

VISUALIZACIÓN DE ATRIBUTOS EN TÉCNICAS DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA APLICADAS A FLUJOS DE TRABAJO MODERNOS

Maximiliano García Torrejón¹, Eduardo Trinchero¹, Luis Vernengo¹, Marcelo Perarnau¹

1: Pan American Energy LLC, mgtorrejón@pan-energy.com, etrinchero@pan-energy.com,
 lvernengo@pan-energy.com, mperarnau@pan-energy.com

Palabras clave: Atributos sísmicos, Covisualización, Flujo de trabajo, Procesos especiales, Caracterización de reservorios

ABSTRACT

Attributes visualization in Seismic Interpretation techniques applied to modern workflows.

The complexity of the subtle traps and the masking of the seismic response of interest of due to deficiencies in the acquisition or standard processing, can only be overcome with a broad criterion when using seismic interpretation tools appropriate to solve problems.

Innovative attributes designed from modern calculation and visualization criteria coming from the seismic data helps to design a solid and consistent workflow that allows geoscientists to recognize and define the reservoir geometries and emplacements in a more accurate and precise way. Several tools of interpretation and special processes will be presented in this work that allow get better illumination of such reservoirs, establishing their extension and position in the stratigraphic column. These innovative alternatives require a detailed construction design for the seismic interpreter that allows recognizing combined complex traps, where the seismic data reach can be extended to understand the stratigraphic and structural factors of the reservoirs of interest in the productive fields or in exploration areas.

These work methodologies show forceful visual effects at the time of defining the behavior of the bodies under study and exposing more accurately their position and relationships in the stratigraphic column, and it will allow obtaining better results and raising the confidence of the G & G working teams.

INTRODUCCIÓN

Los atributos sísmicos clásicos muchas veces brindan una solución satisfactoria en la caracterización de reservorios, aunque a veces no es tan evidente en presencia de reservorios complejos o debajo contraste de impedancias respecto de los sellos. El diseño de una metodología de trabajo sistemática y la utilización de nuevas herramientas de interpretación contribuyen a la caracterización sismo-geométrica y deben ser incorporados a las rutinas del flujo de trabajo de los equipos de G&G en la construcción y resolución de los modelos estáticos.

A partir de lograr una combinación estratégica de atributos y procesos especiales tomando

como dato de entrada la información sísmica post y pre stack se han observado mejoras en la definición de las geometrías de las sismofacies, esquemas complejos de fallamiento y en el reconocimiento de zonas de interés tanto en exploración como en sectores de delimitación de yacimientos. Estas nuevas tecnologías son aplicables además en áreas de escasa información, exploratorias y también en aquellas vinculadas a pozos de avanzada.

Las covisualizaciones múltiples de atributos y el incremento controlado del contenido de frecuencias, Bancroft (2009), resultaron ser herramientas valiosas y eficientes al momento de decidir los caminos de mejorar la solución de la definición de los cuerpos buscados. En el análisis de la secuencia de los trabajos de interpretación sísmica, incorporando nuevos y mejores atributos y visualizaciones espaciales en la secuencia de trabajo, muchas veces, se ponen en evidencia rasgos que de otra manera hubieran quedado encubiertos o se hubieran manifestado con menor relevancia a los efectos de su análisis e interpretación.

En la etapa del desarrollo de reservorios complejos, por ejemplo, el con atributos tales como la mejora del contenido de frecuencia, aportarán elementos claves en la decisión de nuevas locaciones de pozos y también darán un mejor contexto para el diseño de tratamientos de las fracturas si fuera necesaria su realización. Esto es un importante desafío para el equipo de trabajo y requiere además la validación de los aspectos geológicos de los reservorios intersectados.

Realizar la caracterización sísmica solo con aplicaciones tecnológicas básicas, no es suficiente en la mayoría de los casos. Muchas veces el contexto económico o los costos asociados de perforación, exige que la exploración y el desarrollo de hidrocarburos en yacimientos convencionales o no convencionales necesiten de ser más precisos en la predicción de roca reservorio, profundidad a alcanzar y contenido de hidrocarburos. Esto a menudo conduce en cada etapa de las decisiones a la aplicación de procedimientos innovadores y mejora el diseño de la metodología de evaluación.

La información sísmica a través de las covisualizaciones de múltiples atributos proporciona una nueva perspectiva de los datos y una alternativa robusta al definir las geometrías y evolución de las estructuras y su asociación con posibles trampas de interés prospectivo. Además, ayudan a enfocar y orientar, en muchos casos, los resultados de la caracterización sísmica. La perspectiva del estudio se agudiza así, dando como resultado una mejora en la definición de los elementos arquitectónicos estratigráficos y estructurales, especialmente en comparación con las metodologías de análisis más convencionales, Vernengo *et al.* (2017).

La observación y seguimiento de las incoherencias o inconsistencias en la continuidad de los rasgos sísmicos, constituyen uno de los elementos básicos incorporados de la técnica de análisis por multiatributos. Las mismas podrán ser reconocidas y resaltadas con mayor o menor intensidad de acuerdo al tratamiento que se le ha dado al dato sísmico y será función de la frecuencia media disponible y de la ventana de análisis seleccionada, Vernengo y Trinchero (2016).

Tal como se ha mencionado entonces, la elección del atributo o combinación de ellos que se utilizará en el proceso interpretativo es clave al momento de la búsqueda de definiciones geométricas

o para captar el carácter sísmico de los eventos interpretados. En el presente trabajo podrán apreciarse algunos ejemplos que evidencian la contundencia visual y resolutive ante determinadas problemáticas en entrapamientos estructurales y estratigráficos de diferente génesis y comportamiento. Debe existir una relación unívoca en la elección de los atributos a aplicar o desarrollar en cada caso particular, para que sean directamente sensibles a los rasgos geológicos buscados y a las propiedades petrofísicas de los reservorios de interés. Esta conducta de análisis permite mejorar la visualización y descripción de los ambientes de depositación y el contexto estructural.

CONTEXTO GEOLÓGICO

Los ejemplos que se presentan en este trabajo, están extraídos de información sísmica adquirida en el flanco norte de la Cuenca Golfo San Jorge. Si bien los atributos y las metodologías que se han incluido pertenecen a ejemplos tomados de la información mencionada, son herramientas que se pueden diseñar y aplicar a muchos escenarios diferentes para resolver los límites mínimos de los reservorios así como para determinar fehacientemente la estructura que los contiene.

La Cuenca Golfo de San Jorge es una cuenca desarrollada al este de los primeros contrafuertes de la Cordillera Patagónica entre los 44° y 48° S de latitud que ha tenido una compleja historia geológica (Fig. 1). Su basamento estuvo estructurado por una importante deformación compresiva asociada a una colisión neopaleozoica, seguido de períodos extensionales en el Jurásico Temprano vinculados a la apertura del Mar de Weddell.

