

CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS DE ARENISCAS FLUVIALES CON INVERSIÓN GEOESTADÍSTICA EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Luis Vernengo¹, Raúl Czeplowodzki¹, Eduardo Trinchero¹, Alberto Sabaté²

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

2: CGG GeoSoftware. alberto.sabate@cgg.com

Palabras clave: **Inversión Geoestadística, impedancias, capa delgada, realizaciones, pozo testigo**

ABSTRACT

Reservoir characterization of fluvial sandstones with geostatistical inversion in Golfo San Jorge Basin, Argentina

In the Golfo San Jorge Basin, Argentina, the main traditional reservoirs are fluvial sandstones, which are thin and usually fall below seismic tuning frequency. The need for an aggressive development of the reserves and the need to open new areas led to a pilot job in a zone of approximately 100 km², assuming the possibility to go across structural and stratigraphic traps and their combination, using high technology added to the proved workflow.

After the carefully traditional seismic structural interpretation of faults and horizons in the area and using seismic attributes the seismic reservoir characterization was aimed toward the processing and analysis of a seismic geostatistical inversion. Using this technique improved the knowledge of the emplacement, behavior and occurrence of the reservoir sand bodies, opening new zones and determining development drilling. The method includes geostatistical inversion and its interpretation, results, and improvement of the sequence. Time thickness of the reservoirs, sand probability, and effective porosity maps for each separate layer were generated and interpreted at the end of the sequence.

The results are valuable because they can be used not only for drilling in development areas, but also improve technical and economical decisions in appraisal wells areas. This procedure combines geological and geophysical techniques more closely, also taking into account the importance of the corresponding petrophysical data of the geological column. The results in proposed wells are based on this technique.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Golfo San Jorge, en la Patagonia Central, cubre un área aproximada de 170.000 km². De acuerdo a la producción de hidrocarburos, la cuenca presenta el valor de acumulada más alto de la Argentina. Esta cuenca es intracratónica, predominantemente extensional, de orientación general Oeste-Este. Desde el cordón de los Andes hasta el Océano Atlántico.

Después de un basculamiento del eje máximo de la Cuenca, comenzó el ciclo sedimentario del Chubutiano. La Formación Pozo D-129 (del Barremiano - Aptiano) de origen mayormente lacustre, es la roca madre más importante de la Cuenca. Por encima de esa formación, se depositó un grupo de unidades lacustres somero-fluviales bajo las condiciones de *sag* tardío. Esas unidades contienen los reservorios que tienen la mayor cantidad de hidrocarburos de la Cuenca. La fase principal de la compresión Terciaria levantó la faja plegada de San Bernardo Norte-Sur, reactivando fallas normales previas.

La actividad volcánica a través de la historia de la Cuenca está expresada en el gran contenido de tobas en toda la columna entera, afectando esto la calidad de los reservorios. Después de migrar a través de una importante red de fallas y otros caminos, el petróleo quedó confinado en distintos tipos de estructuras extensionales y compresionales.

El área de interés de este trabajo se caracteriza por tener reservorios fluviales de arenas tobáceas, los cuales tienen espesores variables, pero generalmente no mayores de 1 m. Casi todos ellos están por debajo de la frecuencia sísmica de sintonía (*tuning*), y sólo si ellos se encuentran apilados verticalmente pueden ser sísmicamente visibles.

El espesor es una de las dificultades mayores si se desea determinar las características individuales de cada reservorio, considerando además que los reservorios están distribuidos verticalmente en más de 1.000 m de columna productiva. La calidad de la sísmica 3D en el área de interés es aceptable. La fuente utilizada fue vibroseis, siendo la antigüedad de la registración de 5 a 15 años.

La zona seleccionada para este estudio tiene una frecuencia dominante promedio de 35 Hz. Es bastante usual encontrar más de 40 reservorios en un solo pozo, aunque no más del 10 % de ellos son productivos. Se realizan fracturas hidráulicas de manera frecuente, básicamente para remover daño. La impedancia de los reservorios es mayor que la del sello, esto debido parcialmente a la presencia de tobas.

La interpretación sísmica tradicional 3D incluye la realización de mapas estructurales ajustados con pozos y extracción de atributos tales como amplitudes y fase (Figura 1), siendo en muchos casos los mejores indicadores de canales y fallas, Hunt *et al.*, (2011).

