesamiento de los datos que involucra la supresión del ruido aleatorio y la supresión de los *footprints* de la adquisición de datos.

En general se puede decir que a través de este proceso se logra disminuir, en cierta medida, la incertidumbre en la interpretación, las zonas de reflexiones débiles pueden mostrar mejor continuidad y además debe tenerse en cuenta que estos métodos no implican en general demasiadas horas de procesamiento, por lo que su costo no debería ser significativo.

Sin embargo, todos los métodos mencionados son susceptibles al tipo y nivel de ruido presente en los datos, con lo cual cuanto mejor sea la relación señal/ruido disponible, más exitoso será el resultado final del proceso. Siempre debe tenerse en cuenta que el límite del proceso de optimizar el ancho de banda, debe ser realizado con un enfoque conservador y focalizar el proceso a determinados problemas puntuales a mejorar, buscando una respuesta espectral consistente con los parámetros de adquisición.

En el cubo disponible en el área de estudio se remuestrearon las trazas sísmicas a 0.5 milisegundos dentro de la frecuencia de Nyquist, y cada cambio en el signo de la derivada temporal de las trazas fue reemplazada por un pulso, de igual magnitud y signo que la muestra en dicho punto de cambio. Con este proceso se generó una nueva traza formada ahora por pulsos más o menos dispersos, que permitieron contar con un ancho de banda más amplio, hasta la mitad de la frecuencia de muestreo.

Posteriormente se realizó un balanceo espectral y se filtró la traza mediante un filtro pasabanda en el rango de la frecuencia esperada. Esta banda de frecuencia puede ser el barrido sísmico original inyectado en el terreno en el momento de la registración (si se tratase de sísmica adquirida con vibradores, que es el caso de nuestro ejemplo) o puede ser el rango de frecuencias observado en los registros de explosivos sin procesar. Finalmente se aplicó un filtro multicanal FXY para la reducción del ruido aleatorio generado por el método utilizado, procurando además que minimizara los cambios bruscos entre cada traza procesada y las trazas cercanas a la misma.

De esta manera se dispuso de un cubo con un ancho de banda restaurado, recuperando altas frecuencias y que en algunos casos puntuales permitió, utilizándolo con criterio, encontrar la resolución, en especial de algunos bordes de los geocuerpos que tenían en sus extremos geometrías sub-sísmicas pero que su expresión había sido detectada en los datos de pozo. Puede verse en el ejemplo de la *Figura 3* como se resuelve el detalle de la geometría del cuerpo en una expresión de perfil de pozo de índole sub-sísmica. Estos detalles aportaron elementos geométricos adicionales en la definición de la arquitectura de las secuencias de estudio.

### ***Las impedancias, recorriendo el camino inverso***

Se realizó para los datos disponibles, un proceso de Inversión Elástica Simultánea, obteniendo los cubos de Impedancias P, Impedancias S, Densidad, Lamda-Rho y Mu-Rho. Para este proceso fueron utilizados los datos de más de 40 pozos perforados en el área, información de pases formacionales y de secuencias de interés, horizontes sísmicos interpretados, datos de perfiles de pozos (editados y calibrados con los datos sísmicos), estudios de coronas, sismogramas sintéticos, información de sísmica de pozo y demás datos que fueron analizados y aplicados tanto para la construcción del modelo de *background* como para el cálculo, ajuste, evaluación y control del procesamiento final.

Previamente, se estudió la factibilidad inicial de realizar esta inversión, tanto para los CRP *gathers* como para los CMP *gathers*, analizando los niveles de ruido y la preservación de las amplitudes a través de la relación señal/ruido presente en los registros sísmicos. Los *partial angle stacks* y las calibraciones optimizados para la inversión, fueron utilizados respectivamente para la generación de los modelos de *background* de Vp, Vs, y Densidad, que fueron utilizados luego para obtener los correspondientes modelos de Impedancias P, Impedancias S y Densidad. La inversión simultánea realizada fue una inversión multitraya condicionada.

De los cubos de Impedancias P y S fueron extraídos los *horizon slices* de los microcubos generados anteriormente y vinculados con las secuencias de interés. Estos resultados mostraron desde la secuencia más somera hacia la secuencia inferior, un incremento en la región cubierta por las bajas impedancias, tanto P como S. Especialmente se comenzó a visualizar una respuesta asociada a las zonas Este y Oeste, con valores bajos de impedancias y sobre todo, en los niveles próximos a la secuencia basal, la cual tiene documentado un alto nivel de TOC (*Total Organic Content*). Debemos tener en cuenta que valores importantes de TOC se encuentran directamente relacionados con el contenido de hidrocarburos.

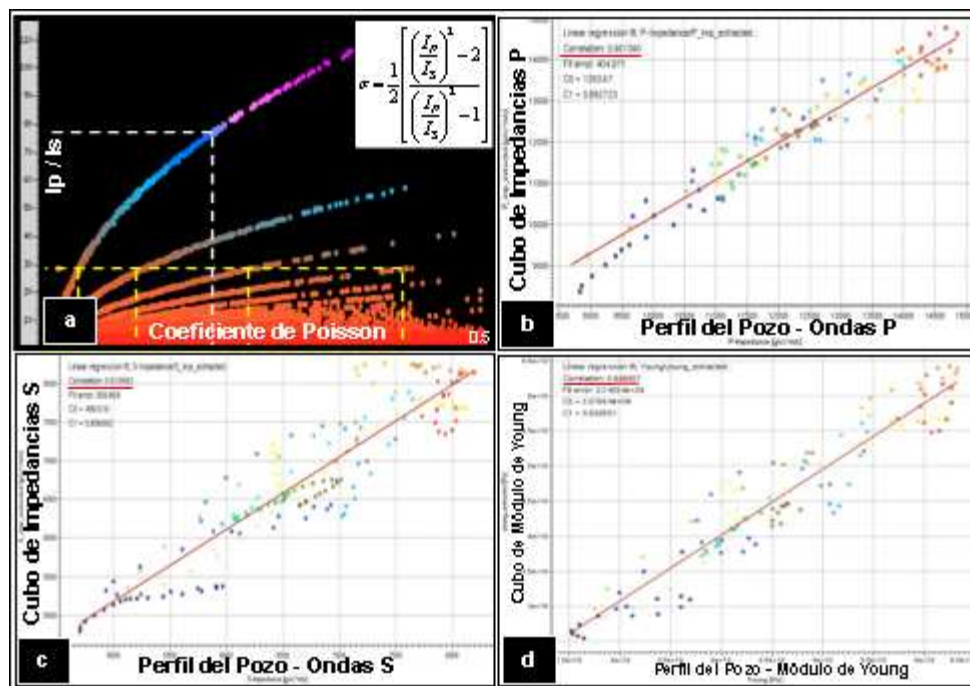
De todas maneras la información lograda a través de la inversión elástica realizada fue por si misma algo insuficiente para evidenciar aspectos más impactantes en la caracterización sísmica de estos reservorios no convencionales, aunque ha sido la puerta de ingreso al siguiente paso del estudio, el análisis geomecánico sísmico. Las palabras dúctil y frágil se han convertido en dos descriptores claves para la caracterización de

los reservorios no convencionales. La primera está más relacionada con el contenido de materia orgánica presente en estos reservorios y la segunda con el enriquecimiento en minerales frágiles de sílice y/o de algunos minerales carbonáticos, como calcita y dolomita, que hacen que la roca sea más frágil y por ende sea más fácil su fracturamiento. Los reservorios de lutitas orgánicas son un medio de considerable anisotropía debido a la presencia de fracturas, contenido de materia orgánica, laminaciones, alineamiento de los minerales, etc. Todos los datos sísmicos adquiridos sobre estos depósitos se verán afectados por estos valores importantes de anisotropía, y el procesamiento e interpretación de la información sísmica debe tener en cuenta su análisis.