En forma casi ortogonal se le sobreimpone en el Jurásico Tardío un fracturamiento extensional asociado a la apertura del Atlántico sur. Un régimen extensional predominó durante el Cretácico

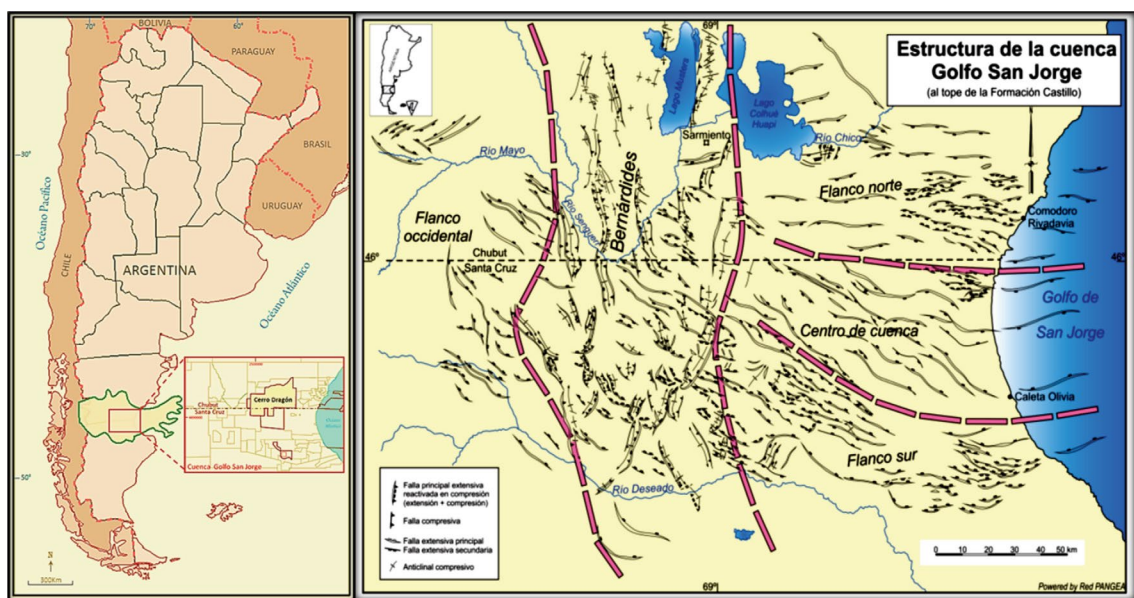


Figura 1. Ubicación y estructura general de la Cuenca Golfo San Jorge. Tomado de Figari *et al.*, 1999.

Temprano, esta vez producido por subducción con extensión, regida por el movimiento absoluto de la placa Sudamericana.

El inicio de la compresión en el Cretácico Tardío controló la subsidencia de carga tectónica de los depósitos continentales del Grupo Chubut en una cuenca de antepaís. Esta cuenca con un basamento altamente segmentado y con márgenes no confinados favoreció en el Cretácico Tardío la existencia de un fallamiento distensivo con una orientación subparalela al esfuerzo compresivo principal máximo.

Este sistema continuó durante el Paleógeno temprano, con conspicua rotación de los esfuerzos, que culmina en el Oligoceno con extensión primaria incipiente asociada a un volcanismo de intraplaca basáltico alcalino. Éste, estuvo asociado a una disminución del desplazamiento absoluto de la placa Sudamericana. La cuenca culmina su estructuración en el Neógeno produciendo la estructura actual de la faja plegada y corrida de los Bernárdides, Ramos (2015).

Es fácil comprender que la conjunción de esfuerzos distensivos y compresivos, llevan a que el enjambre de fallas asociadas a estos, sea de relevancia y dado que algunos de estos pulsos mecánicos están asociados a importantes eventos depositacionales regionales, se conforma una compleja disposición geométrica. Si bien la sismica puede reflejar esto en alguna medida, es necesario recurrir a otras alternativas interpretativas para mejorar la definición y comprensión de los esquemas presentes en el subsuelo del área, y en nuestro análisis, principalmente aquellos vinculados al sector productivo de la columna estratigráfica.

Para el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, y donde se emplazan los casos históricos analizados en este trabajo, las principales Formaciones Geológicas son: Fm Pozo D-129, Fm Mina El Carmen y Fm Comodoro Rivadavia, Sylwan *et al.* (2008).

METODOLOGÍA DE TRABAJO Y CASOS HISTÓRICOS

A partir del continuo desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos utilizando el mismo dato sísmico a través de los años, actualmente es mandatorio en la actividad del intérprete buscar herramientas y metodologías de trabajo con la finalidad de resaltar pequeños indicios que pudieran ser prospectivos y que generen nuevas oportunidades.

El registro sísmico 3D en muchos casos tiene más de diez años, por lo que los parámetros de esos momentos estaban asociados a la cantidad de canales y a la tecnología disponible. Por este motivo una posibilidad cuyos resultados buscan ser más robustos que la interpretación tradicional es recurrir a generar covisualizaciones múltiples de atributos (combinando dos o más atributos sísmicos) y así lograr interpretaciones más detalladas y representativas del subsuelo del área de estudio.

Para lograr este objetivo el intérprete sísmico tiene a disposición en muchos de los programas de interpretación modernos disponibles en el mercado, herramientas para filtrar, generar atributos

de segundo o tercer orden (de esta manera se denomina al atributo calculado a partir del atributo de la sísmica de entrada) y covisualizarlos con el objetivo de generar una visión que permita ir un paso más allá de las representaciones clásicas de amplitudes. A continuación, se mostrarán algunos ejemplos en casos que pueden ser similares a los que se presentan en la mayoría de las situaciones, en especial los casos de trampas combinadas.

Caso Histórico 1

Se presenta en el siguiente caso un estudio de atributos realizado sobre un bloque productivo de importancia en el cual se orienta el desarrollo hacia una zona de menor cota estructural mediante la utilización de atributos sísmicos seleccionados adecuadamente para determinar las características geométricas de la estructura presente en el subsuelo, como así también los rasgos de los relevos de falla y los esquemas sedimentarios vinculados al sistema de depositación. La selección criteriosa y detallada de atributos brindó la posibilidad de reconocer mediante una composición (*blending*) las mejores opciones de perforación.

La identificación de los relevos de falla y la visualización del sistema de depositación se vieron favorecidos por esta selección apropiada de porcentajes de intervención en el blending de cada uno de los atributos seleccionados (ver Figs. 2, 3, 4, 5 y 6).

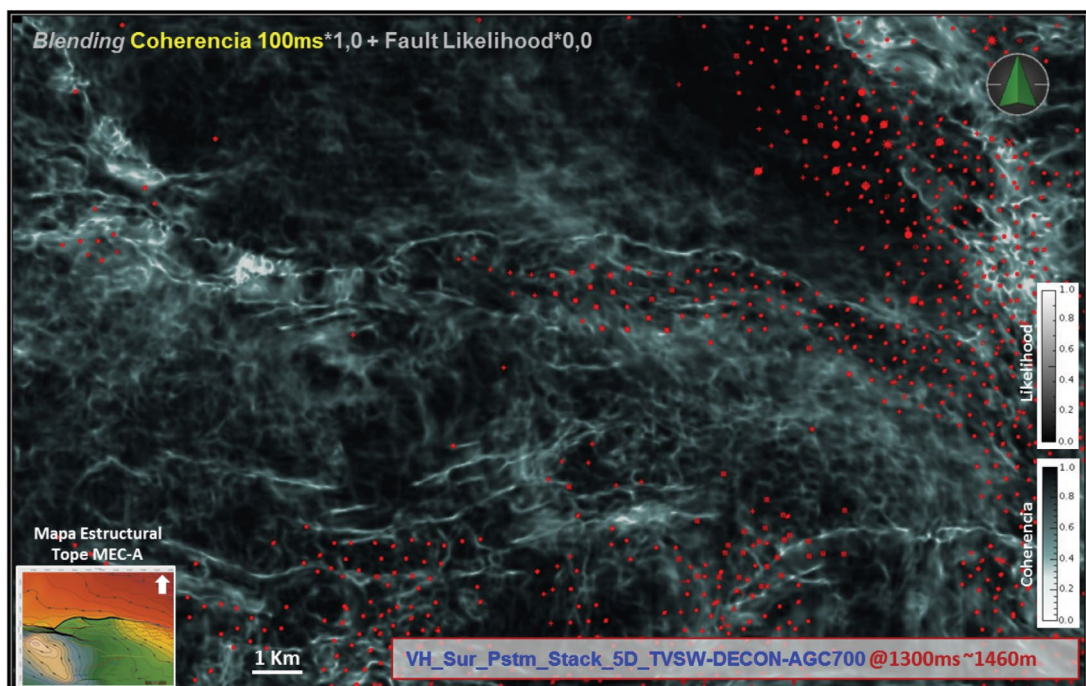


Figura 2. Horizon slice del atributo de Coherencia extraído sobre un horizonte próximo a la principal sección productiva. Puede observarse con cierto detalle la estructura general del bloque.