Sin embargo, es necesario comprobar nuevas tecnologías para obtener mayor detalle no sólo en la resolución vertical, sino también en la distribución espacial, para así comprender mejor la geometría de los reservorios, Slatt y Abouslemian (2011). Siguiendo esta línea de trabajo, el estudio realizado está basado en Inversión Geoestadística, la cual utiliza conjuntamente sísmica y pozos para poder disponer de cubos con más detalle que la sísmica convencional y también otras de otros productos, como por ejemplo, cubos de probabilidad de arenas, etc.

Este método integrado en el flujo de trabajo interpretativo ha demostrado que es efectivo no solo para la ubicación de pozos de desarrollo, sino también para prospectos de medio a alto

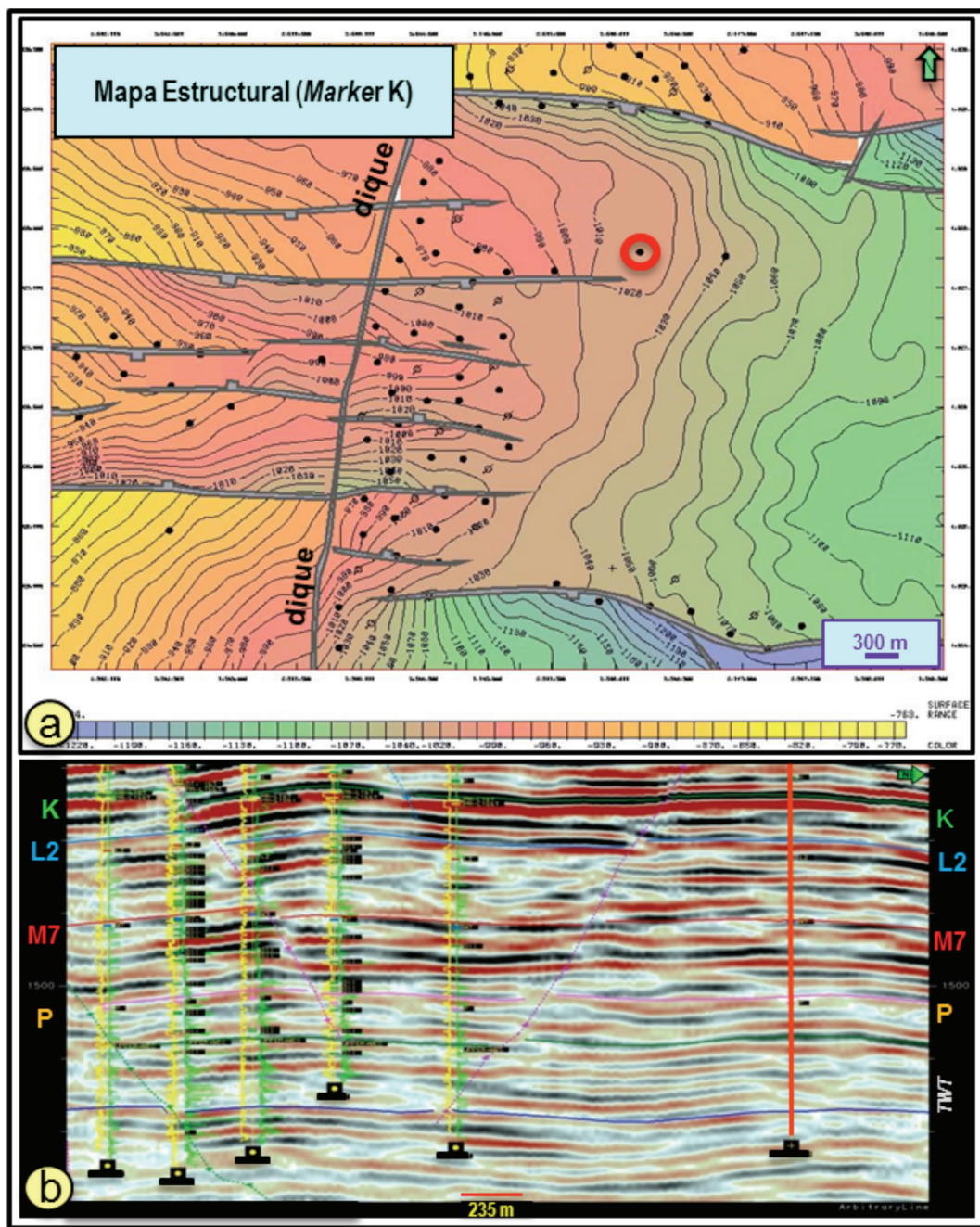


Figura 1. (a) Mapa estructural próximo al tope de la zona de interés, en círculo rojo se destaca la ubicación del Pozo de Avanzada. (b) Sección Sísmica con interpretación, pozos productores, *picks* y el Pozo mencionado (a la derecha de la imagen).

