

## CÁLCULO DE ATRIBUTOS DE COHERENCIA Y CURVATURA PARA RESERVORIOS DE ORIGEN FLUVIAL

Fernanda E. Carozzi<sup>1</sup>

1: YPF S.A. fernanda.e.carozzi@ypf.comm

Palabras clave: **Atributos sísmicos, curvatura, varianza, pre acondicionamiento sísmico, interpretación semi-automática**

### ABSTRACT

#### Coherence and curvature seismic attributes in fluvial reservoirs

San Jorge basin is placed in mid Patagonia, southern Argentina with an intracratonic extensional origin. With the longest oil producing history in the country, it is composed of tuffaceous sands reservoirs of fluvial origin and primarily extensional faults affecting the whole sedimentary column.

As a consequence of its mixed composition, most attributes are helpless in the process of interpreting the target channels. This situation leaves the interpreter only with experience as a tool to confront the task.

The following work deals with the calculation of seismic textural attributes such as coherence and curvature jointed with a co-rendering technique to improve visualization of the fluvial reservoirs. Prior to the calculation of curvature, a 3D Gaussian Dip guided with edge detection filter is applied in order to improve the seismic coherency calculation without smoothing structural components.

As a direct application to the attributes calculation a semi-automatic interpretation technique is applied. In this direction, the interpreter is left with a mathematical characterization of the seismic waveforms that define the target reservoir.

As a conclusion, a workflow is proposed in order to improve the interpretation of fluvial reservoirs considering the calculation of seismic attributes, 3D visualization and correndering. Even though all of the techniques covered in this work are widely spread the combination of them brings up a new interpretation tool in the reservoirs analyzed.

### INTRODUCCIÓN

Ubicada en la Patagonia Argentina, la Cuenca del Golfo San Jorge es la cuenca petrolífera con mayor historia productiva del país. Comprende un área de aproximadamente 180000 km<sup>2</sup> donde un tercio de la misma se ubica *offshore* (Figari *et al.* 1990) afectando, en superficie, las provincias de Chubut y Santa Cruz (Figura 1). La misma se emplaza entre los Macizos Norpatagónico y del Deseado, con eje Oeste-Este ubicado aproximadamente en el centro geométrico, dividiéndola en dos sectores principales denominados flanco Norte y flanco Sur. Su origen es extensivo, con fallas normales que afectan casi la totalidad de la columna estratigráfica. Así mismo, presenta

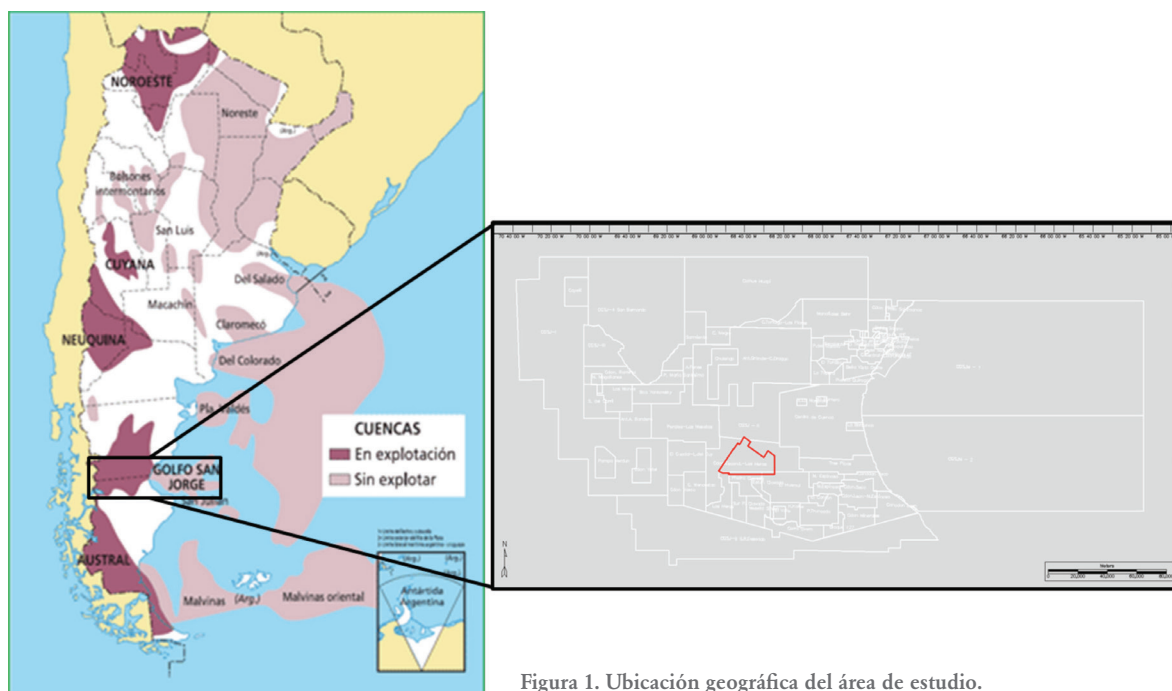


Figura 1. Ubicación geográfica del área de estudio.

en el sector occidental plegamiento compresivo terciario generado como consecuencia del levantamiento de la cadena Andina.