Para definir más ajustadamente el modelo estático para la caracterización de reservorios complejos o en las situaciones de avanzar con el desarrollo en sectores de delimitación de yacimientos, se ha enriquecido el flujo de trabajo del intérprete sísmico, incorporando las herramientas que disponen de atributos estructurales como por ejemplo la Coherencia y sus variantes, analizando distintas ventanas de aplicación. Luego, utilizando las posibilidades de la covisualización, se ha incorporado un atributo de realce estructural denominado *Fault Likelihood*, basado en la semblanza de Hale (2013), orientada a fallas para potenciar la identificación de detalles que impactan en el modelo final obtenido en el flujo de trabajo del intérprete sísmico. A su vez, para determinar las zonas de mayor depositación de sedimentos y vías de aporte de sedimentos finos, donde desembocan los sistemas fluviales que están vinculados a gran parte de los principales reservorios productivos del área, se ha generado una Covisualización del atributo de Coherencia conjuntamente con la amplitud RMS.

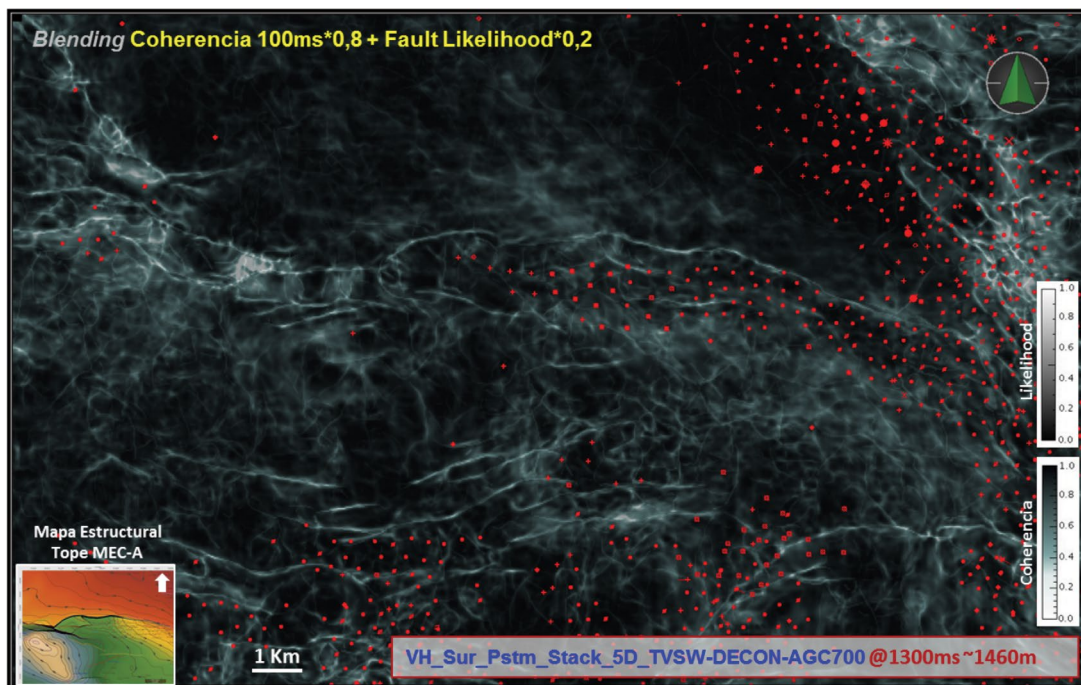


Figura 3. Horizon slice del atributo de Coherencia combinado con el atributo de realce estructural (*Fault Likelihood*) extraídos sobre un horizonte próximo a la principal sección productiva del área. En este caso, el blending está conformado con 80 % de Coherencia y 20 % de *Fault Likelihood*. Con esta covisualización de los mencionados atributos, pueden observarse más claramente los relevos de falla.

Tal como se ha mencionado, ambos atributos se han extraído sobre un horizonte próximo a una de las secciones de principal interés productivo y que están asociadas con ciertos relevos de fallas. La posibilidad de resolver la geometría de los mismos, (Figs. 4 y 5) y reconocer la situación de coincidencia con cierta posición de la desembocadura de los sistemas fluviales presentes y documentados por pozos (Fig. 6), fue determinante para continuar el desarrollo del bloque hacia las

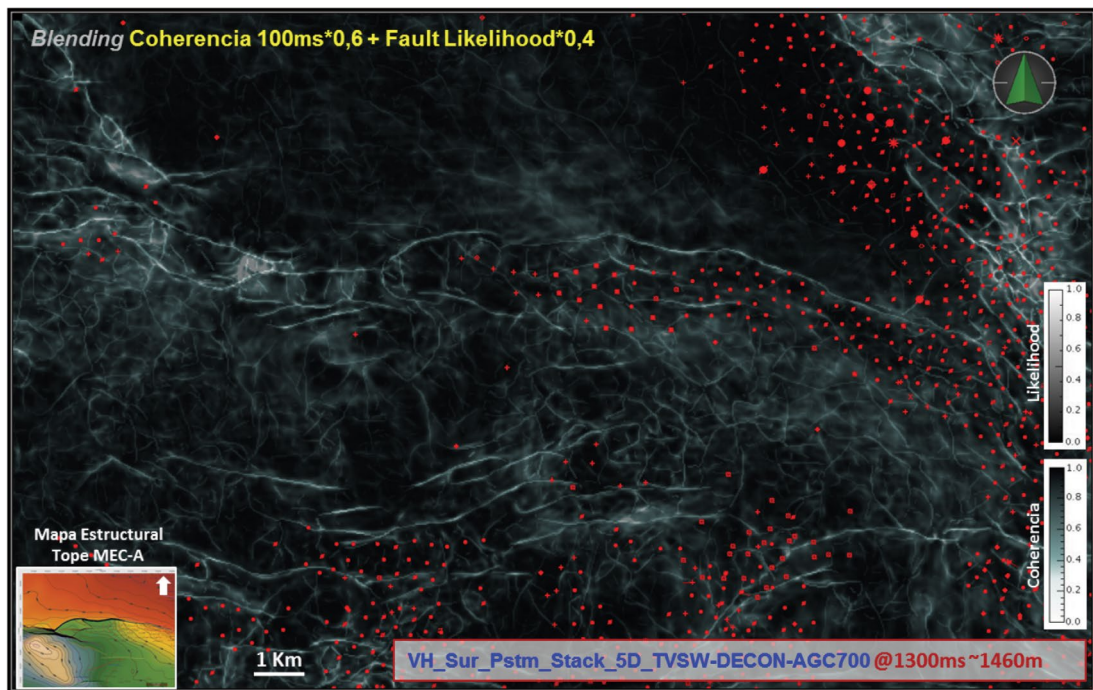


Figura 4. Horizon slice del atributo de Coherencia combinado con el atributo de realce estructural (Fault Likelihood) extraídos sobre un horizonte próximo a la principal sección productiva del área. En este caso, el blending está conformado con 60 % de Coherencia y 40 % de Fault Likelihood. En este caso se ha logrado una visualización mucho más ajustada de los elementos estructurales, en especial los relevos de falla.