riesgo (principalmente en trampas estratigráficas) y para sumar una nueva dimensión al árbol de decisiones estratégicas en el yacimiento. La Inversión Geoestadística ha probado brindar detalles sutiles y además, aportar información relacionada con la cuantificación de la incerteza de los eventos o la probabilidad de ocurrencia de los mismos.

La Inversión Geoestadística provee un soporte robusto en la solución integral de la caracterización, porque ella incluye en un solo producto los aportes de la sísmica convencional, *gathers* por rango de ángulos, inversión simultánea y perfiles de ondas P, S y densidad. Finalmente es posible interpretar mapas de impedancia de alta frecuencia, mapas de arena y probabilidad de litotipos.

METODOLOGÍA DE TRABAJO PARA LA INVERSIÓN GEOESTADÍSTICA

La Inversión Geoestadística propuesta para este estudio, utiliza un flujo de trabajo cuyo principal objetivo es generar múltiples escenarios o realizaciones de las propiedades elásticas simultáneamente con las litofacies del reservorio, Chopra *et al.*, (2004) y Close *et al.*, (2011). Las realizaciones mencionadas son el resultado de integrar rigurosamente lo siguiente:

- 1) Variogramas horizontales y verticales, histogramas, proporciones y toda otra información existente disponible, en forma de tendencia (1D, 2D, 3D) de las litofacies en el intervalo de interés.
- 2) Funciones de densidad de probabilidad (PDF), para cada una de las litofacies definidas en el dominio de las propiedades elásticas (I_p , V_p/V_s y densidad).
- 3) Un modelo de física de rocas que permita:
 - a) Sintetizar perfiles en secciones aunque hayan sido afectadas por lavado de pared o invasión,
 - b) Caracterizar las rocas basándose en las propiedades elásticas,
 - c) Establecer el enlace entre propiedades petrofísicas y elásticas,
- 4) Una grilla estratigráfica sobre las superficies interpretadas y las fallas.
- 5) Información de los Pozos.
- 6) Trazas sísmicas, en forma de apilados parciales por ángulo.
- 7) Ondículas, una por cada suma parcial de ángulo.

La forma de solucionar el problema planteado en cuanto a la integración de los tipos diferentes, unidades y escalas, es representar cada fuente de información como una función de densidad de probabilidad (PDF por sus siglas en inglés) (Figuras 2a y b) y luego combinar todos los PDFs en un PDF posterior, multivariado, a través de inferencia Bayesiana (Figura 3 (a)).

El siguiente paso es obtener muestras estadísticamente correctas y equiprobables de este PDF multivariable, utilizando para ello el algoritmo de Markov-Monte Carlo. En este proceso, una muestra (realización) consiste en volúmenes de gran detalle de Impedancia P, V_p/V_s , densidad y litofacies, que respeten todos los parámetros de entrada, así como también al dato sísmico.