Por lo tanto, la Inversión Elástica fue la vía principal para el cálculo de los atributos geomecánicos sísmicos en este estudio. A partir de las impedancias P y S, y la Densidad, se obtuvieron las Constantes de Lamé ( $\lambda$  y  $\mu$ ), el Coeficiente de Poisson ( $\sigma$ ), el Módulo de Young (E) y el Módulo de Elasticidad Transversal (G), el Coeficiente de Fragilidad (BrittCoeff) y el Índice Young-Rho (Y- $\rho$ ). Con el fin de evidenciar las zonas más frágiles, la co-visualización de la *most negative curvature* y los atributos sísmicos geomecánicos se ha convertido en un indicador de fragilidad robusto en estos reservorios no convencionales.

### ***Los atributos geomecánicos sísmicos, un punto de vista robusto en la caracterización de reservorios no convencionales***

Al analizar los diferentes atributos y sus interrelaciones, es posible identificar y reforzar el carácter heterogéneo de estos reservorios. Por otro lado la respuesta sísmica a las propiedades sísmicas geomecánicas de los mismos, también muestra una distribución de eventos que se pueden asociar con familias depositacionales de facies. Mediante el análisis de los cambios detectados en los parámetros fundamentales que están asociados a las rocas mismas, por ejemplo el Módulo de Young (E), el Coeficiente de Poisson ( $\sigma$ ) y el Módulo de Elasticidad Transversal (G) es posible obtener una buena aproximación desde la sísmica a las propiedades litológicas de los reservorios, al comportamiento geomecánico sísmico de los mismos.



**Figura 4.** a) Relación entre el Coeficiente de Poisson y las Impedancias P y S. Para valores pequeños de la relación  $I_p/I_s$ , hay más de un valor que corresponde al Coeficiente de Poisson. Este particular comportamiento no es suficiente para definir zonas frágiles y dúctiles, b), c) y d) Correlación entre los valores de las trazas extraídas de los cubos de Impedancias P, S y Módulo de Young versus los perfiles de pozo de Impedancias P, S y Módulo de Young. En todos los casos el coeficiente de correlación es mayor a 0.9.

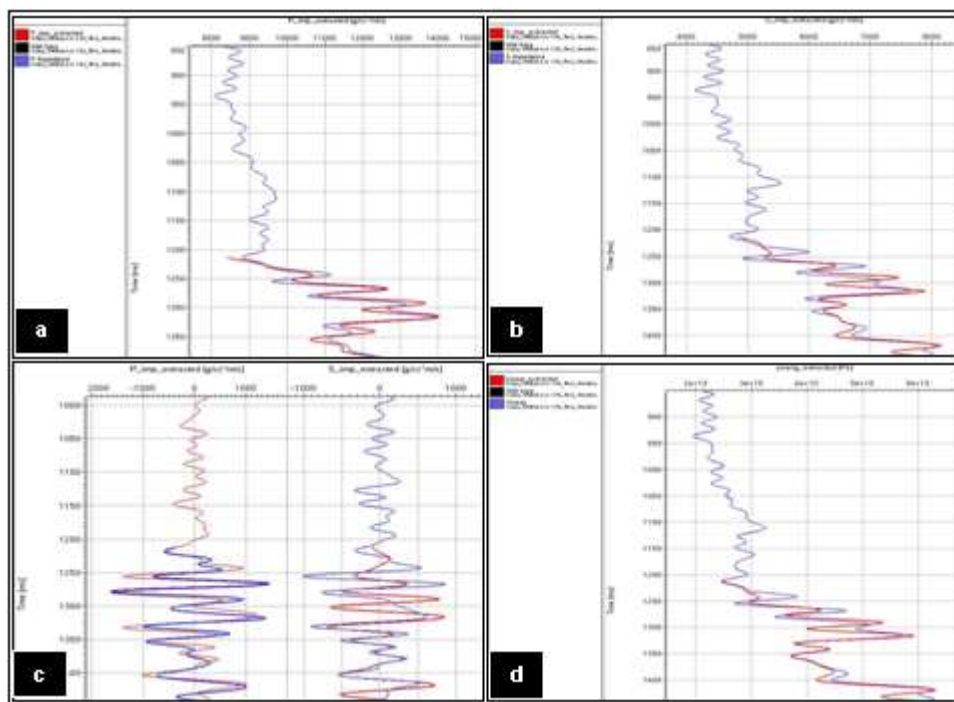
Esto último se presenta como naturalmente más apropiado que si basamos el análisis en los cambios en las velocidades de las ondas sísmicas, que tal vez puedan enmascarar y disimular a través de una interacción constructiva, los cambios asociados a los parámetros elásticos antes mencionados (Goodway et al, 1997).

Los análisis realizados sobre los cubos de  $\lambda$ - $\rho$  y  $\mu$ - $\rho$ , subproductos de la inversión elástica, no fueron definitivos en cuanto a la consistencia que se esperaba con relación a lo observado en los pozos testigo y a la identificación de zonas frágiles y dúctiles.

Para los cálculos de los atributos geomecánicos sísmicos, fue necesario primeramente, proceder a normalizar los cubos de Impedancias P, Impedancias S y Densidad. Cabe aclarar también que los procesos se realizaron en 32 bits punto flotante. Una vez obtenidos y analizados los histogramas de los cubos mencionados, se filtraron de manera tal de generar nuevos cubos con valores normalizados y dentro del rango admisible para cada variable. Una vez obtenidos los cubos normalizados, se volvieron a calcular los histogramas correspondientes para analizar nuevamente la distribución de los valores resultantes.

Además de esta comprobación, en dos pozos testigo, se comparó la traza extraída del cubo normalizado de Impedancias P, S y Densidad, con las curvas calculadas con datos de perfiles de pozo, aplicándoles un filtro corta-altos. Realizados los *crossplots* relacionando las trazas extraídas de los cubos normalizados con las curvas calculadas mencionadas, los coeficientes de correlación arrojaron valores más que destacables, situándose en el orden del 0.9 dependiendo del caso (Figura 4). Representando secciones arbitrarias en los cubos antes y después de la normalización, fue notable el cambio de carácter y de detalle obtenido en las mismas.

En este punto y con los cubos normalizados de la manera descrita, se realizó el cálculo de los cubos geomecánicos sísmicos. Estos cálculos se realizaron teniendo en cuenta que los valores cuya relación  $V_p/V_s \leq 1,41$  debían ser removidos, ya que de no hacerlo se hubieran generado valores del Coeficiente de Poisson ( $\sigma$ ) menores a cero, lo que no tiene sentido físico en la naturaleza. Si bien existen materiales generados en laboratorio, denominados materiales auxéticos, los cuales si poseen valores de Coeficiente de Poisson ( $\sigma$ ) negativo, no es el caso de aplicación en el análisis de los reservorios de este estudio.