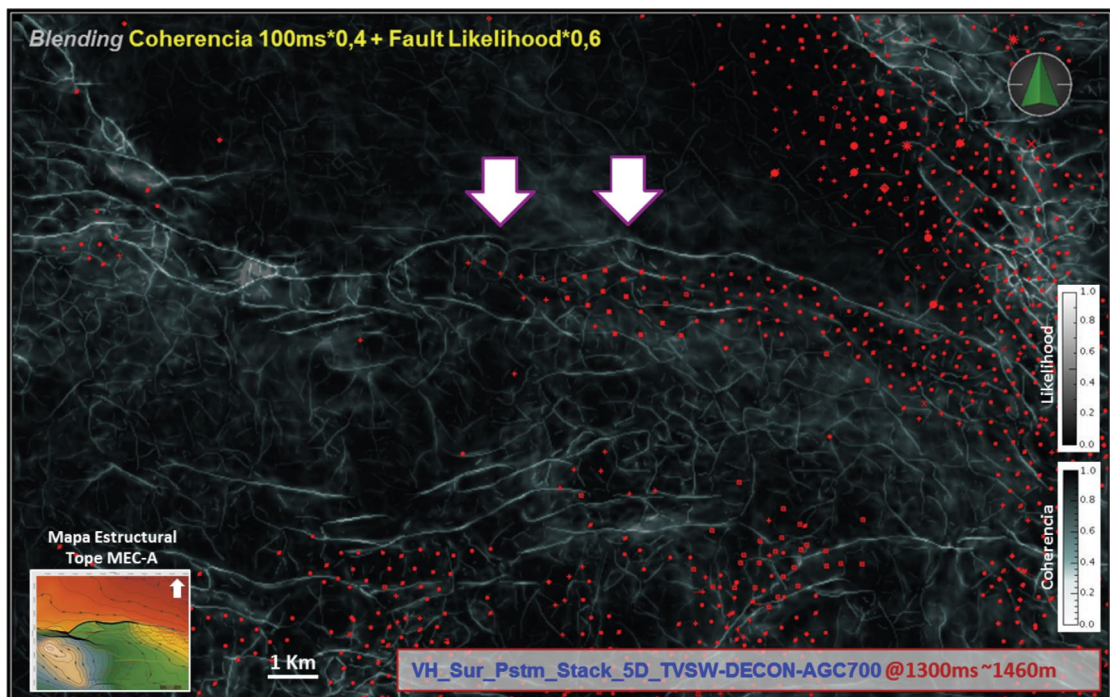


Figura 5. Finalmente se presenta el mismo Horizon Slice de las figuras anteriores con la situación óptima (para este yacimiento) de la combinación del atributo de Coherencia combinado con el atributo de realce estructural (Fault Likelihood) extraídos sobre un horizonte próximo a la principal sección productiva del área. En este caso, el blending está conformado con 40 % de Coherencia y 60 % de Fault Likelihood.

zonas de menor cota estructural en los niveles productivos de la Fm. Mina El Carmen. Por cierto que estas herramientas que han mostrado un impacto importante en el flujo de trabajo de interpretación, son extensivas a otros reservorios en desarrollo de la columna estratigráfica, debiendo en cada caso ajustar las combinaciones y selección de atributos apropiados para cada contexto.

De la observación de estas imágenes y del control de pozos (ver Fig. 6), se han podido establecer por ejemplo las hipótesis de carga de los reservorios productivos y la dirección que han tenido las vías de aporte, que al ser transversales a la configuración dominante de la estructura y de la cota estructural, existe una probabilidad importante de que se hayan generado cierres combinados tanto contra fallas como estratigráficos.

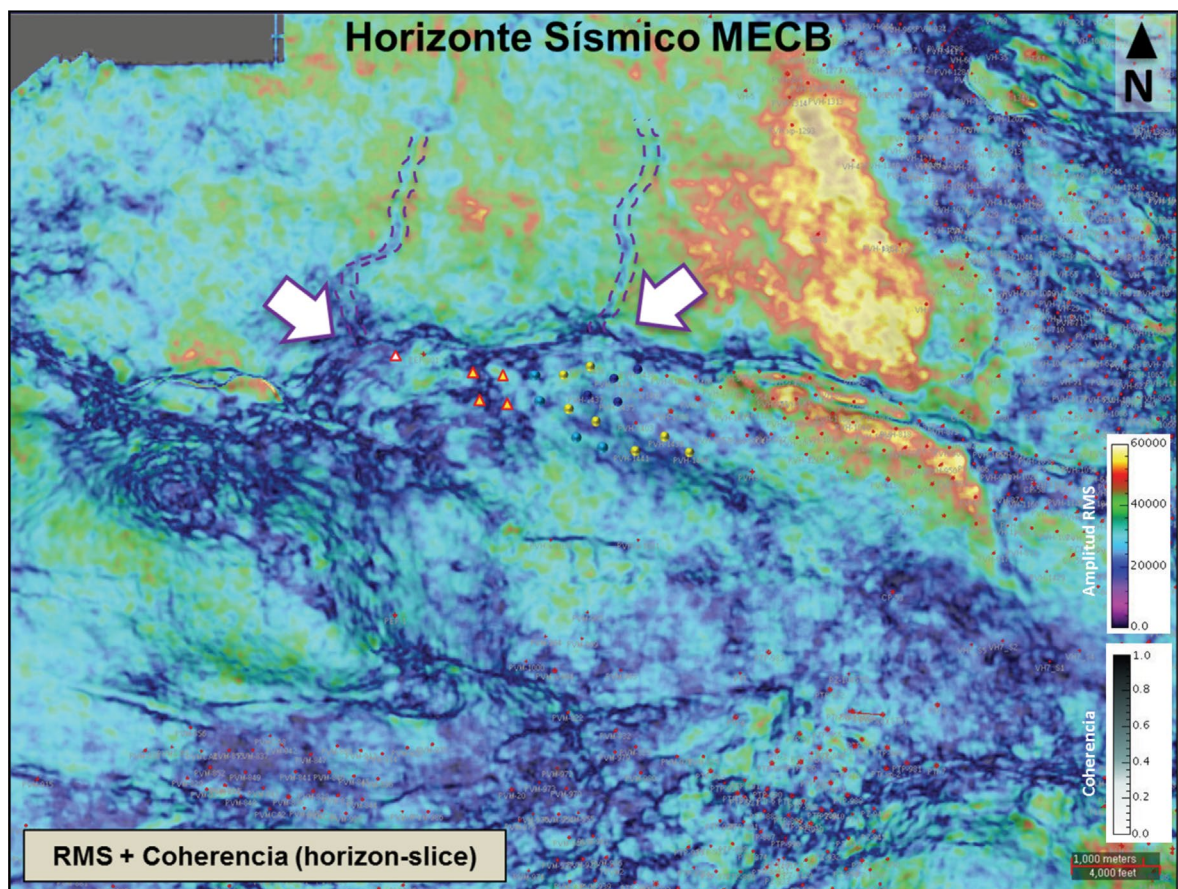


Figura 6. Horizon slice de la covisualización del atributo de Coherencia, conjuntamente con la amplitud RMS extraída sobre un horizonte próximo a la misma sección productiva de las Figuras anteriores. Puede observarse la posición de los sistemas fluviales que aportaron el material fino a los reservorios, desembocando en una situación paleogeográfica coincidente con la ubicación de los relevos de fallas mencionados anteriormente.