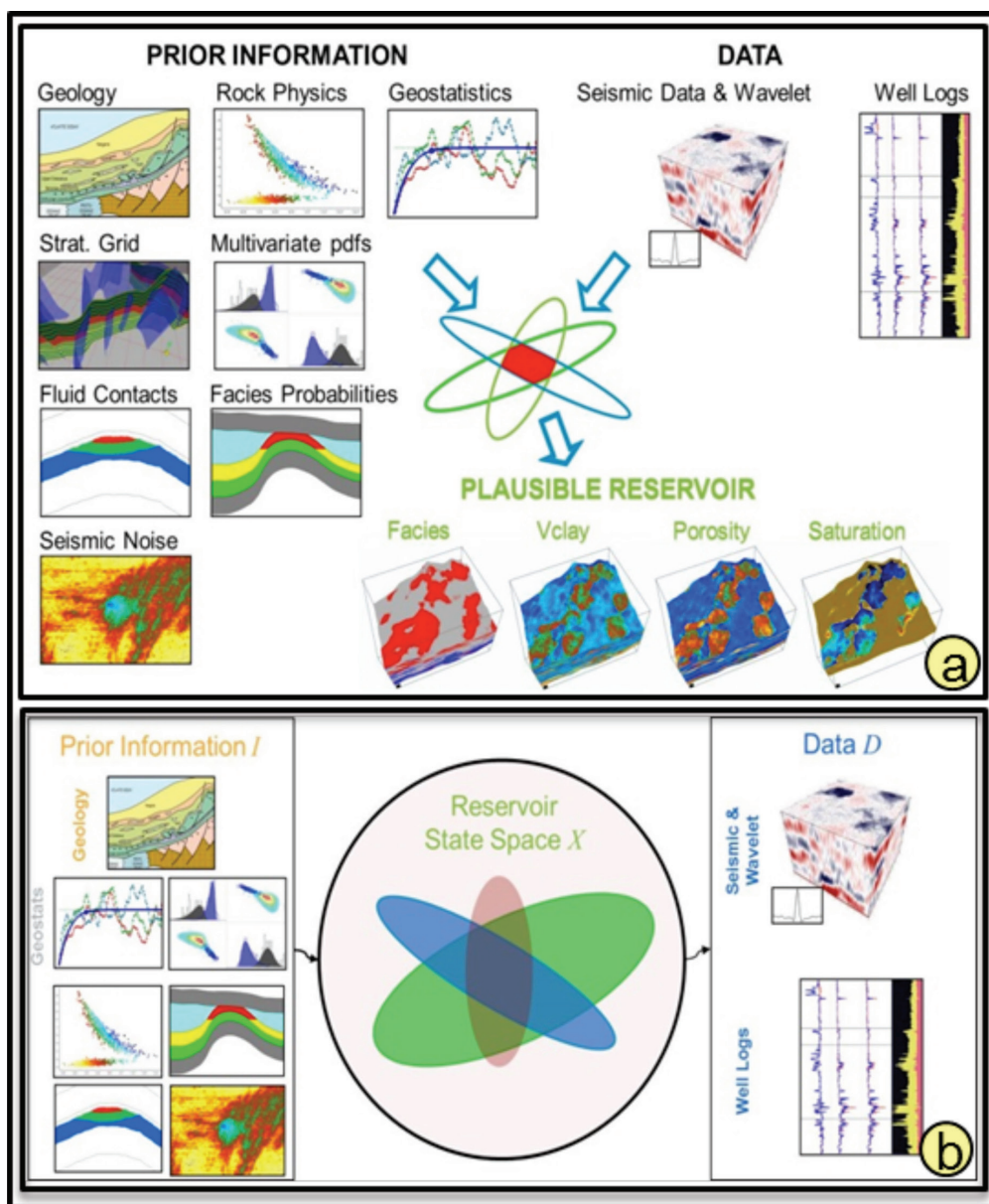


Figura 2. (a) y (b) Integración de la información de distinto tipo, unidades y escalas, representando cada fuente de datos incluidos en el flujo de trabajo para el cálculo de la Inversión Geoestadística.

La respuesta sísmica modelada de cada muestra, será contrastada con el dato sísmico de entrada y tendrá un residuo mínimo (Figura 3 (b)). Es importante mencionar que el gran detalle encontrado en cada volumen realizado no constituye en sí un incremento de resolución. Estos detalles, más allá del ancho de banda sísmico, provienen del modelo geoestadístico, donde es requerido para analizar todas las realizaciones y así comprender mejor la inexactitud, Torres Verdín *et al.*, (1999) y Shanor *et al.*, (2001).

Después de obtener un número interesante de muestras a través de un proceso de co-simulación para cada realización, se estiman los volúmenes de porosidad. Finalmente, se pueden