Los reservorios convencionales de la cuenca están comprendidos en las formaciones Bajo Barreal Miembro Inferior y Fm Castillo conformados por areniscas tobáceas de origen fluvial con espesores que suelen ser inferiores a los 15 m (Figura 2). Las trampas, en su mayoría, tienen cierre mixto dado por la combinación de cambios sedimentarios y geometría estructural.

Figura 2. Columna litoestratigráfica del área de estudio.

| CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE |                              |                                                                   |                                                         |
|----------------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|
| EDAD                       | UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS |                                                                   |                                                         |
| TERCIARIO                  | PLEISTOC.                    | RODADOS TEHUELCHES<br>Fm. SANTA CRUZ                              | PROGLACIAL<br>FLUVIAL Y EÓLICO                          |
|                            | MIOCENO                      | Fm. CHENQUE                                                       | MARINO SOMERO-ESTUÁRICO                                 |
|                            | OLIGOC.                      | Gr. SARMIENTO                                                     | LLANURAS (PALEOLESS)                                    |
|                            | EOCENO                       | Fm. RÍO CHICO                                                     | FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD                                 |
|                            | PALEOC.                      | Fm. SALAMANCA                                                     | MARINO SOMERO-ALBUFERAS                                 |
| CRETÁCIO SUP.              | MAASTRICHTIANO               | Fm. LAG. PALACIOS<br>+ BAJO BARREAL sup.<br>=M.Espinosa=El Trébol | SISTEMAS FLUVIALES                                      |
|                            | SANTONIANO                   | 88.5 Ma                                                           |                                                         |
|                            | TURONIANO                    | Fm. BAJO BARREAL inf.<br>=Fm. Cañadón Seco<br>=Fm. Cro. Rivadavia | SISTEMAS FLUVIALES<br>Y LACUSTRES                       |
|                            | ALBIANO SUP.                 | "SECCIÓN TOBÁCEX"<br>94 Ma                                        |                                                         |
|                            | ALBIANO                      | Fm. CASTILLO                                                      | PLANICIES FLUVIALES<br>LACUSTRE<br>Y LLUVIAS DE CENIZAS |
| CRETÁCIO INF.              | APTIANO                      | Fm. Mina el Carmen                                                |                                                         |
|                            |                              | 112 Ma                                                            |                                                         |
|                            | BARREMIANO                   | Fm. D129<br>+ Fm. MATASIETE                                       | FLUVIAL<br>ENTRELAZADO<br>LACUSTRE                      |
|                            | HAUTER.                      | 121.5 Ma                                                          |                                                         |
|                            | CRET. BASAL                  | Fm. CERRO GUADAL                                                  | LACUSTRE                                                |
| NEOCOMIANO                 | JURAS. SUP.                  | Fm. AGUADA BANDERA                                                | LACUSTRE                                                |
|                            |                              | 128.5 Ma                                                          |                                                         |
|                            |                              | 155 Ma                                                            |                                                         |
| JURÁSICO MEDIO             |                              | Gr. LONCO TRAPIAL<br>=Gr. BAHÍA LAURA                             | COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO                         |

La zona particular de estudio está incluida en el área de reservas denominada Barranca Baya, ubicado en el flanco Sur de la Cuenca, provincia de Santa Cruz. La misma cuenta con dos cubos 3D denominados Cerro Grande- Estancia Cameron 3D y *Escon\_Merge* 3D, obtenidos a partir del procesamiento *merge* de diversos cubos adquiridos previamente, en forma independiente entre sí. En este trabajo se considera únicamente el cubo PSTM *Escon\_Merge* cuyo procesamiento fue llevado a cabo en el año 2008 por la empresa CGGVeritas. Dicho procesamiento constó de una secuencia PSTM estándar, con resultados de buena calidad (Figura 3).