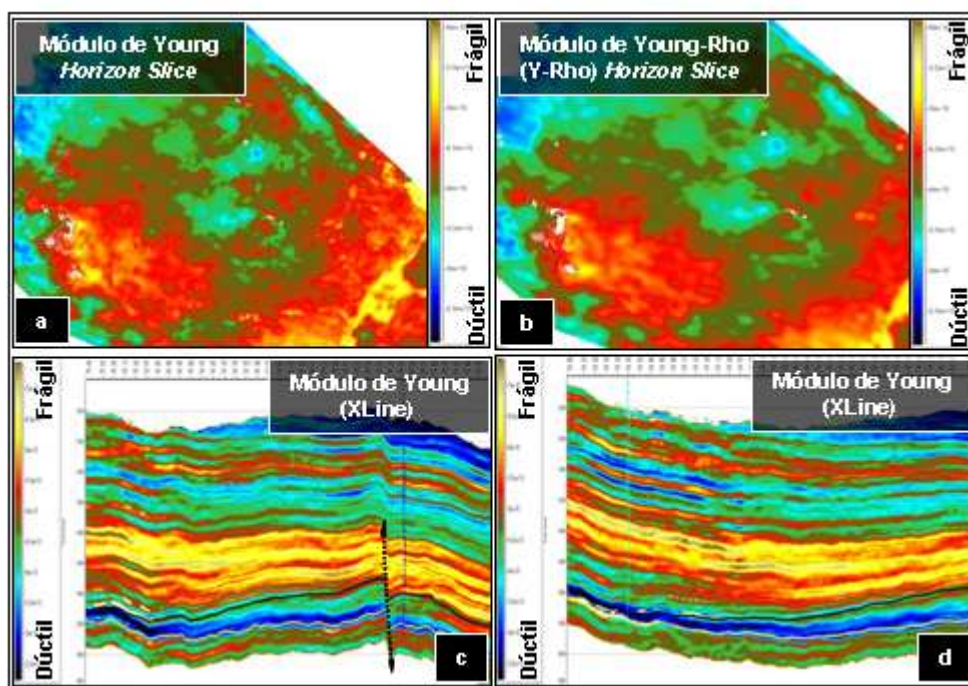
**Figura 5.** a) y b) *Tracks* con curvas de Impedancias P y S. Trazas extraídas de los cubos normalizados correspondientes y curvas calculadas con los datos de los pozos con filtro corta-altos aplicado, c) *Tracks* con Impedancias P y S. Trazas extraídas de los cubos normalizados y curvas calculadas con los datos de los pozos con filtro pasabanda 10-60 hz aplicado, d) Módulo de Young. Traza extraída del cubo normalizado y curva calculada con los datos de pozo con filtro corta-altos aplicado.

Procesados y normalizados los cubos de Impedancias P, S y de Densidad, se obtuvieron entonces los cubos finales del Coeficiente de Poisson ( $\sigma = f(I_p, I_s)$ ), Módulo de Young ( $E = f(I_s, \sigma, \rho)$ ), Módulo de Elasticidad Transversal ( $G = f(E, \sigma)$ ), Brittle Coefficient ( $\text{BrittCoeff} = f(E, \sigma)$ ) e Índice Young-Rho ( $E-\rho = f(I_s, \sigma)$ ). Con la información de estos cubos se extrajeron las trazas correspondientes a cada uno de ellos en las locaciones de los dos pozos testigos y se compararon con las curvas calculadas con los datos de perfiles de pozo con un filtro corta-altos. Posteriormente se procesaron los *crossplots* de cada traza extraída del cubo de atributo

geomecánico sísmico con la curva calculada con los datos del perfil del pozo testigo, verificándose valores de correlación muy satisfactorios, entre 0,8 - 0,95 (Figura 5).

De los cubos obtenidos de parámetros geomecánicos sísmicos, se extrajeron luego los *horizon slices* en los microcubos generados en el entorno de las secuencias de interés mencionadas anteriormente. Los resultados del análisis de estos *horizon slices* fueron realmente impactantes. Se identificaron claramente las regiones dúctiles y frágiles, verificándose con la información disponible de los pozos testigos. De este análisis, los valores del Módulo de Young (E) fueron los que más claramente representaron la distribución de zonas geomecánicas sísmicas amarradas con la información de los pozos. De la misma manera el Módulo de Elasticidad Transversal (G) y el Brittle Coefficient (BrittCoeff) validaron en la misma dirección estos resultados. No fue el caso del Módulo de Poisson ( $\sigma$ ), cuyos resultados evidenciaron elevada ambigüedad en la definición de zonas de distribución con características homogéneas.

Debemos mencionar que tal lo descrito anteriormente, como la normalización del cubo del Coeficiente de Poisson ( $\sigma$ ) implicó la extracción de valores anómalos, se generaron en el mismo zonas sin definición, que también aparecen como es lógico, en las secciones extraídas de este cubo. Además, como el cubo del Módulo de Young (E), el del Módulo de Elasticidad Transversal (G), el del Brittle Coefficient (BrittCoeff) y el de Índice Young-Rho (E- $\rho$ ), son en parte función del Coeficiente de Poisson ( $\sigma$ ), en las representaciones de los mismos (secciones extraídas, *horizon slices*), también se observaron zonas sin definición (Figura 6).



**Figura 6.** a) *Horizon slice* extraído del cubo Módulo de Young mostrando zonas frágiles y dúctiles, b) *Horizon slice* extraído del cubo Índice Y-Rho mostrando zonas frágiles y dúctiles, c) y d) Xlines del cubo del atributo geomecánico sísmico Módulo de Young. En ambas figuras, la curva es el Módulo de Young calculado con los perfiles del pozo.

En este punto del estudio, se aplicó una herramienta que fue definitiva en cuanto a la comprensión de lo que se había insinuado en mayor o menor grado en los pasos anteriormente detallados. Se trata de la co-visualización. Se realizaron co-visualizaciones de los valores de la *most negative curvature* conjuntamente con los *horizon slices* de los atributos geomecánicos. O sea que, el armazón ó esqueleto de la *most negative curvature* fue sobre-impuesto de forma semi-transparente a los *horizon slices* de los atributos geomecánicos sísmicos. Del análisis de estos gráficos se evidenció claramente la distribución de las regiones resaltadas por el atributo geométrico, con una zona destacada en el Este y otra en el Oeste y vinculadas a las expresiones zonales de *stress* ya reconocidas; pero ahora la co-visualización permitió poner en claro que ambas zonas si bien despertaron interés en un primer momento, podríamos decir en principio luego de un tamizado grueso de la información, ahora, se pudo diferenciar que una de estas zonas era mayormente dúctil y la otra mayormente frágil.

Además, se interrelacionó a través de *crossplots* la información de los atributos geométricos convencionales con los atributos geomecánicos sísmicos y también el atributo de *most negative curvature* con los atributos geomecánicos sísmicos. El análisis en detalle del comportamiento de las nubes de puntos de estos gráficos de

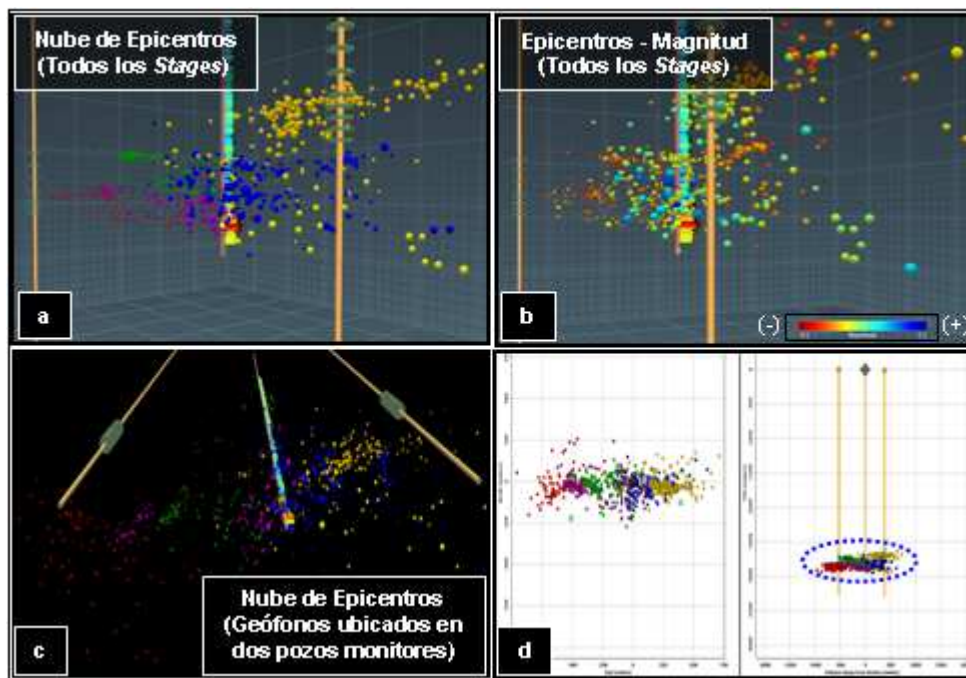
interrelación contribuyó al ajuste de los resultados de los atributos geomecánicos y los resultados de los pozos testigos perforados en estas zonas convalidaron ampliamente estas conclusiones.