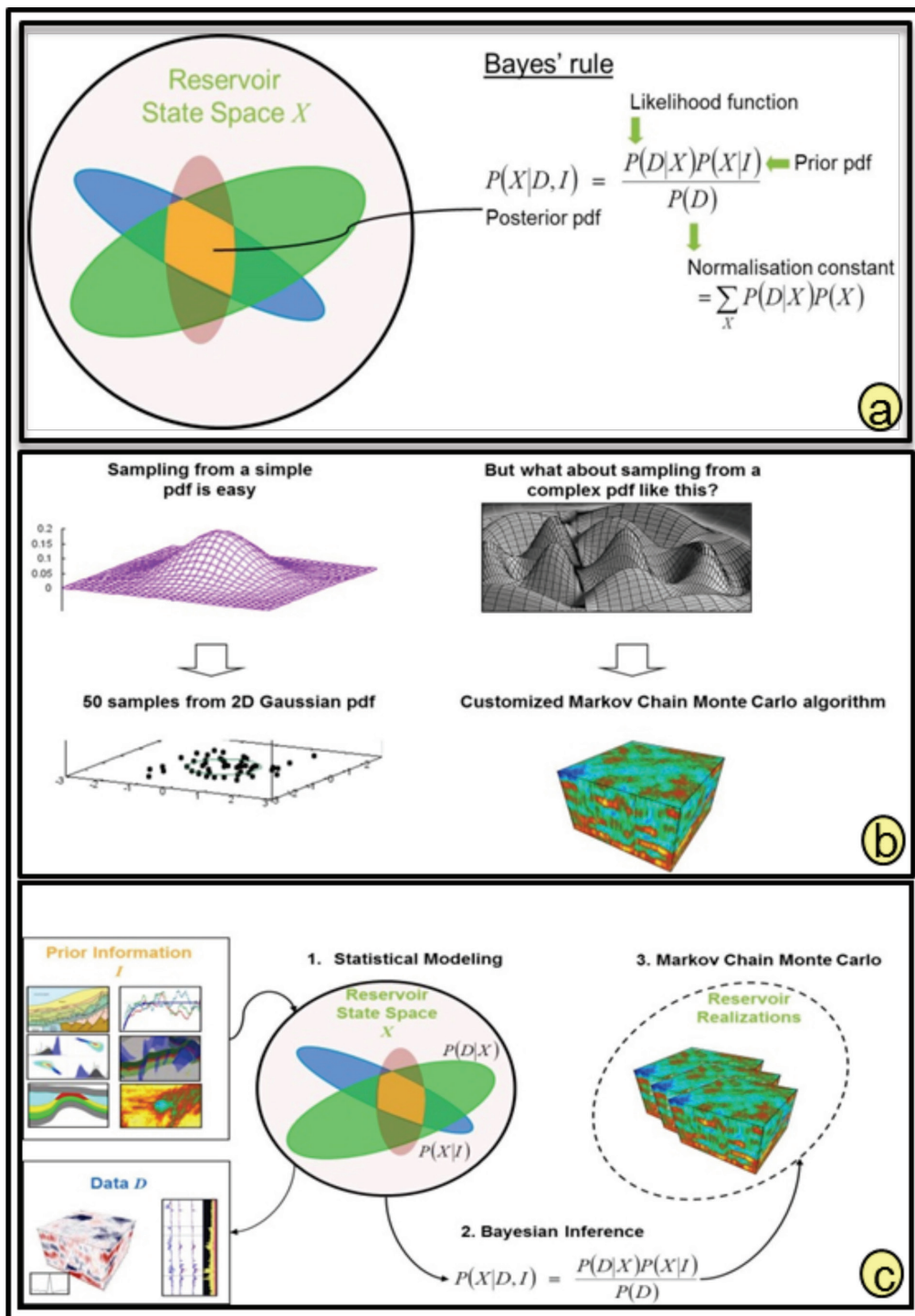


Figura 3. (a) Combinación de toda la información en una realización multivariable y luego a través de inferencia Bayesiana. (b) Respuesta sísmica de cada muestra modelada comparada con la de la sísmica de entrada, buscando un residuo mínimo. (c) Sumario de los procesos descritos en (a) y (b).

generar estadísticas resumen de los resultados, generando la desviación media y estándar para cada una de las propiedades continuas y la probabilidad de ocurrencia para las litofacies.

Para los propósitos de este artículo, las litofacies fueron definidas como arenas (reservorio) y arcilla (no reservorio). Otros resultados útiles para el análisis incluyen mapas (espesor de arenas, porosidad efectiva) que pueden ser generados de los resúmenes. Un resumen del proceso está ilustrado en la siguiente Figura 3 (c).

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN UNA PROPUESTA DE UN POZO DE AVANZADA

Uno de los productos de este flujo de trabajo descrito, consistió en la elaboración de la Propuesta de un Pozo de Avanzada de 2.400 m de profundidad. El mismo fue planeado para atravesar durante la perforación, 20 areniscas tobáceas de alrededor de 80 m de espesor permeable en total. El mapa de la Figura 1 (a) (círculo rojo) muestra lo comprometido del pozo, desde el punto de vista estructural, ya que fue propuesto 30 m más profundo que los pozos más cercanos para el mismo *marker* y además por fuera del cierre de la falla aledaña. Además la ubicación dista tres veces el distanciamiento normal que existe entre los pozos del área.