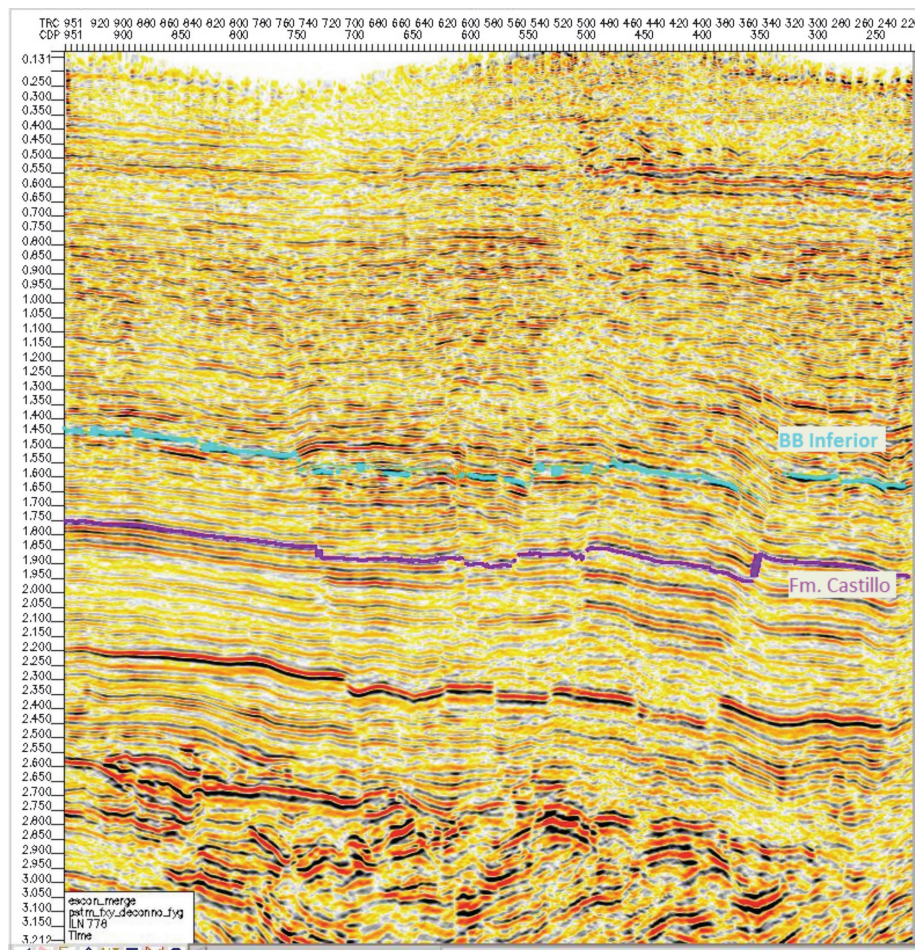


Figura 3. Visualización cubo sísmico PSTM

Tradicionalmente, la interpretación de reservorios de origen fluvial en la cuenca se realiza mediante el análisis de anomalías de amplitud en *horizon-slices* generados a partir de un horizonte de interés. Se observa en muchos casos que la interpretación mediante dicho procedimiento queda supeditada al criterio y experiencia del intérprete a cargo. Por esta razón, se propone un procedimiento para lograr la interpretación semi-automática de los depósitos de interés a partir de



la caracterización sísmica mediante el cálculo de atributos geométricos. Como parte del flujo de trabajo seguido a tal fin, se calculan los cubos de varianza y curvatura a partir del cubo de amplitud. Para lograr resultados satisfactorios es de fundamental importancia la elección de parámetros óptimos tanto para el pre acondicionamiento del cubo de amplitud como para el cálculo de los cubos de atributos. Así mismo, al utilizar la técnica de interpretación mediante *horizon-slices*, es imprescindible contar con interpretaciones estructurales de buena calidad y horizontes cercanos a las ventanas de interés.

## METODOLOGÍA

Un atributo sísmico puede definirse como una medida realizada sobre el dato sísmico que permita mejorar la visualización o cuantificar caracteres de interés para la interpretación (Chopra y Marfurt 2007). En particular, en este trabajo se utilizan atributos texturales *post-stack* como la varianza y curvatura calculados a un cubo sísmico 3D PSTM. Los objetivos perseguidos son tanto la mejora de la visualización de reservorios fluviales como la cuantificación de las características texturales del cubo sísmico. Se demostrará más adelante que dicho logro permite la interpretación semi-automática de los reservorios buscados.

La coherencia como atributo sísmico implica el estudio de la variación –o grado de similitud– lateral entre trazas. En el *software* utilizado para el presente estudio, la misma se logra mediante el cálculo de la varianza de trazas adyacentes en una dada ventana de tiempo obteniendo como resultado una medición del ajuste de cada traza a un valor medio (Chopra y Marfurt 2007). El producto final de dicho cálculo es un cubo 3D que permite operaciones análogas al cubo de amplitud. Mediante la utilización de este atributo se puede resaltar tanto fallas o fracturas como características estratigráficas, siempre y cuando la sísmica presente un cambio lateral en el carácter de la traza como consecuencia de la variación litológica.

Por otro lado, la curvatura es la propiedad bidimensional de una curva que describe cuán desviada se encuentra la misma de una línea recta. Para un punto particular de una curva, la curvatura se define como la variación en el cambio de dirección de la misma (Roberts 2001). Si se analiza el problema tridimensional, se estudia el ajuste de dos curvas en forma tangente a la superficie. A partir de la curvatura de cada una y de la relación entre ellas es posible definir un set bastante numeroso de curvaturas que caractericen la superficie en cuestión. En particular, se demuestra (Al –Dossary y Marfurt 2006) que es posible calcular la curvatura de los reflectores pertenecientes a un cubo 3D de datos sísmicos sin depender en el cálculo de la interpretación de una superficie en particular. El uso de la curvatura para la interpretación de fallas y fracturas ha sido ampliamente difundido y utilizado por una

gran cantidad de autores (Chopra y Marfurt 2010; Sigismondi y Soldo 2003). Así mismo, se observa que otra aplicación de interés es la identificación de canales (Chopra y Marfurt 2010).

A partir de los atributos previamente definidos se busca mejorar la visualización de los canales de origen fluvial en la Fm Castillo. Dada la naturaleza fluvial de los reservorios, el cubo sísmico de amplitud PSTM muestra gran discontinuidad de los reflectores. Como la curvatura es aplicada a las superficies definidas por los mismos, es recomendable considerar un pre-acondicionamiento de la misma con el fin de no obtener gran cantidad de *artifacts*. El objetivo final siempre será mejorar la visualización sin deteriorar el dato. En este sentido, y a tal fin, se aplica a la sísmica un filtro gaussiano 3D pasabajos.