Caso Histórico 2

Para representar lo más detalladamente posible este caso, se expone una sección sísmica (en tiempo), de dirección Norte-Sur, perpendicular a un sistema de fallas extensionales

sintéticas y antitéticas, típicas de los esquemas presentes en el flanco Norte de la Cuenca Golfo San Jorge.

En el yacimiento que se presenta en este Caso Histórico, actualmente existen varios pozos que producen de reservorios de alto GOR, y sin embargo, por la deficiencia de contraste litológico con sus sellos sub y suprayacentes y el espesor delgado de las arenas, no se observan cambios de amplitudes significativos e incluso, quedan por debajo de la resolución de la sísmica (eventos subsísmicos), Widess (1973).

Se puede observar en la Figura 7 una sección sísmica PSTM, con interpretación estructural y algunos horizontes regionales correspondientes a los eventos geológicos más relevantes de las Fm. Comodoro Rivadavia, Mina El Carmen y Pozo D 129.

En este corte sísmico hay varios detalles que rápidamente llaman la atención del observador y que fueron numerados para brindar explicación más detallada:

- 1- El horizonte color verde sigue un pico de gran amplitud relativa (negro para la escala SEG normal) con buena continuidad, correspondiente a la interface entre un nivel de calizas oolíticas subyacente a una pelita oscura, cercano al tope de la Fm Pozo D 129. Suponiendo el carácter que muestra el reflector, se manifiesta una aparente falla inversa, que claramente no corresponde con el contexto geológico descrito anteriormente, lo que supone revisar esa interpretación en sucesivas secciones sísmicas a lo largo de la falla.
- 2- El horizonte color celeste evidencia varias segmentaciones, generando un bloque parcialmente interpretado y que se verá seriamente afectado en el momento de la generación de mapas, producto de la interpolación basada en la poca continuidad descrita, además de la incertidumbre observada en el espesor del intervalo superior de la Fm. Pozo D 129.
- 3- En esta zona, correspondiente a la Fm. Mina El Carmen se puede apreciar un pequeño roll over con una aparente estratificación interna, pero no muy clara.
- 4- Este horizonte interno de la Fm. Comodoro Rivadavia fue interpretado sobre un valle (color rojo para la escala SEG normal) correspondiente a un cuello arcilloso muy extenso arealmente en la zona, aunque a veces presenta cierta falta de continuidad debido a que su espesor está al límite o por debajo de la resolución vertical de la sísmica (evento subsísmico).

La metodología propuesta para resolver este caso se basa en generar una serie de atributos que nos permitan obtener de una manera fácil y evidente, un aumento en la resolución sísmica (como puede observarse comparando las Figs. 7 y 8) y una mayor continuidad para los horizontes interpretados, y así definir un modelo estático más ajustado.

La segunda derivada de la amplitud respecto del tiempo, luego de rotar la fase 180°, con un filtro

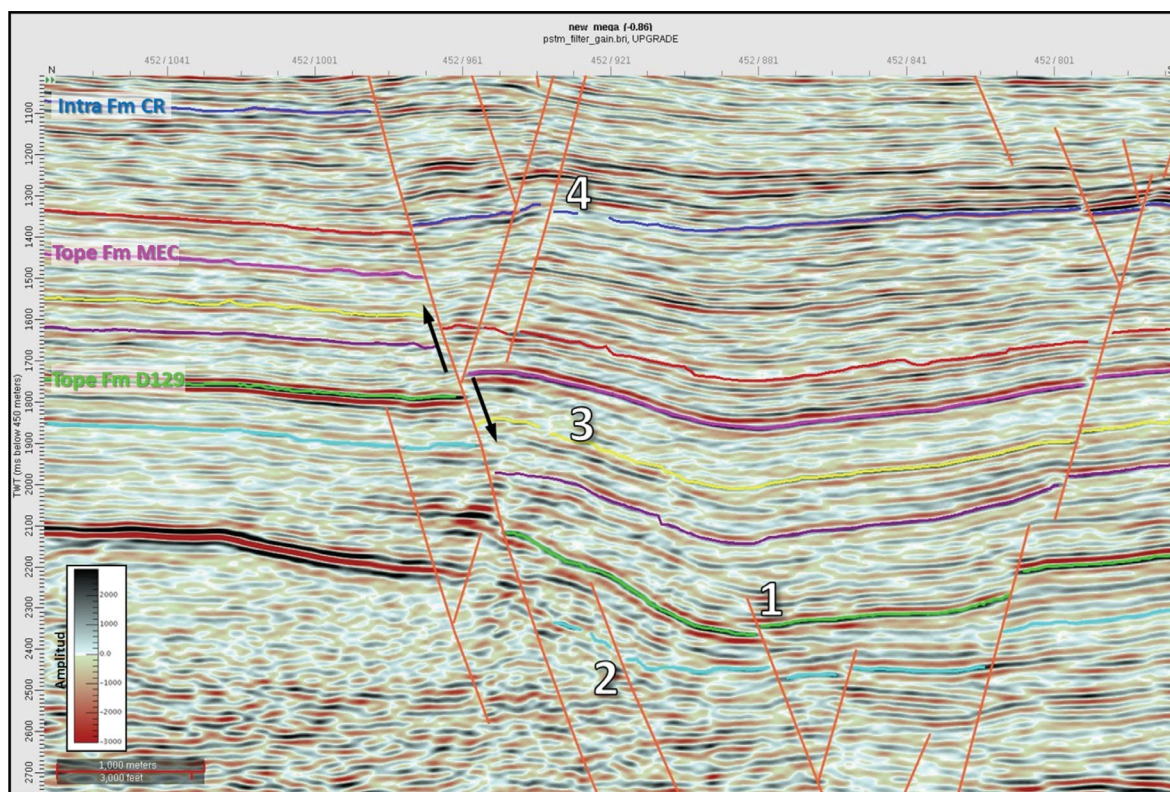


Figura 7. Sección sísmica extraída de la PSTM. Pueden observarse los principales horizontes y la interpretación de las fallas.