En una línea sísmica de orientación Noreste-Sudoeste, es fácil ver que la mayoría de los horizontes sísmicos no son continuos desde los pozos productores hacia el pozo propuesto (Figura 1 (b)), el pozo propuesto está marcado en color rojo). Las acumulaciones de gas y petróleo en este campo tienen una fuerte componente estratigráfica y los cambios de carácter sísmico en los niveles interpretados están asociados generalmente a fuertes cambios estratigráficos. Por otra parte, los pozos productores, al oeste, están bastante más alejados del pozo propuesto.

La sección sísmica de orientación Norte-Sur

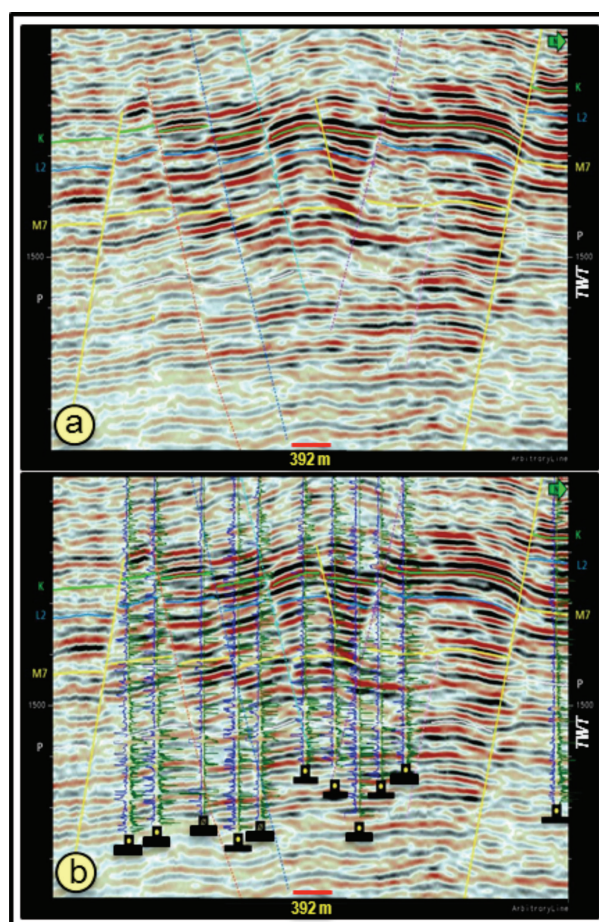


Figura 4. (a) Sección sísmica de orientación Norte-Sur que muestra la complejidad estructural del área de estudio. (b) La misma sección de (a) con pozos, perfiles de pozo (SP y Resistividad), horizontes sísmicos y fallas interpretadas.

Sur, con y sin interpretación, que puede verse en la Figura 4, muestra con bastante claridad la presencia y desarrollo de las fallas y la geometría de las estructuras presentes en este sector del área. Deben primeramente identificarse los reservorios sobre el dato sísmico, con la ayuda de atributos, pues estos reservorios están por debajo de la resolución sísmica (de 3 a 5 m), aunque algunas veces podremos ver una “suma” de areniscas reservorios. Por otro lado, el utilizar varios atributos sísmicos, descomposición espectral y cálculos de coherencia, permite realizar un mejor y más sólido modelado.