El filtro, diseñado en el dominio espacio temporal, permite el suavizado de las trazas en búsqueda de una mayor coherencia entre sí. A fin de evitar el enmascaramiento de la estructura o la pérdida de los efectos de variación lateral de origen sedimentario en la sísmica pre-acondicionada se aplica un filtro gaussiano que considere el buzamiento de los reflectores. Para lograr dicho objetivo se calcula en primer lugar el atributo *dip* y, en segundo lugar, se aplica el filtro considerando los buzamientos obtenidos. En forma adicional, el mismo queda pesado por la semblanza existente entre trazas, es decir, a menor semblanza, más leve será el filtrado. De esta forma se logra un énfasis en el resalto de fallas y fracturas así como la conservación de la tendencia estructural de la sísmica PSTM. Se puede observar en la Figura 4 la comparación entre el espectro de amplitud de la sísmica original y el correspondiente a la sísmica filtrada. A su vez, en la Figura 5 se presenta una *inline* arbitraria donde se muestra el resultado del filtro gaussiano aplicado.

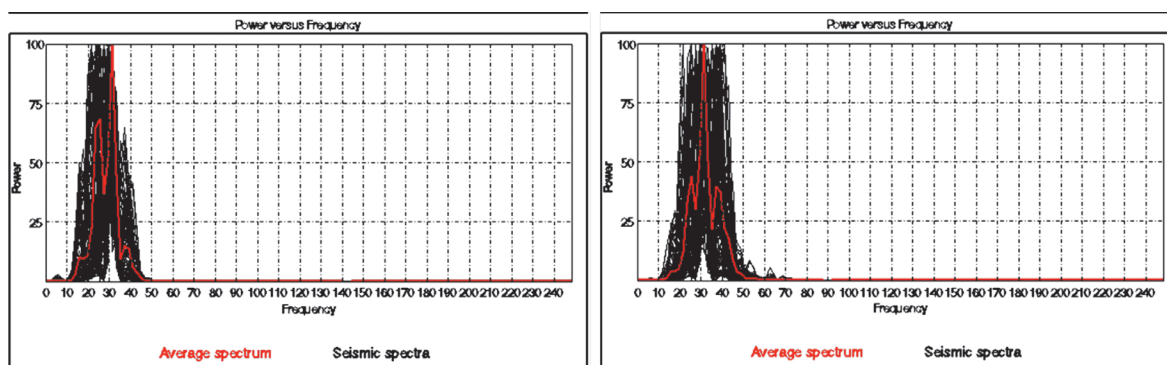


Figura 4. Comparación de espectros de amplitud. A la izquierda se observa el espectro de la sísmica preacondicionada. A la derecha se observa el espectro de la sísmica PSTM original.

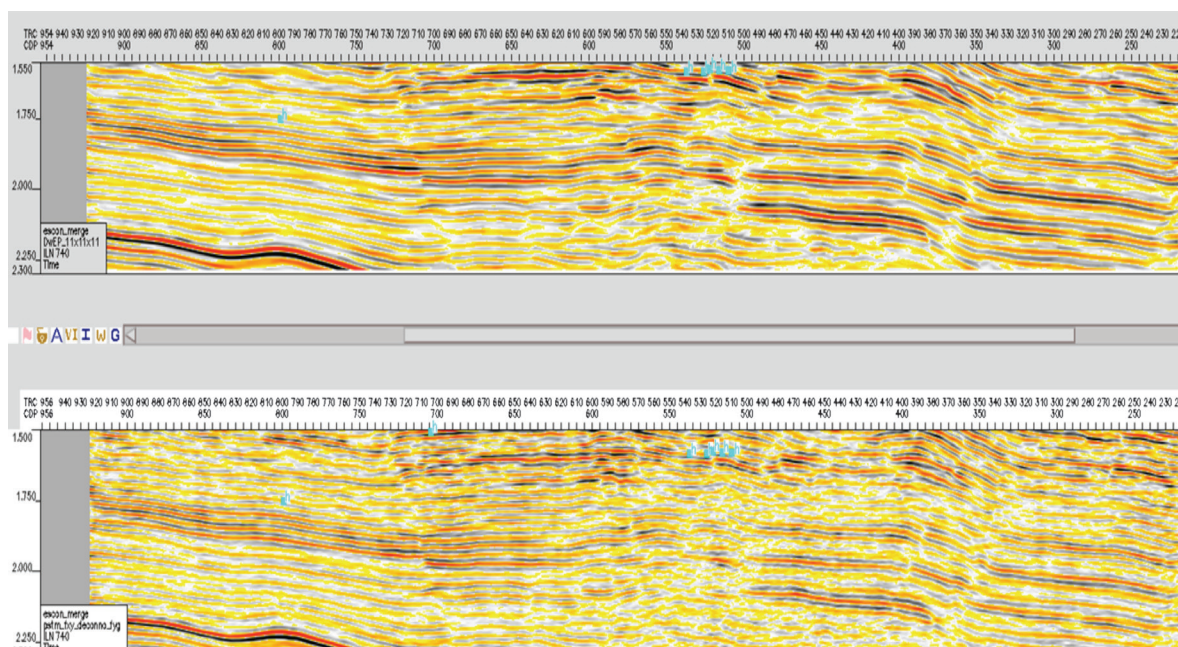


Figura 5. Cortes comparativos de los cubos trabajados. En la sección superior se observa el cubo filtrado, pre-acondicionado. En la sección inferior se observa el cubo PSTM original.