Algunos de los atributos geométricos han demostrado ser poderosos organizadores de elementos arquitecturales de facies sísmicas. La relación entre ellos y los atributos sísmicos geomecánicos ofrece la posibilidad de visualizar, interpretar y, en muchos casos aumentar la evidencia de ciertas características que son muy a menudo sutiles en forma aislada, pero significativamente vinculadas cuando se relacionan entre sí. En este contexto, la generación de visualizaciones gráficas de interrelación y co-visualización, han sido la clave para revelar las características sísmicas de estos depósitos y la clave para disponer de indicadores fiables para la identificación de *sweetspots* sísmicos.

Además, la generación de *crossplots* interrelacionando los atributos sísmicos geométricos y geomecánicos, ha permitido enfocar y aproximar una solución convincente al problema, lo que refuerza la hipótesis de trabajo a través del análisis de la consistencia de las respuestas de diferentes atributos. La extracción de geocuerpos de estos atributos se puede incorporar en la modelización estática del reservorio. También es importante tener más claramente identificada la distribución de las zonas frágiles y dúctiles, cruciales para la toma de decisiones en el fracturamiento hidráulico y las etapas de estimulación.

### ***Microsísmica y monitoreo de reservorios inducidos de baja permeabilidad***

El monitoreo microsísmico ha pasado a ser una herramienta de inmejorables aplicaciones al momento de realizar las fracturas hidráulicas necesarias para inducir condiciones apropiadas en los reservorios no convencionales. Los eventos microsísmicos están asociados a la estimulación, y proporcionan propiedades y características de los efectos de las fracturas en una visión tridimensional, como el alto, la longitud y el azimuth. Esta técnica es utilizada para estimar el volumen de las fracturas y la identificación de las áreas involucradas, lo cual puede contribuir al aumento de la eficiencia de la estimulación y además el análisis de las nubes de eventos y sus características estarán manifestando con su comportamiento, las condiciones del contexto geomecánico en que se desarrolla la fractura.



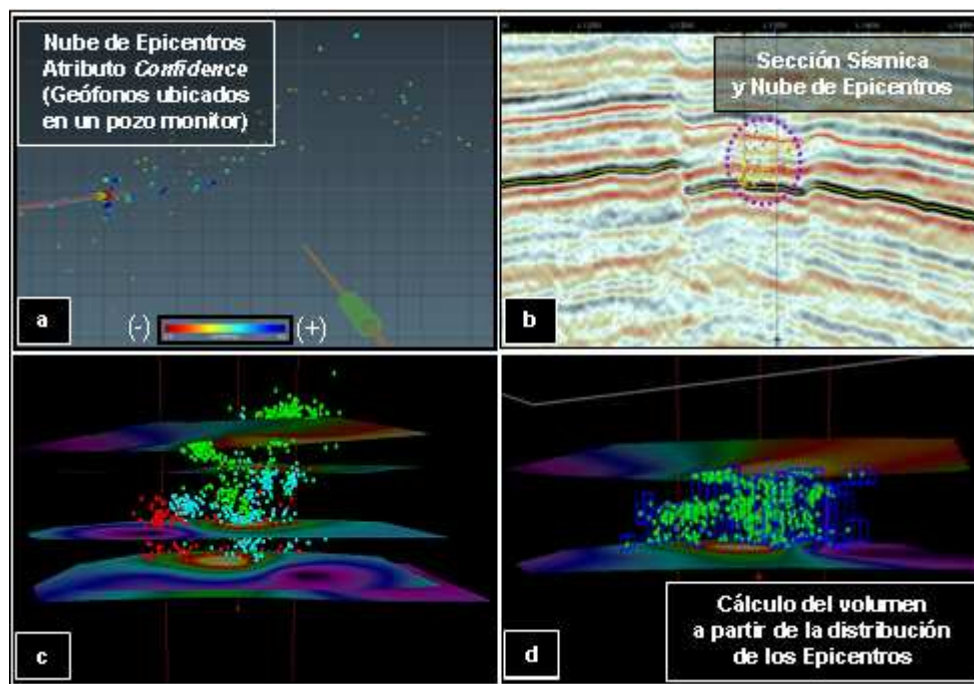
**Figura 7.** a), b) y c) Monitoreo microsísmico en la zona Oeste del estudio (con dos pozos monitores). Nube de epicentros (todos *los stages*). Posición y distribución de los eventos microsísmicos y magnitud de los mismos, d) Nube de epicentros mostrando una envolvente de distribución elipsoidal. El eje principal está orientado en la dirección de máximo *stress*, condicionado por el control del contexto geomecánico (visto desde el Suroeste).

Las técnicas analíticas permiten entender el campo de esfuerzos y algunos aspectos del mecanismo de fractura. A medida que el fluido de la fractura penetra en las formaciones, se produce una acción percusiva, cuyos movimientos acompañan el trayecto de la fractura y los epicentros de estos microsismos generados,

son los que constituyen los elementos de análisis del monitoreo, el cual es en tiempo real y proporciona un *feedback* valioso a través del análisis del comportamiento de los epicentros registrados (Figura 7).

Con el monitoreo microsísmico puede analizarse la concentración de los eventos para la identificación de estructuras activas y conexión entre zonas, estimar la magnitud y orientación del tensor de *stress* presente, brindar soporte al intérprete sobre la orientación del fallamiento y fracturas, caracterizar ciertos aspectos de la anisotropía sísmica, así como calibrar los modelos geomecánicos sísmicos a través de los modelos numéricos de sismicidad y su relación con los fluidos y las propiedades mecánicas de las rocas presentes. Actualmente, no es posible monitorear una fractura hidráulica desde el pozo en tratamiento debido al ambiente de ruido del propio pozo, por lo que los sensores de monitoreo se colocan en pozos cercanos (pozos monitores) o en tendidos de superficie. Dado que la señal acústica se atenúa a medida que atraviesa una formación, el pozo de tratamiento y el pozo de monitoreo deben tener preferentemente cierta proximidad. El modelado previo facilitará conocer las mejores condiciones de la operación. Para ello debe calibrarse el modelo de velocidades sísmicas disponibles, el cual puede ser estimado a partir de perfiles sónicos y datos de sísmica de pozo.