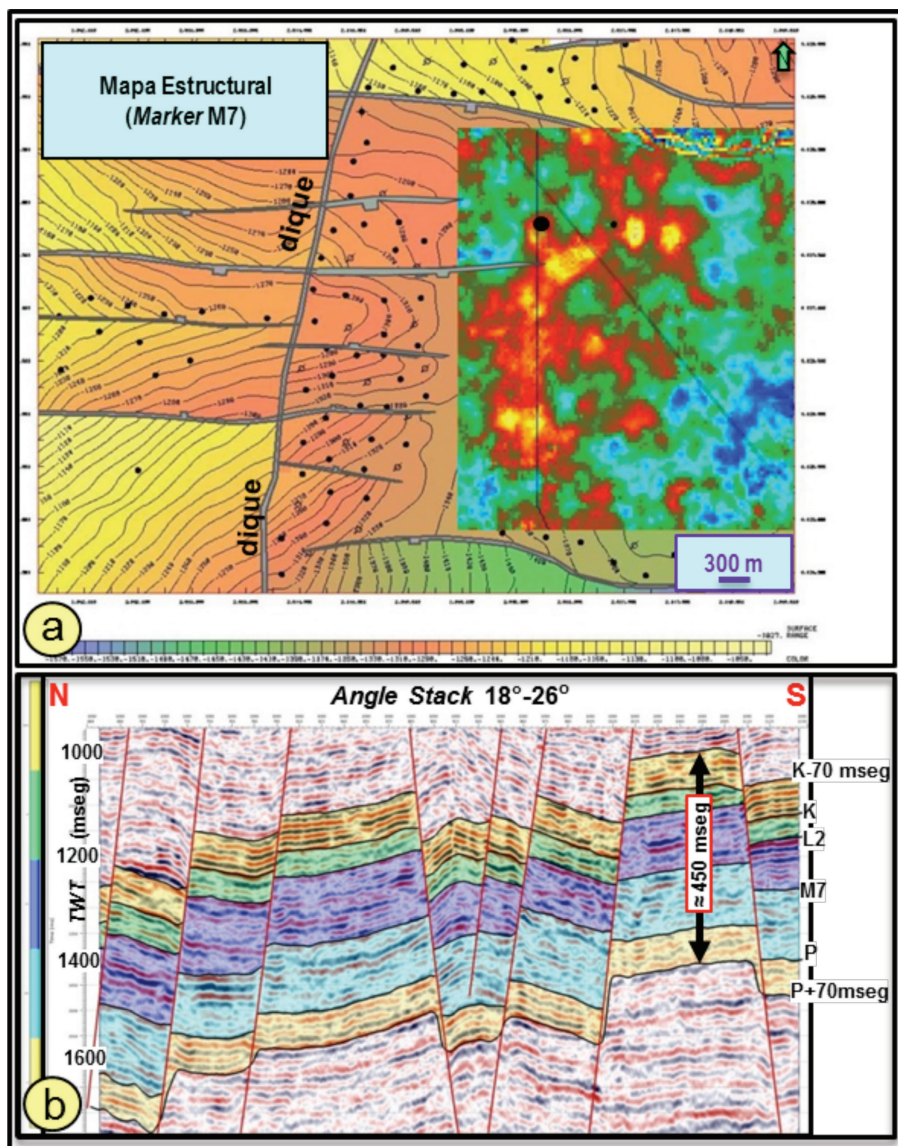


Figura 5. (a) Mapa Estructural referido al *marker* central de la zona de estudio con la sobreimpresión de un sector cubierto por la Inversión Determinística. Puede observarse la configuración estratigráfica buzamiento debajo de la estructura. (b) Modelo estructural de baja frecuencia, construido desde 70 msec por sobre y por debajo del *marker* superior de la zona de análisis. Este conjunto de capas tiene un espesor promedio del orden de $\frac{1}{2}$ longitud de onda.