Con el fin de reafirmar el concepto de que el filtro aplicado no perjudica la detección del objetivo buscado en la sísmica, se realiza un estudio de descomposición espectral en la ventana de interés. A partir del mismo, se obtiene como resultado que el reservorio objetivo entra en sintonía entre 25 hz y 30 hz. Se presenta un blend multifrecuencia en la Figura 6 mostrando dicha característica. Analizando el espectro de amplitudes presentado en la Figura 4 se observa que las componentes de la sísmica en las frecuencias de interés no quedan filtradas.

Habiendo pre-acondicionado la sísmica PSTM se procede al cálculo de los cubos de atributos sísmicos. En primer lugar se calcula la varianza considerando parámetros que resalten las características sedimentarias buscadas.

A continuación, se procede al cálculo del cubo de curvatura. Dado el volumen de atributos basados en curvatura existentes tanto en la bibliografía como en los *softwares* disponibles, se realizó un detallado estudio de parámetros a utilizar en la ventana de interés. Dicho estudio consideró distintos tipos de curvatura como pueden ser Gaussiana, media, máxima, mínima y por último *most positive* y *most negative curvature* –se realiza una descripción detallada de cada uno de los atributos en Roberts (2001)– con combinación de distintos parámetros de cálculo. Finalmente, se concluye que los resultados más adecuados al objetivo del estudio se dan en los cubos de *most positive* y *most negative curvature* con parámetros que resalten las componentes de baja frecuencia de la curvatura.

Se expone en la Figura 7 el mismo *time-slice* perteneciente a los cubos de atributos elegidos en

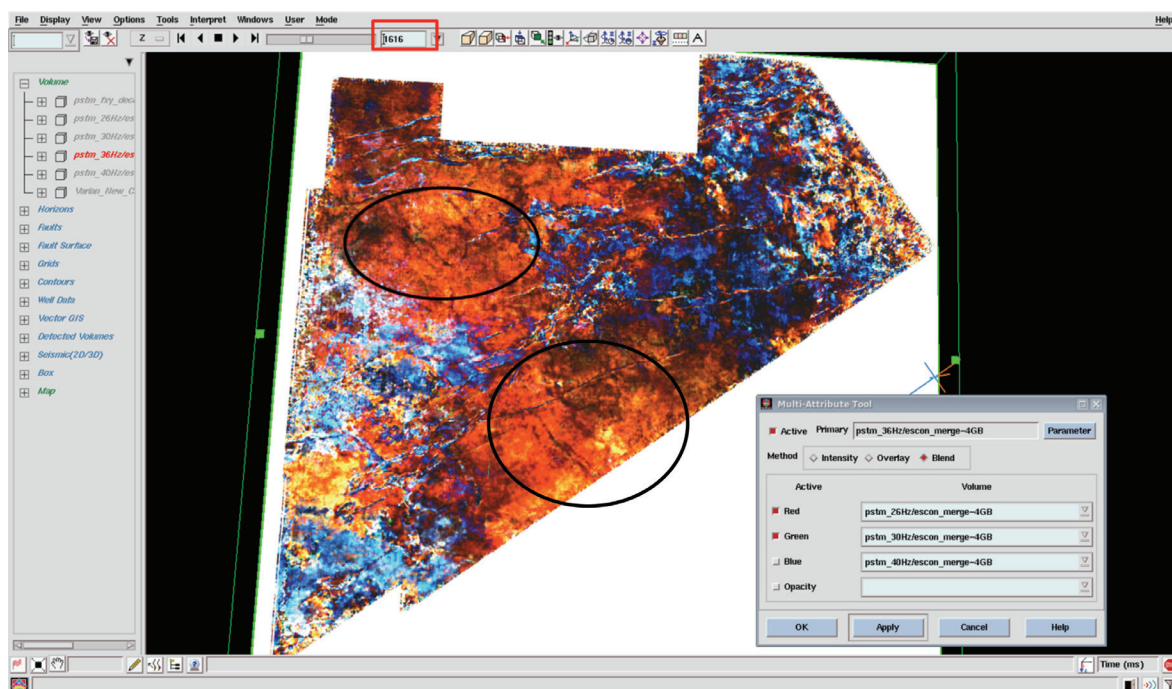


Figura 6. Análisis espectral de los objetivos de interés.

función de los resultados obtenidos y los objetivos propuesto. A su vez se muestra la comparación de cada uno de ellos con los resultados obtenidos previo al pre-acondicionamiento propuesto.