Los tiempos de arribo de los distintos eventos que viajaron por los diferentes estratos son calculados para la obtención de la ubicación de cada epicentro microsísmico. La localización correcta de los eventos debe soportarse con la orientación correcta de los geófonos. Se realiza un test de sensibilidad con el objetivo de conocer el nivel de ruido ambiente y a través de un filtro de onda específicamente diseñado se atenúa el impacto del ruido ambiente. Existen dos consideraciones clave para el diseño y la evaluación de la factibilidad de la operación: la primera es la probabilidad de que el evento sísmico tenga magnitud suficiente para su detección. Esto está relacionado con el ambiente y la fuente de la señal, los cuales son determinados por las propiedades de la formación y la fractura. La segunda consideración es la adecuación de la geometría y disposición de los sensores de recepción, dados los parámetros elásticos que afectan la propagación de la señal (Figura 8).



**Figura 8.** a) Monitoreo microsísmico en la zona Este del estudio (un solo pozo monitor). Nube de epicentros (todos los *stages*). Posición, distribución y atributo de *confidence*, b) Nube de Epicentros y sección sísmica cercana a los mismos (amplitudes) (zona Este). La envoltura de los epicentros es aproximadamente circular (vista desde el Suroeste). Esta característica geométrica está relacionada con el control del contexto geomecánico, c) Nube de eventos microsísmicos con la división de los *markers* principales (zona Oeste), d) Ejemplo de una secuencia de epicentros restringida para el cálculo de volumen (zona Oeste).

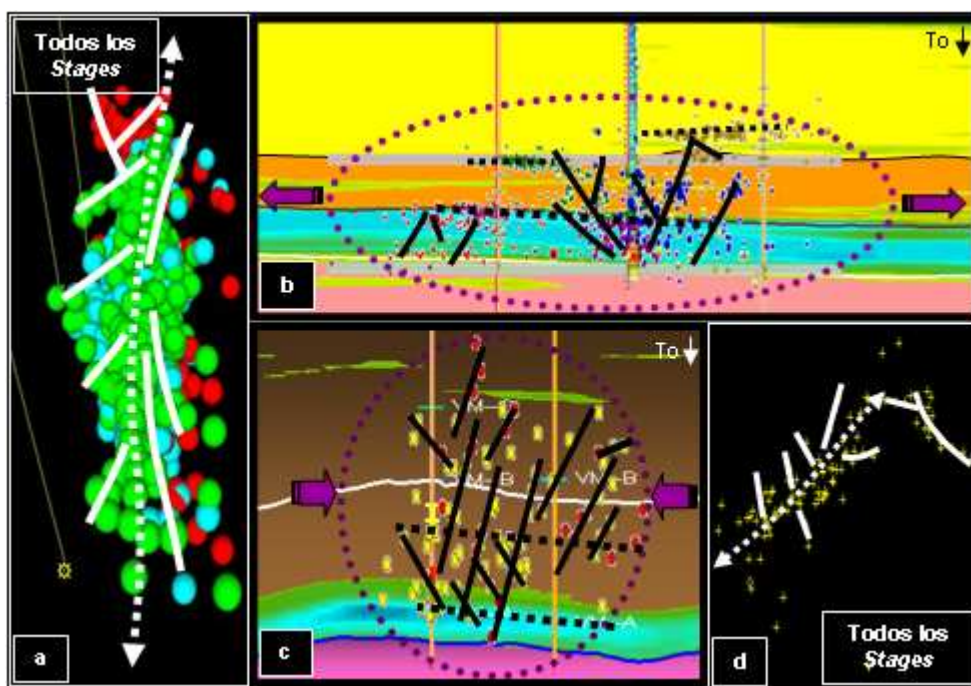
Pueden monitorearse las pérdidas de transmisión y el efecto de las capas del subsuelo sobre la señal. Es posible determinar la posición óptima del arreglo geométrico de los geófonos para identificar los mejores pozos candidatos para el monitoreo microsísmico. La distancia de los geófonos con respecto a la fuente microsísmica es uno de los parámetros determinantes del contenido de frecuencias de la señal recibida. Como las altas frecuencias se atenúan más rápido que las bajas, para una distancia dada entre fuente y receptor, una mayor parte del contenido original de baja frecuencia puede propagarse hasta el receptor.

Además, los eventos de mayor magnitud generan más contenido de menor frecuencia que los eventos de menor magnitud. La interpretación se facilita a través del coloreado y el dimensionamiento de los eventos y la magnitud de los mismos podría estar asociada a fracturas naturales ó inducidas dependiendo el caso.

Mediante el post-proceso, se determinan la totalidad de los puntos relevados y con gráficos 3D se visualizan, permitiendo de esta manera generar elipsoides para interpretar la geometría aproximada de la fractura. Para las magnitudes de los epicentros detectados se utilizan unidades arbitrarias que están relacionadas indirectamente con la magnitud Richter.

Se utilizan distintas opciones de paletas de colores y tamaño de los eventos para la comparación de parámetros, como la magnitud del momento, el momento sísmico, la relación entre los parámetros de los campos de ondas P y S, el residuo de velocidades RMS, la energía irradiada, el esfuerzo aparente y la caída de los esfuerzos. Se cuantifica el grado de interacción entre eventos microsísmicos basándose en su separación y tamaño.

En la zona de estudio, se perforaron dos pozos exploratorios con el objetivo de alcanzar y evaluar la potencialidad de reservorios no convencionales. Uno de estos pozos fue perforado en la zona Este y el otro en la zona Oeste. Estas dos zonas fueron caracterizadas sísmicamente tal como se lo ha descrito anteriormente y la expectativa y prognosis desde el punto de vista de los procesos realizados, se cumplió satisfactoriamente. Las fracturas hidráulicas realizadas en ambos pozos fueron monitoreadas por microsísmica. La prueba realizada en el primer pozo se registró con dos pozos monitores y la realizada en el segundo de los pozos se registró con un solo pozo monitor. Los geófonos fueron colocados próximos a la formación de interés, realizándose un modelado previo y la respuesta en cuanto a la detección de los eventos microsísmicos fue muy satisfactoria.



**Figura 9.** a) y b) (zona Oeste), c) y d) (zona Este). Interpretación del fallamiento y los principales alineamientos de los eventos en las nubes de epicentros, producto del monitoreo microsísmico, en b) y c) envolturas de geometría elipsoidal y circular respectivamente, relacionadas con la dirección del eje de máximo *stress*, con el control del contexto geomecánico de cada zona. Interpretación de fallamiento y alineaciones. En d) se pueden ver los alineamientos y la distribución particular de los epicentros y su relación con las fallas principales (zona Este).

Las nubes de los epicentros adquirieron una forma geométrica general que está relacionada con las características geomecánicas descritas para cada caso en particular. Es así como en el pozo de la zona Oeste, la nube de eventos tiene una elongación pseudo este-oeste y que si visualizamos en una abstracción un elipsoide que encierre a todos los puntos, el eje mayor de ésta se orienta de acuerdo a la dirección de máximo *stress*. Esta particularidad se presenta tanto en cada *stage* de la fractura por separado, como analizando la totalidad de los epicentros de todos los *stages* realizados. En el caso del pozo de la zona Este, la geometría general de la nube de epicentros es más pseudo-esférica, condiciendo con el sentido de las características geomecánicas sísmicas reconocidas en esta zona y con la orientación de los esfuerzos allí