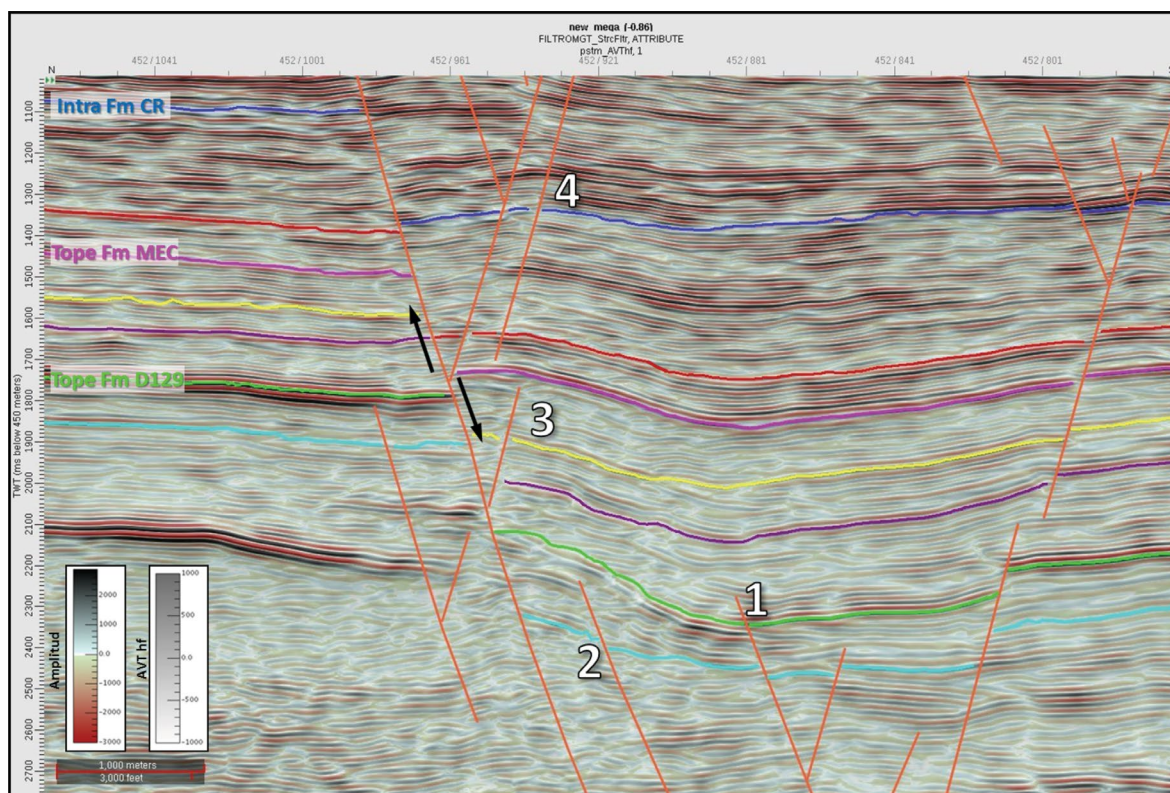


Figura 8. Sección sísmica con filtro de amplitudes y filtro estructural orientado. Además se ha realizado la Covisualización con el atributo AVThf, Vernengo *et al.* (2016).

estructural que preserve las fallas, ha resultado ser de gran utilidad para el tipo de interpretación que se está buscando, previa adecuación de su rango de datos, visualizada sobre un volumen de atributo AVThf transparentado, Vernengo y Trincherro (2015), que resalta las amplitudes medias (covisualización múltiple).

La posibilidad de presentar varios atributos covisualizados, potencia la interpretación y enriquece las posibilidades de reconocer detalles y configuraciones que serían de dificultosa apreciación. La incorporación de rasgos geométricos aún menores, refina el modelo estático, mejorando la caracterización de reservorios, Vernengo *et al.* (2017).

El proceso mencionado genera una duplicación de los picos y valles respecto de los datos sísmicos originales, permitiendo la interpretación con el detalle requerido para estos pequeños espesores, siempre y cuando claro está, se pueda convivir con el aliasing producido por este cálculo. Para el caso presentado, se puede observar, como se muestra en la Figura 8, lo siguiente:

- 1- Se logra identificar el horizonte color verde en el bloque alto de la falla y se aprecia cómo se resuelven los horizontes suprayacentes de manera discordante al mismo.
- 2- Mejora la continuidad del horizonte color celeste y aumenta la certidumbre sobre el espesor de la sección superior de la Fm Pozo D 129.
- 3- Se logra identificar con mayor claridad una falla antitética asociada al anticlinal del roll over y se distingue mejor la geometría de la estructura sedimentaria de los horizontes intra Fm Mina El Carmen.
- 4- Se obtiene en general una mayor continuidad en los horizontes.

Cabe destacar que estos horizontes interpretados en este nuevo volumen no van a coincidir en TWT con la PSTM, pero queda evidenciado que la extracción de los horizon slices utilizando estos horizontes sobre los cubos de amplitud original (o de atributos de la misma) generan mejores resultados que los horizontes interpretados en la PSTM, debido a que se ha logrado individualizar los eventos de manera más precisa (ver Fig. 9).

Caso Histórico 3

Este ejemplo muestra cómo se puede utilizar atributos calculados a partir de cubos de Impedancia Acústica para la caracterización de depósitos fluviales, complementando una descomposición espectral sobre un horizonte sísmico. De este modo, los cubos generados permiten ser utilizados en forma comparativa, aprovechando no sólo los cambios de amplitud relativa a una frecuencia determinada, sino también las variaciones producidas por los contrastes litológicos y de fluidos contenidos en los poros, de los reservorios analizados respecto a la roca de caja.

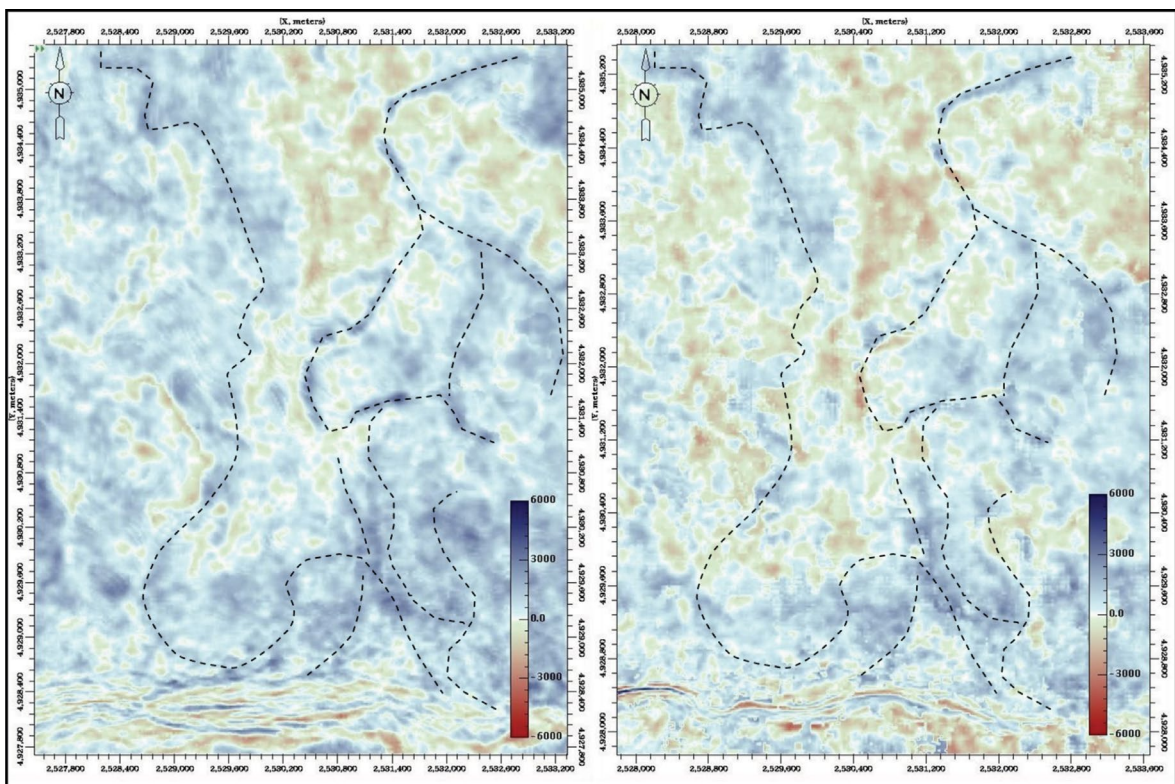


Figura 9. Derecha. Horizon Slice de Amplitud instantánea sobre el cubo PSTM, 12 msec por debajo del horizonte morado (ver Fig. 6) correspondiente a un marker intra Fm. Mina El Carmen, utilizando el horizonte interpretado en la PSTM. Izquierda. El mismo Horizon Slice pero en este caso luego de realizado el Filtrado (ver texto).