## VISUALIZACIÓN E INTERPRETACIÓN

Un concepto fundamental de la estratigrafía sísmica es que cada una de las reflexiones presentes en el cubo de amplitudes responde a contrastes de impedancia dados por superficies de procesos deposicionales en un determinado momento geológico (Hardage y Remington 1999). De esta forma, al realizar la interpretación de depósitos sedimentarios, es práctica recomendada la utilización de *horizon-slices*. Los mismos se logran a partir de la flatenización del cubo sísmico con respecto a un horizonte de interés y el posterior análisis de las superficies sísmicas obtenidas paralelas a dicho horizonte. Es de carácter fundamental recordar que las superficies sísmicas obtenidas serán características de un momento sedimentario siempre y cuando las mismas sean paralelas al horizonte con el cual se flatenizó el cubo. En base a estos conceptos, se flatenizan los cubos de atributos sísmicos calculados previamente al tope de la Fm Castillo ya que los reservorios de interés tienen depositación contemporánea con éste.

En forma adicional, se observa que la visualización combinada de atributos sísmicos es una gran herramienta en la mejora de la interpretación sísmica así como también una práctica



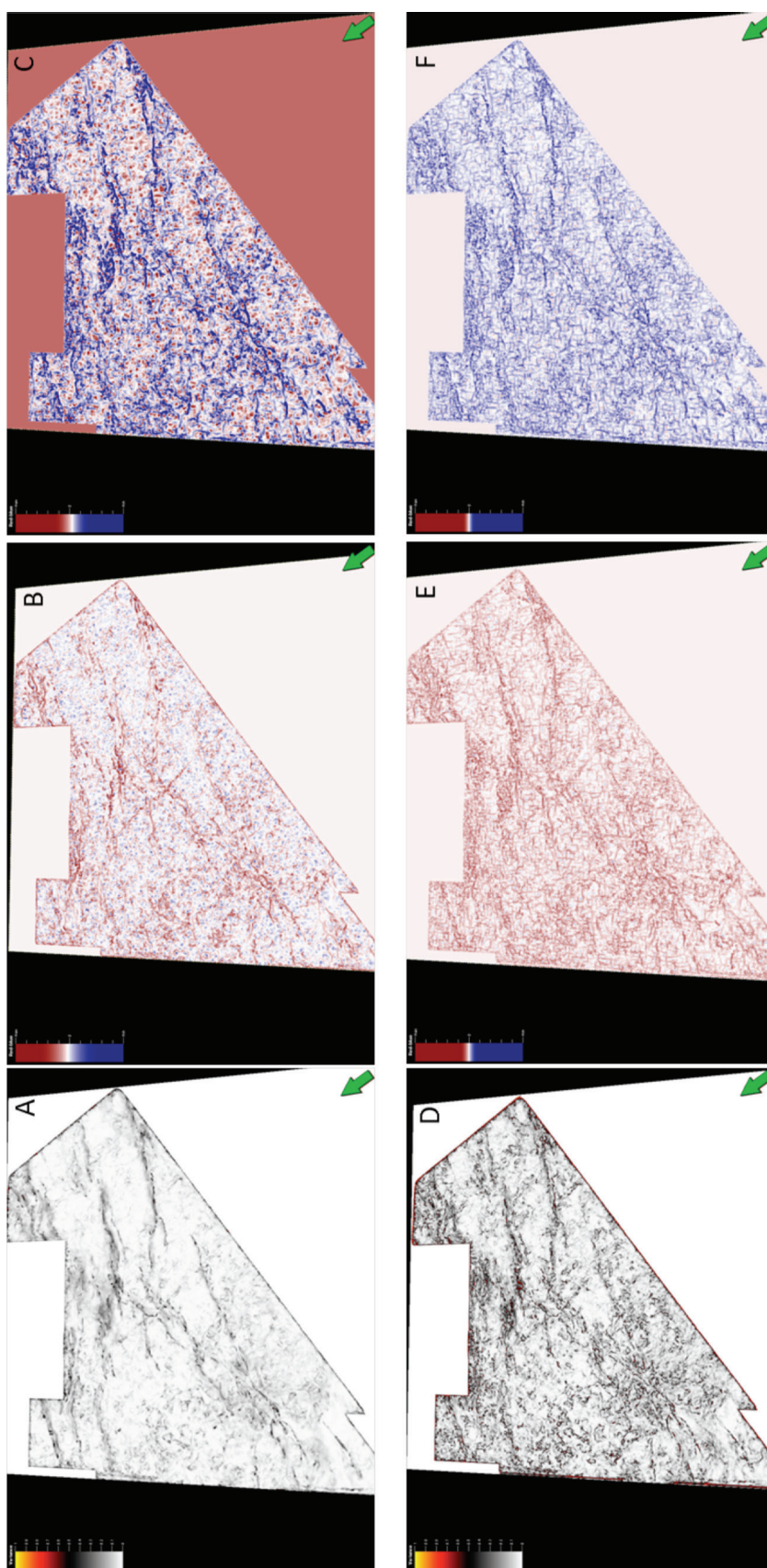


Figura 7. Comparación de un mismo *time slice* para los diferentes cubos utilizados. En la línea superior se muestran las imágenes correspondientes a los atributos aplicados al cubo filtrado. En la línea inferior se muestran los mismos atributos al cubo PSTM original. A y D muestran atributos de *most positive curvature*. C y F muestran atributos de *most negative curvature*.



ampliamente difundida. Al-Dossary y Marfurt (2006) afirman que los atributos de varianza y curvatura son independientes pero complementarios entre sí, por lo cual se considera la visualización multiatributo de los cubos flatenizados mediante la combinación o *blend* de intensidades. En la Figura 8 se muestra el mismo *horizon slice* para los distintos cubos considerados. En la Figura 9 se muestran distintos *horizon slices* del cubo de varianza flatenizado, con *blend* de coherencia en la intensidad.