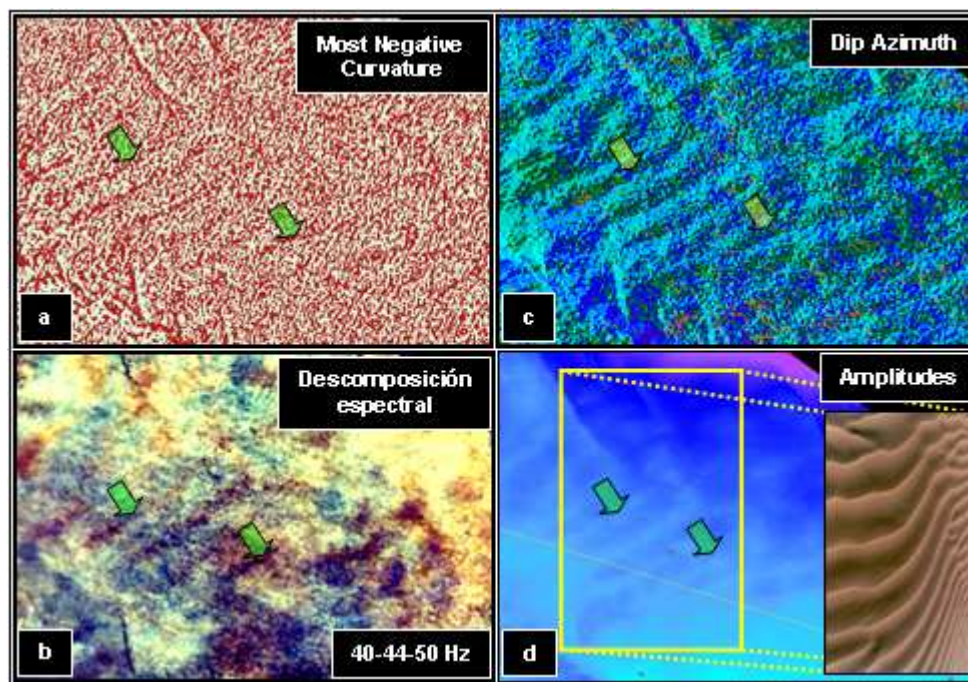
presentes.

La alianza estratégica entre microsísmica y geomecánica sísmica en los estudios de reservorios no convencionales, es un fuerte vínculo en la comprensión del comportamiento de estos reservorios al momento de la fractura hidráulica. La estimulación y la respuesta posterior a la misma de los reservorios inducidos, retroalimenta el modelo geomecánico sísmico y se entrelaza proactivamente para complementar el modelo estático. A medida que busquemos la mejor aproximación a la comprensión del funcionamiento del espacio intermedio entre causa y efecto de un monitoreo microsísmico, podremos avanzar en la interpretación de las fallas asociadas, direcciones de propagación y esquema de la red de fracturas vinculadas. Puede verse en los ejemplos de la *Figura 9* el patrón de las fallas que se han interpretado sobre la nube de epicentros de los pozos testigo.

En el caso de los resultados microsísmicos del pozo de la zona Este, hay una clara distribución en modos principales, uno de ellos estrechamente vinculado a una falla de importancia, tal como se puede ver en la *Figura* mencionada. También puede observarse que la magnitud de los eventos, en especial del pozo de la zona Oeste, esta agrupada en dos sectores de relevancia. Esta variación depende entre otras causas, de la distancia que tiene uno de los pozos monitores al pozo fracturado. Esto genera un impacto mayor en la manifestación de la magnitud de cada evento, tal como se ve en la *Figura 7*.

### ***Características particulares, algo más para ver***

En el caso de la secuencia basal, se utilizó el mismo enfoque metodológico que en las restantes secuencias, se definió su expresión en tiempo sísmico y se realizó la división en ventanas proporcionales, que dieron lugar a sub-volúmenes asociados a ellas. Se extrajeron *horizon slices* de los atributos geométricos convencionales y luego del análisis sistemático de los mismos se observaron en el *horizon slice* próximo a la base de esta secuencia inferior, ciertas morfologías consistentes tanto en su desarrollo longitudinal como en una repetición secuencial muy evidente.



***Figura 10.*** a), b), c) y d) Geometrías particulares y su orientación, ubicadas hacia la base de la secuencia inferior y mostradas en *horizon slices* extraídos de los cubos de *most negative curvature*, *dip azimuth*, descomposición espectral (40-44-50 Hz) y amplitudes, d) Interpretación ilustrativa. En todas las figuras, las flechas indican la ubicación de las geometrías observadas.

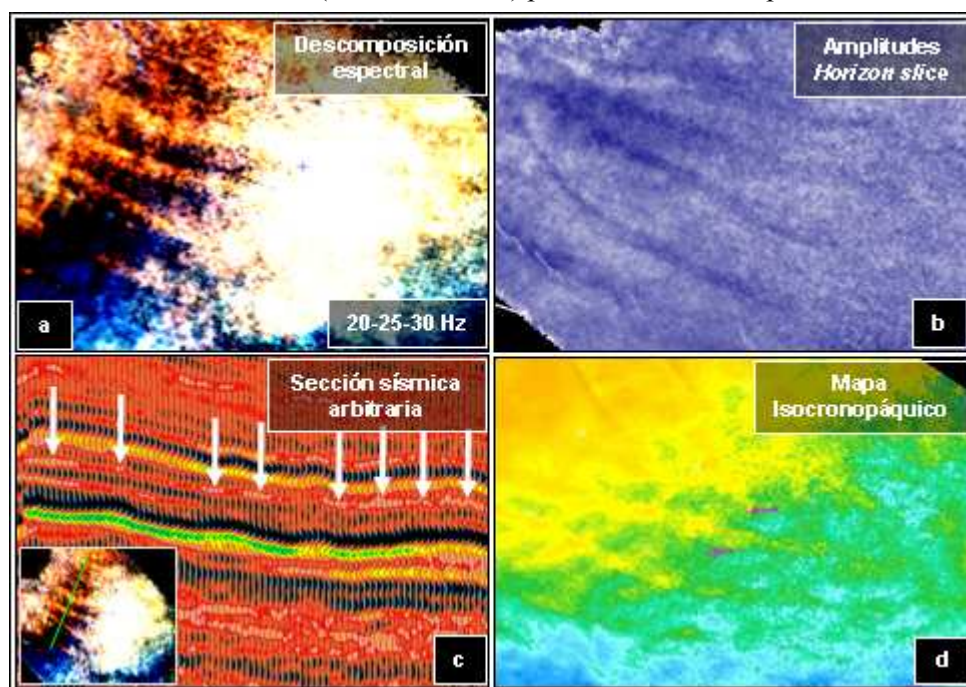
Estas formas reconocidas poseen una dirección definida, la que no puede asociarse a eventos relacionados con posibles *footprints* de la adquisición, puesto que de existir debería tener otra orientación si tomamos en cuenta el azimuth de las líneas sísmicas registradas. Además, no están asociadas a artefactos del procesamiento sísmico y son más relevantes sólo por el atributo de la *most negative curvature*. Esta misma observación se repitió en los *horizon slices* realizados 4 y 8 milisegundos por encima de la base de la

secuencia basal, y así como también 4, 8 y 12 milisegundos por debajo de la base de la formación en estudio, o sea dentro de la formación subyacente.

Esta morfología detectada con el resultado de la *most negative curvature*, se observó en los primeros términos de la secuencia basal y los términos finales de la formación subyacente a la que se estaba estudiando. Teniendo en cuenta las características de la apariencia sedimentaria de los términos superiores de esta formación subyacente a través de los pozos vecinos y los estudios geológicos de la zona, estamos en presencia de eventos eólicos, que pueden asociarse con morfologías de dunas (?) (Figura 10).

Sin embargo, el efecto que estas morfologías han tenido en los primeros términos de los reservorios no convencionales suprayacentes, puede haber sido en parte como control de la sedimentación, lo que podría haber inducido a estos procesos a copiar en parte estas formas y seguir la morfología de la superficie subyacente disponible. Esto podría explicar la geometría de estos eventos en los primeros términos de la secuencia inferior o basal.