La Figura 10 muestra horizon slices de los parámetros lambda-rho, mu-rho, E-rho y una visualización RGB de 3 descomposiciones espectrales a 15, 30 y 45 Hz que serán analizadas a continuación.

El manejo de los atributos lambda-rho y mu-rho es ampliamente conocido y utilizado para la caracterización de reservorios convencionales y no convencionales, Goodway *et al.* (1997), mediante x-plots gracias a que juntos permiten separar reservorios de la tendencia de arcillas de una manera muy eficiente a medida que el contraste litológico sea más grande, las arenas más limpias y los hidrocarburos más livianos. Estos dos atributos tienen en común la densidad, debido a que es el parámetro más difícil de independizar en la generación de una inversión sísmica.

A partir del habitual manejo de estas variables surge un tercer atributo relacionado con el mismo origen, denominado E-rho. La constante de incompresibilidad de Lamé (lambda) está directamente relacionada con la constante elástica de la roca (E), por lo que se comporta de forma similar a los cambios de litología y presencia de fluido en los espacios porales.

$$E_{(\lambda;\mu)} = \mu \left(\frac{3\lambda + 2\mu}{\lambda + \mu} \right)$$

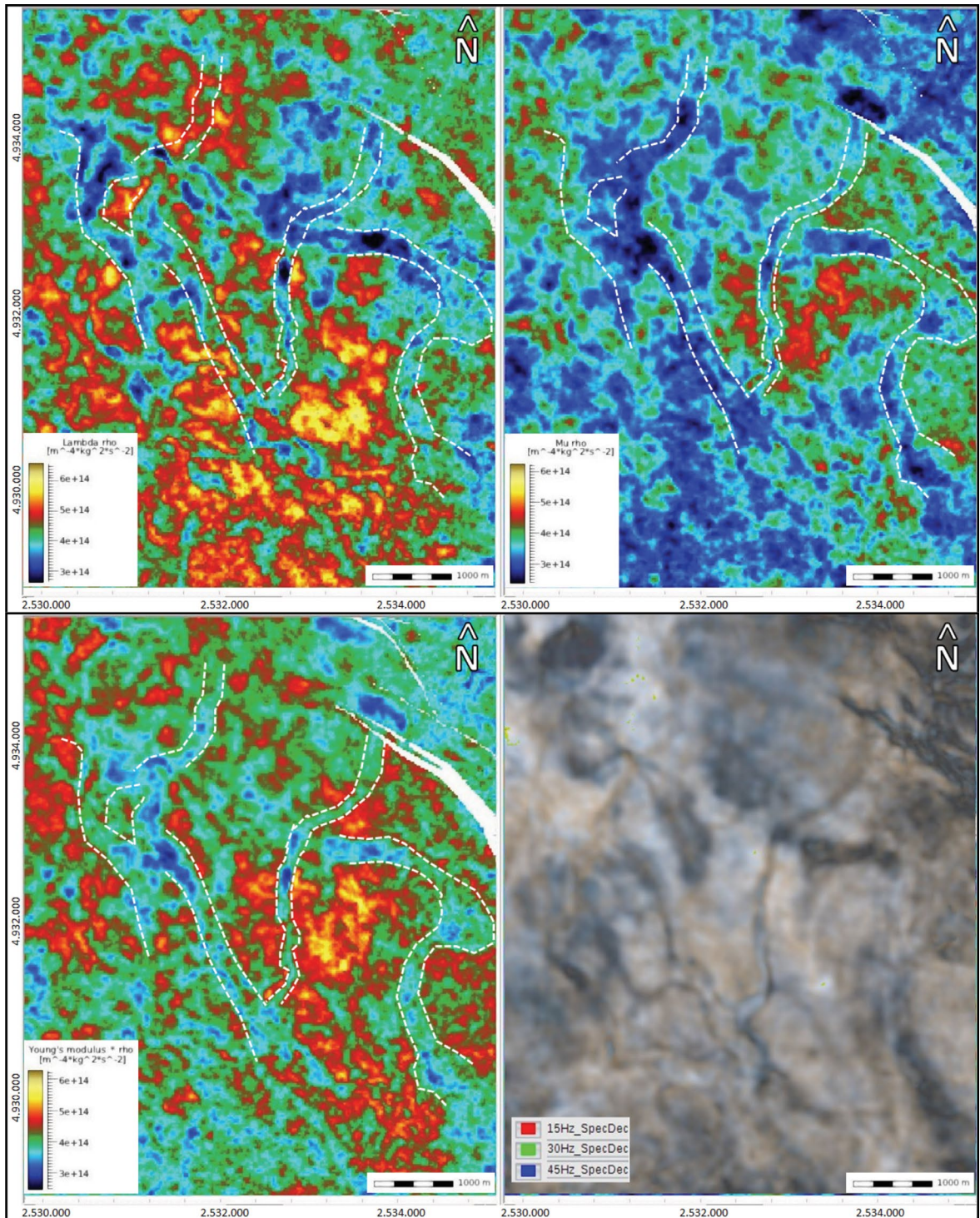


Figura 10. Horizon Slice de un nivel intra Fm. Mina del Carmen utilizando: Izquierda arriba: lambda-rho, derecha arriba: mu-rho, abajo izquierda: E-rho y abajo derecha: RGB de 3 descomposiciones espectrales a 15, 30 y 45 Hz. Los números corresponden a diferentes detalles resaltados en mayor y menor medida por cada atributo sísmico.

En este trabajo se muestra una utilización cualitativa y complementaria que nos permite identificar de manera más detallada los reservorios mediante la extracción de valores instantáneos de estos atributos sobre un horizonte interpretado en el cubo de amplitud PSTM, utilizado para realizar la descomposición espectral mostrada en la Figura 10. En la misma se pueden observar los siguientes detalles:

Las cuatro visualizaciones muestran claramente la distribución de las fajas de canales fluviales con dirección predominante norte sur. Se pueden distinguir dos fajas de canales meandriiformes bien desarrolladas.

De la comparación de los atributos calculados respecto de la descomposición espectral se advierte rápidamente una mayor definición de los depósitos fluviales y comparando entre los atributos calculados podemos observar una mejor definición de los reservorios mediante los atributos de E-rho y mu-rho. La presencia de valores altos de estos atributos, correspondientes a colores cálidos, en los reservorios se dan por cambios litológicos produciendo una disminución de porosidad defectiva.