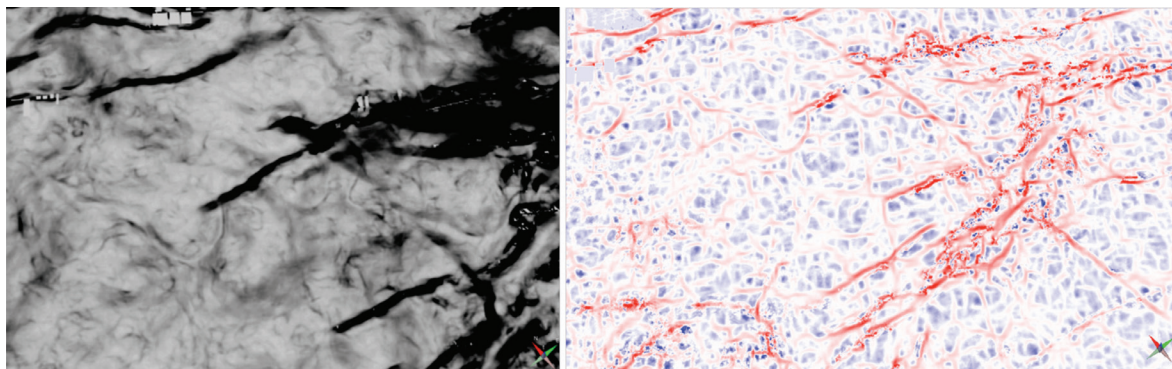


Figura 8. En la imagen de la izquierda se muestra un *horizon slice* del cubo de varianza calculado a partir de la sísmica pre-acondicionada. En la imagen de la derecha se muestra el mismo *horizon slice* perteneciente al cubo de curvatura.

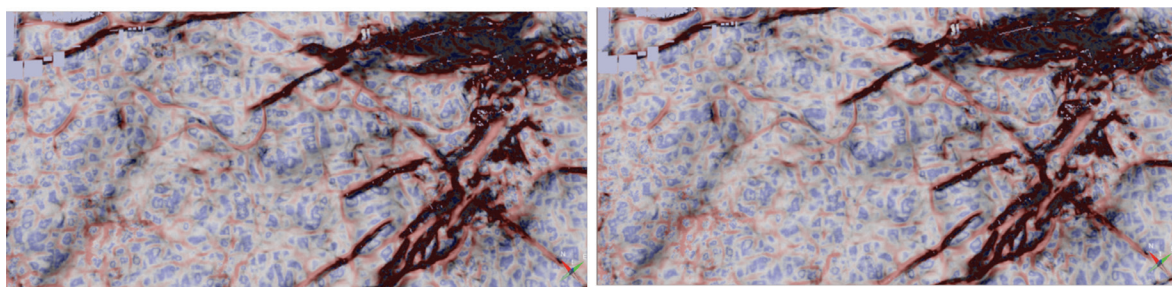


Figura 9. Se muestran dos *horizon slice* distintos pertenecientes al blend del cubo de varianza con el cubo de curvatura. A la izquierda 16 ms por encima del horizonte flatenizado. A la derecha, *horizon slice* coincidente con el horizonte flatenizado.

En base a los resultados obtenidos se propone realizar un picado semi-automático de los reservorios analizados. Se considera que el mismo es semi-automático ya que es necesario no sólo definir parámetros muy estrictos de picado, sino también una ventana de búsqueda lo suficientemente acotada, principalmente, en tiempo. El picado se define sobre el cubo de varianza pero considerando, a su vez la restricción del cubo de curvatura. Se observa en relación a esto que el eje del canal a interpretar queda perfectamente caracterizado por valores de curvatura mayores a 0.8. Los resultados obtenidos son de buena calidad y, en todos los casos, quedan apoyados por la visualización realizada en el cubo de amplitud PSTM (Figura 10).