Cabe señalar que en los *horizon slices* extraídos a partir del cubo de amplitudes sísmicas, estas morfologías no fueron observadas muy claramente. Ellas no tienen un gran impacto visible en las amplitudes, y se hacen visibles y evidentes en los *horizon slices* del cubo de la *most negative curvature*. Con esta consideración y dado el resultado y la persistencia de estas características, este es un elemento adicional a los mencionados anteriormente para la secuencia media y superior y para la ubicación de los futuros estudios, y además podría añadir interés en la búsqueda de las zonas entre las líneas morfológicamente reconocidas donde un mayor espesor de la secuencia de interés basal (sección inferior) podría haber sido depositado.



**Figura 11.** a) y b) Se pueden observar las imágenes de la distribución de las barras carbonáticas sobre la descomposición espectral (20-25-30 hz) y sobre las amplitudes (*horizon slice*), c) Sección sísmica arbitraria sobre la cual se indica con flechas la expresión de las barras carbonáticas en las amplitudes, d) Mapa isocronopáquico de los primeros términos de a secuencia en donde pueden observarse los alineamientos de las mencionadas barras.

Como parte de este estudio integral de caracterización se realizó el proceso de Descomposición Espectral sobre los datos sísmicos. Este análisis continuo tiempo-frecuencia a partir de una traza sísmica provee un espectro de frecuencia para cada muestra de tiempo (Castagna, 2010). O sea que es el proceso de descomponer o analizar una señal sísmica, que contiene todas las frecuencias posibles de recuperar dentro del ancho de banda que se ha emitido, en sus componentes espectrales o frecuencias constituyentes. Esta técnica permite mejorar notablemente la definición de eventos más allá de la resolución sísmica tradicional, ayudando a resolver caracteres geológicos que muchas veces no llegan a resolverse en el dominio del tiempo. Mediante la generación de mapas de interferencia de amplitud y la fase en el dominio de la frecuencia, se pueden identificar más rápidamente, por ejemplo, cuerpos estructurales y bordes estratigráficos que de otra forma pasarían desapercibidos en la delineación de distintas facies y ambientes de depositación, así como también en el mapeo estructural de detalle si además involucra la presencia de sistemas de fallas complejos.

Se generaron para este estudio los *tunning* o *resonance cubes*, definiendo las ventanas en tiempo apropiadas, para que los eventos sub-sísmicos manifiesten sus características en el dominio de la frecuencia. Una vez que fueron identificados aquellos componentes espectrales en los cuales se observaron caracteres de interés geológico, se generaron los distintos volúmenes de frecuencias discretas. Los mismos fueron analizados mediante el uso de sistemas de visualización apropiados.

Luego de disponer de los cubos de frecuencias particulares, se seleccionaron *horizon slices* en las ventanas de interés y mediante la selección y composición de tres *horizon slices* extraídos de los cubos de frecuencias particulares correspondientes, se analizaron las combinaciones sugeridas por los análisis de resonancia. Fue de esta manera como se evidenciaron algunos rasgos que solamente estaban definidos por la información de pozos y que desde las amplitudes sísmicas se visualizaban tenuemente. Estos cuerpos resultaron ser barras carbonáticas, próximas a la secuencia superior descrita anteriormente, que han sido descritas en sendos pozos vecinos del área.

Puede verse en la *Figura 11* que para la combinación de 20-25-30 hz se desarrollan estas barras sub-paralelas entre sí, y que luego se amalgaman en una zona central más amplia. Si observamos las amplitudes en un *horizon slice* extraído a un nivel próximo a estas barras, puede observarse como comienzan a evidenciarse, al igual que en el plano isocronopáquico entre techo y base de las secuencias en estudio. Además, las secciones sísmicas convenientemente tratadas y de orientación transversal a ellos, esbozan estos rasgos en las amplitudes. Pero es en la descomposición espectral en donde impactan con su mejor desarrollo. Estos eventos no están involucrados en los reservorios no convencionales analizados, aunque contribuyen a definir con mayor aproximación y detalle, la totalidad del modelo estático involucrado en el sector de la columna estudiado. Cabe mencionar que la visualización para las frecuencias de 40-44-50 hz, evidencian rasgos que pueden asociarse a los eventos vinculados con geoformas depositadas sobre geometrías de depósitos eólicos descritos anteriormente (ver *Figura 10*).

## Conclusiones

En el caso que los geocientíficos tengan el desafío de caracterizar sísmicamente reservorios no convencionales, en los que su aparente uniformidad hace que sea difícil identificar las facies sísmicas y, sobre todo, cuando los atributos sísmicos convencionales claramente no resuelven el problema, los atributos sísmicos geométricos y geomecánicos proporcionan una nueva perspectiva desde un punto de vista diferente. Esto a menudo da mayor sentido a la interpretación geológica sismoestratigráfica, especialmente de los reservorios mencionados, ya que las nuevas características se pueden identificar tanto en relación con la arquitectura interna y en los aspectos estructurales y estratigráficos de la caracterización, avanzando más allá de la resolución sísmica básica.

No sólo estas características contribuyen a la construcción de un modelo estático del reservorio, sino que también pueden contribuir a la identificación de opciones a considerar en la elaboración de la propuesta de los futuros pozos y, por ejemplo, en el diseño de las fracturas hidráulicas necesarias en este tipo de yacimientos no convencionales. Se ha presentado el análisis detallado de caracterización sísmica de un reservorio no convencional mediante el proceso y la observación detallada de los atributos geométricos de curvatura y los geomecánicos sísmicos.

Esta caracterización sísmica-geométrica y sísmica-geomecánica ha mostrado los beneficios de considerar los atributos mencionados frente a los atributos clásicos, que a pesar de ser un buen soporte para la interpretación, no brindaron los detalles necesarios para definir zonas de asociación y agrupación de respuestas similares o la definición del esquema estructural de detalle, especialmente a nivel sub-sísmico. Esta herramienta es un complemento robusto de los datos de la coherencia. Además, y tal como se ha mencionado anteriormente, el reconocimiento de zonas frágiles y dúctiles, co-visualizadas con la *most negative curvature*, solidificó el análisis y la identificación de los geocuerpos sísmicos para ser incorporados en el modelado estático de reservorios y mejoró la posibilidad de predicción del comportamiento de la estimulación hidráulica.

La identificación de las ventanas apropiadas y los correspondientes sub-volúmenes, y los cálculos e interpretación de los atributos estudiados, han hecho posible diagramar una secuencia de análisis eficaz y amigable en cada uno de los pasos. El reconocimiento de morfologías particulares, también claramente visibles en una progresión de análisis sistemático (visto para la secuencia inferior), fue una herramienta óptima para disponer de una imagen más completa en la oportunidad de desarrollar estos yacimientos no convencionales y que además serán un soporte de importancia a la hora de decidir futuras locaciones de pozos y también darán un contexto apropiado para el diseño de los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

El estudio que aquí se ha presentado, enfatiza la utilización de la Inversión Sísmica Elástica, pero profundizada y enriquecida con la obtención de parámetros geomecánicos generados a partir de la misma. Actualmente se está realizando un proceso de Re-Inversión Sísmica Elástica con nuevos algoritmos, que alimentará una vez más el círculo virtuoso de la interpretación en esta caracterización sísmica de reservorios y ajustará el modelo estático disponible. Además, la metodología propuesta combina los Atributos Sísmicos Geométricos y los Geomecánicos Sísmicos, dándole una importante sinergia, potenciando la respuesta conjunta y poniendo de manifiesto la interrelación entre ellos. En especial la conjunción de los resultados de la *most negative curvature* y del Módulo de Young, básicamente, fueron los pilares en la definición y la conformación de esta caracterización sísmica. Algunos otros atributos geométricos y geomecánicos mencionados en el texto, colaboraron en la sintonía fina. También cabe mencionar aquí que el Coeficiente de Poisson aportó información poco relevante en la identificación de las características geomecánicas de los reservorios no-convencionales estudiados.