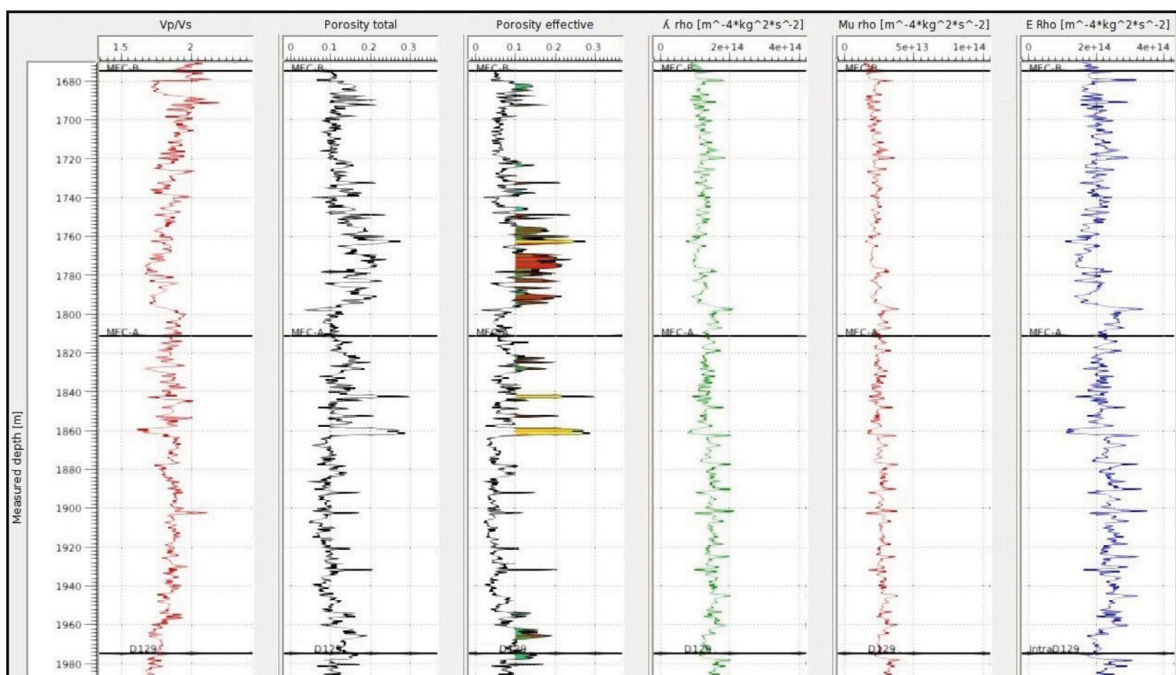


Figura 11. Perfiles de porosidad efectiva, lambda-rho, mu-rho y E-rho en un pozo cercano.

A partir del análisis de perfiles de pozos en la zona, se observa que para los reservorios pertenecientes a la sección basal de la Formación Mina del Carmen corresponden valores bajos de lambda-rho, mu-rho y E-rho. En la Figura 11 se muestra una sección de perfil en un pozo cercano, donde la porosidad efectiva se encuentra coloreada a partir del 10% junto a los perfiles de lambda-

rho, mu-rho y E-rho calculados a partir de los perfiles sísmicos compresional, de corte y densidad. De esta manera podemos determinar por diferentes métodos independientes entre sí una mejor identificación de reservorios a perforar.

CONCLUSIONES

Se han presentado en este trabajo algunas rutinas que deben estar contempladas en el flujo de tareas del intérprete sísmico. Actualmente ante la presencia de reservorios complejos o con características geométricas y petrofísicas difíciles de predecir ya sea por su poco espesor o por la falta de contraste en la impedancia acústica, se requiere de la práctica de cálculos novedosos disponibles en los programas de interpretación sísmica minuciosamente seleccionados y resueltos.

La evolución que han mostrado los programas y herramientas vinculadas a la interpretación sísmica debe ir acompañada de un incremento en la creatividad y análisis de los geocientistas. La disponibilidad on desk de estas posibilidades debe llevar al equipo interdisciplinario a mejorar y enriquecer las secuencias de trabajo para iluminar así con mayor eficacia la problemática del subsuelo en estudio.

La metodología y herramientas aplicadas en los casos presentados tales como coherencia, atributos de falla, Filtros de estructura orientados, descomposiciones espectrales y otros más, están enfocados principalmente a acercar las soluciones vinculadas a los problemas inherentes de la resolución sísmica vertical, distribución, engranaje lateral y características sismo-geométricas de los reservorios en estudio. Los resultados de este trabajo, pueden ser de utilidad no sólo para optimizar la ubicación de pozos de áreas en desarrollo, sino también en aquellas zonas en donde el riesgo se vea incrementado por la incertidumbre en la existencia y arquitectura de los cuerpos de interés, en especial en el caso de las capas delgadas.

La planificación detallada de cada etapa en la interpretación sísmica interactiva, debe estar compuesta de una serie de decisiones que deben concatenarse para que la conjunción del esfuerzo intelectual del grupo de trabajo finalice en una solución única y exitosa, en la cual la toma de decisiones sea una cascada lógica y constructiva en la integración multidisciplinaria.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Pan American Energy LLC por haber autorizado la publicación de los ejemplos mostrados en este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Bancroft, J., 2009, On Choosing Differential operators, *Frontiers + Innovation CSPG CSEG CWLS CONVENTION*, Calgary, Alberta, Canada, págs. 384-387.
- Chopra, S., Singleton, S., Hall, G., Nickerson, R. & Carlson, D., 2004, Integrated Reservoir Characterization - A successful interdisciplinary working model, *CSEG National Convention*, May 10 to 13, 2004, pp. 1-6.
- Fígari, E., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R. y Villar, H. 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. 4º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 197-237, Buenos Aires, 1999.
- Goodway, W., T. Chen, and J. Downton, 1997, Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; "Lambda-Rho", "Mu-Rho", & "Lambda/Mu fluid stack", from P- and S- inversions: 67th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 183-186.
- Hale, D., 2013, Methods to compute fault images, extract fault surfaces, and estimate fault throws from 3D seismic images, SEG, Society of Exploration Geophysicists, Geophysics, Vol. 78, N° 2, pp. 033-043, 10 Figs.
- Ramos, V., 2015, Evolución de la Cuenca Golfo San Jorge: Su estructuración y Régimen tectónico, *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 72 (1): págs. 12-20, 2015.
- Sylwan, C., Rodríguez, J. and Strelkov, E., 2008, Petroleum Systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. *Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas*, págs. 53-77.
- Vernengo, L. and Trincherro, E., 2015, Application of amplitude volume technique attributes, their variations and impact, *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists (SEG), pp. 1246-1253.
- Vernengo, L. y Trincherro, E., 2016, Nuevas aplicaciones de las Técnicas de Volumen de Amplitudes (AVT) en la interpretación sísmica estructural y estratigráfica, *Revista Geociencias Aplicadas Latinoamericanas*, EAGE, European Association of Geoscientists and Engineers, Vol. 3, N° 2, págs. 1-18, Diciembre de 2016.
- Vernengo, L., Trincherro, E., García Torrejón, M. and Rovira, I., 2017, Attributes at your Fingertips, AAPG, *Revista Explorer*, Geophysical Corner, American Association of Petroleum Geologists, págs. 22-26, Noviembre de 2017.
- Widess, M. B., 1973, How thin is a thin bed?, SEG, Society of Exploration Geophysicists, *Geophysics*, Vol. 38, N° 6, pp. 1176-1180, Online Publication Date: December 1973.