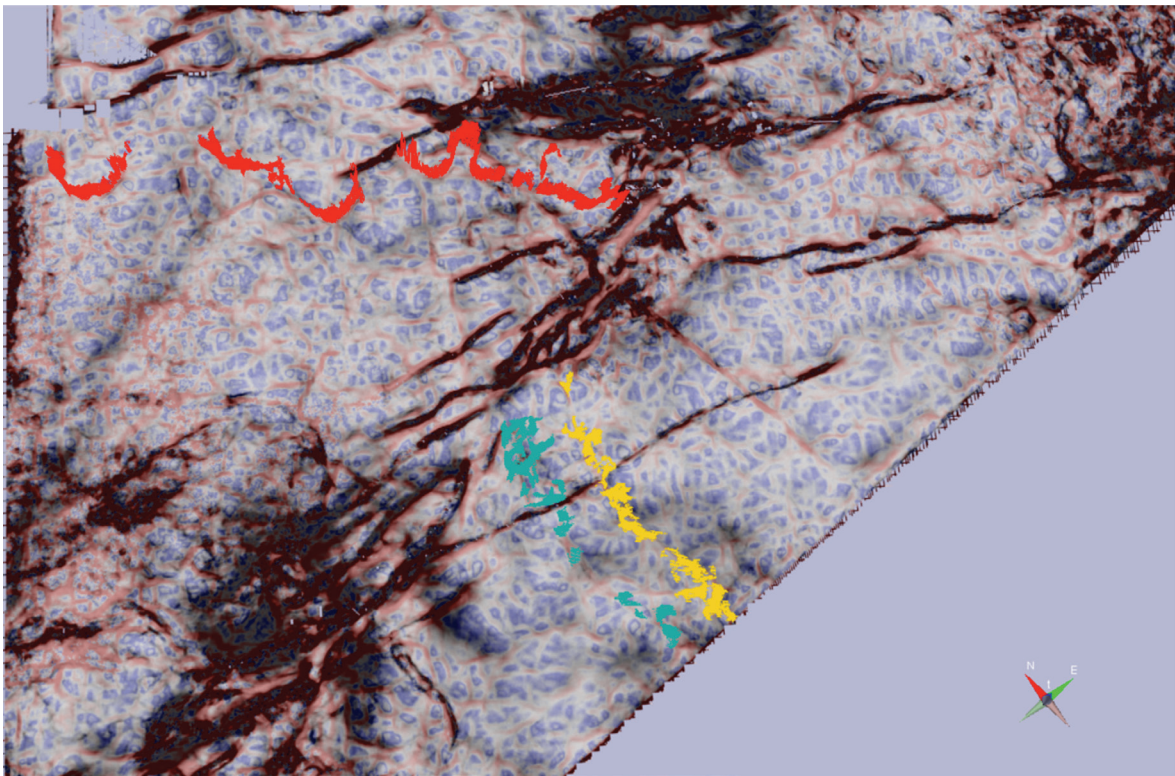


Figura 10. Visualización del resultado del picado semi-automático de canales realizado sobre el cubo de varianza, condicionado por la curvatura.

## DISCUSIÓN FINAL Y CONCLUSIONES

En la cuenca extensional del Golfo San Jorge, la más antigua cuenca petrolera del país, los reservorios convencionales son de origen fluvial y su composición principal es la arenisca tobácea. El flujo de trabajo convencional en la detección de canales consiste en la interpretación estructural de un horizonte de interés, *flatenización* del cubo de amplitud sísmica y posterior interpretación de las geoformas visualizadas. Dado que, generalmente, una dada amplitud sísmica no es característica distintiva de los canales, la interpretación final queda determinada por la experiencia y visualización del intérprete a cargo.

En el presente informe se discutió un flujo de trabajo relacionado con la búsqueda de características propias de los canales. El mismo consta del cálculo de atributos sísmicos texturales como la varianza y curvatura y posterior análisis en conjunto de los cubos obtenidos. Se observa en forma cualitativa que la visualización multiatributo del *blend* de intensidades de los cubos obtenidos mejora notoriamente la identificación de las geoformas buscadas.

Finalmente, dados los resultados alentadores de los atributos obtenidos se lleva a cabo la interpretación semi-automática de los canales en distintos *horizon-slices* sobre el cubo de varianza con condicionamiento del cubo de curvatura.

Si bien la totalidad de los procedimientos considerados en el trabajo son ampliamente difundidos en la industria, el flujo aquí descrito no es habitual en la cuenca del Golfo San Jorge. Se considera a partir de los resultados obtenidos, que la relación costo beneficio en el cálculo de atributos es prometedora para los reservorios aquí trabajados.

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quisiera agradecer a YPF S.A. por la autorización para la publicación del trabajo.

En segundo lugar, a Serra, Fernando y Vicente, Agustín por la revisión y comentarios.

Por último, el agradecimiento a mis compañeros de todos los días por incentivar la publicación.

## REFERENCIAS CITADAS

- Figari, E., Stelkov, E.E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martinez, R., Villar, H., 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. In: 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Buenos Aires, p. 197-237.
- Chopra, S. y Marfurt, K.J., 2007. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. SEG Geophysical Developments Series No. 11.
- Roberts, A., 2001. Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. First Break, 19: 85-99.
- Al-Dossary, S. y Marfurt, K.J., 2006. 3D volumetric multispectral estimates of reflector curvature and rotation. Geophysics, 71: 41-51.
- Chopra, S. y Marfurt, K.J., 2010. Integration of coherence and volumetric curvature images. The Leading Edge, 29: 1092-1107.
- Sigismondi, M.E., y Soldo, J.E., 2003. Curvature attributes and seismic interpretation: Case studies from Argentina basins. The Leading Edge, 22: 1122-1126.
- Hardage, B. y Remington, R., 1999. 3D seismic stratal-surface concepts applied to the interpretation of a fluvial channel system deposited in a high-accommodation environment. Geophysics, 64: 609-620.