A partir de esta combinación estratégica, se han podido discriminar y reconocer zonas dúctiles, frágiles y las variaciones intermedias de ellas, superando la limitación que para este fin presenta el análisis clásico de las Impedancias P y S. Las co-visualizaciones y los *crossplots* resultaron ser una herramienta valiosa y eficaz al momento de decidir los caminos de acción a seguir en el análisis de la secuencia de los trabajos, como así también llevaron a evidenciar rasgos que de otra manera hubieran quedado encubiertos o se hubieran manifestado con mucha menor relevancia a los efectos de su análisis e interpretación.

Se han integrado para este fin varias tecnologías y software, profundizando y normalizando rutinas de proceso e interpretación, construyendo un flujo que agrega valor en cada una de sus consideraciones y además se ha diseñado una metodología de trabajo aplicable a reservorios no convencionales y que también es adaptable a reservorios convencionales, considerando las condiciones de cada yacimiento.

La exploración y el desarrollo de petróleo (convencional) en reservorios de baja permeabilidad (no convencional) es un gran desafío y con frecuencia conduce en cada etapa de decisiones a la necesidad de aplicación de nuevas tecnologías, el diseño de mejores y específicos métodos de análisis y observación de los distintos procesos que intervienen, a través de los conceptos del pensamiento lateral. Este enfoque ha aumentado la probabilidad de éxito y fomenta el desarrollo de aplicaciones en equipos multidisciplinarios y genera un plan de flujo de trabajo particularmente bien definido antes de iniciar el estudio planificado que inducirá la interpretación y se convierte en un círculo virtuoso de calidad y capacidad técnica para apoyar futuras decisiones.

La planificación detallada de cada etapa en la interpretación iterativa e interactiva, conlleva una serie de decisiones que deben concatenarse para que la conjunción del esfuerzo intelectual del grupo de trabajo desemboque en una solución única y exitosa, en la cual la toma de decisiones sea una cascada lógica y constructiva en la integración multidisciplinaria. La visión integral de una interpretación generadora de valor se centraliza en el aprendizaje de la tarea grupal.

La tendencia a seguir un patrón natural o habitual de pensamiento muchas veces limita las soluciones posibles al problema que deseamos definir lo más detalladamente posible. Es posible romper con patrones rígidos, y así obtener ideas y soluciones mucho más creativas e innovadoras. Poner en evidencia caminos alternativos o desacostumbrados, brinda a veces la ansiada resolución de los problemas geológicos complejos, de una forma indirecta y con un enfoque creativo, para lo cual debemos provocar desafíos constantes en el equipo de trabajo interdisciplinario y que apunten a la distancia a un plan integral, acorde con la agresividad que permita la economicidad del proyecto.

## **Agradecimientos**

Agradecemos a Pan American Energy LLC por la autorización a publicar los ejemplos de las figures de este trabajo. Un agradecimiento especial a los colegas Carlos Seguí, Roberto Werner y Marcelo Roizman.

## **Bibliografía**

Bergbauer, S. T. Mukerji, and P. Hennings, 2003, Improving curvature analyses of deformed horizons using scale-dependent filtering techniques, AAPG Bulletin, Vol. 87, pp.1255-1272.

Berkhout, A., 2005, The seismic value chain-providing a new business concept for the seismic industry, The leading Edge, February 2005, pp. 146-149.

- Castagna, J., Batzle, M., and Eastwood, R., 1985, Relationships between compressional and shear-waves velocities in clastic silicate rocks, *Geophysics*, 1985, Vol. 50, pp. 571-581.
- Chopra, S., 2009, Interpreting fractures through 3D seismic discontinuity attributes and their visualization, *CSEG Recorder*, October 2009, pp.5-14.
- Chopra S., and Marfurt K.J., 2007, Volumetric Curvature-attribute applications for detection of fracture lineaments and their calibration, *Denver Geophysical Society, The Record*, June 2007, pp.23-28.
- Chopra S., and Marfurt K.J., 2007, Volumetric curvature attributes adding value to 3D seismic data interpretation, *The Leading Edge*, Vol. 26, pp.856-867.
- Chopra S., and Marfurt K.J., 2008, Emerging and future trends in seismic attributes, *The Leading Edge*, March 2008, pp.298-318.
- Chopra S., and Marfurt K.J., 2008, Gleaning meaningful information from seismic attributes, *First Break*, September 2008, pp.43-53.
- Chopra S., and Marfurt K.J., 2009, Curvature attributes aid interpretation, *The American Oil & Gas Reporter*, July 2009, pp.138-145.
- Chopra S., and Marfurt K.J., 2011, Euler curvature can be a calculated success, *The Geophysical Corner, AAPG Explorer*, December 2011.
- Chopra S., and Marfurt K.J., 2011, Getting more from frequency-enhanced data, *The Geophysical Corner, AAPG Explorer*, March 2011.
- Chopra S., and Marfurt K.J., 2011, Interesting pursuits in seismic curvature attribute analysis, *CSEG Recorder*, April 2011, 40-50.
- Close, D. I., Pérez, M., Goodway, B., Caycedo, F., and Monk, D., 2011, Workflows for Integrated Interpretation of Rock properties and Geomechanical Data: Application and interpretation, *Recovery, CSEG-CSPG-CWLS 2011 Convention*, pp. 1-3.
- Connolly, P., 1999, Elastic Impedance, *The Leading Edge*, April 1999, pp. 438-452.
- Goodway, W., 2001, AVO and Lamé constants for rocks Parameterization and Fluid Detection, *Recorder*, 2011, pp. 39-60.
- Hall, M., and Trouillot, E., 2004, Predicting stratigraphy with spectral decomposition, 2004 CSEG National convention, pp. 1-3.
- Hunt, L., Reynolds, S., Hadley, S., Downton, J., and Chopra, S., 2011, Causal fracture prediction: Curvature, stress, and geomechanics, *The Leading Edge*, November 2011, pp. 1274-1286.
- Klein, P., Richard, L., and James, H., 2008, 3D curvature attributes: a new approach for seismic interpretation, *First Break*, Vol. 26, April 2008, pp.105-111.
- Partika, G., Gridley, J., and López, J., 1999, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization, *The Leading Edge*, March 1999, pp. 353-360.
- Roberts, A., 2001, Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons, *First Break*, Vol. 19, pp. 85-99.

Sena, A., Castillo, G., Chesser, K., Voisey, S., Estrada, J., Carcuz, J., and Hodgkins, P., 2011, Seismic reservoir characterization in resource shale plays: Stress analysis and sweet spot discrimination, *The Leading Edge*, July 2011, pp. 758-764.

Slatt, R., and Abousleiman, Y., 2011, Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas shales, *The Leading Edge*, March 2011, pp. 274-282.

Verzi, H. and Suarez, M., 2004, Application of Spectral Decomposition to the Definition of Carbonated Bodies in the Middle Member of Quintuco Formation (Lower Cretaceous), Central Neuquén Basin, Argentina, AAPG International Conference, October 2004, pp. 1-6.

Warpinski, N., 2010, The Physics of Surface Microseismic Monitoring, May 2010, pp. 1-4.

Wessels, S., De La Peña, A., Kratz, M., Williams-Stroud, S., and Jbeili, T., 2011, Identifying faults and fractures in unconventional reservoirs through microseismic monitoring, *First Break*, July 2011, Vol. 29, pp. 99-104.