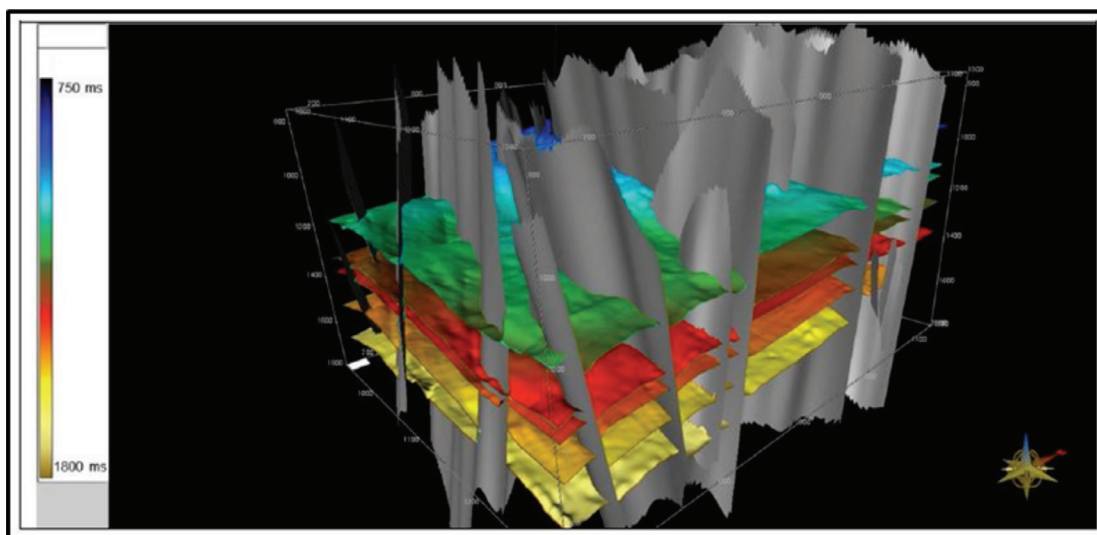


Figura 6. Vista tridimensional de los principales horizontes interpretados en la zona de interés y esquema de fallas. Puede observarse la complejidad estructural presente en el subsuelo del área.

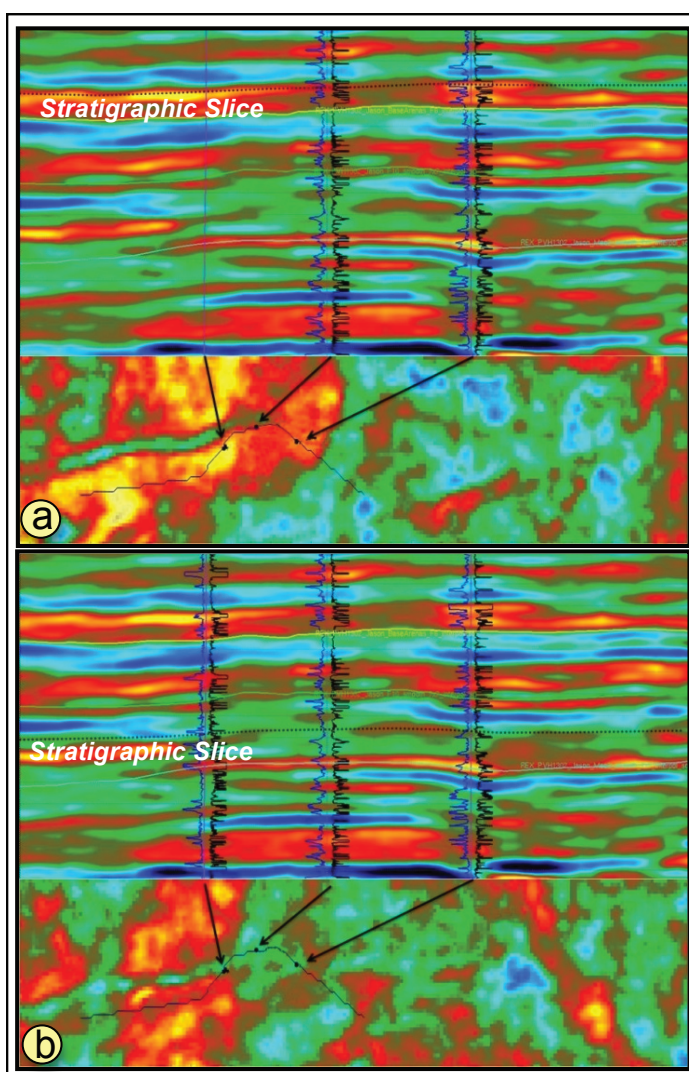


Figura 7. (a) Inversión Determinística (ondas P) en un sector que involucra los principales reservorios productivos, conjuntamente con un *slice* (tajada) estratigráfico extraído al tope de uno de los reservorios productivos. (b) Similar composición que en (a) pero con un *slice* estratigráfico extraído del tope de otro de los reservorios productivos del área.

El próximo paso es visualizar los cuerpos de arena con otras herramientas, habiendo probado ya que la inversión simultánea ha sido de ayuda para este fin. La misma refuerza el contenido de frecuencias y le adiciona la componente de baja frecuencia desde la información de los pozos. Es posible no solamente obtener Impedancia P, Impedancia S y algunas veces el cubo de densidades, sino también los parámetros Λ -rho y M bu-rho (Figuras 5 (a), 6 y 7). La representación horizontal del reservorio como Impedancia P sobreimpuesta o co-visualizada en el mapa estructural correspondiente, es un modo óptimo de entender el patrón de depositación presente, Latimer *et al.*, (2000).

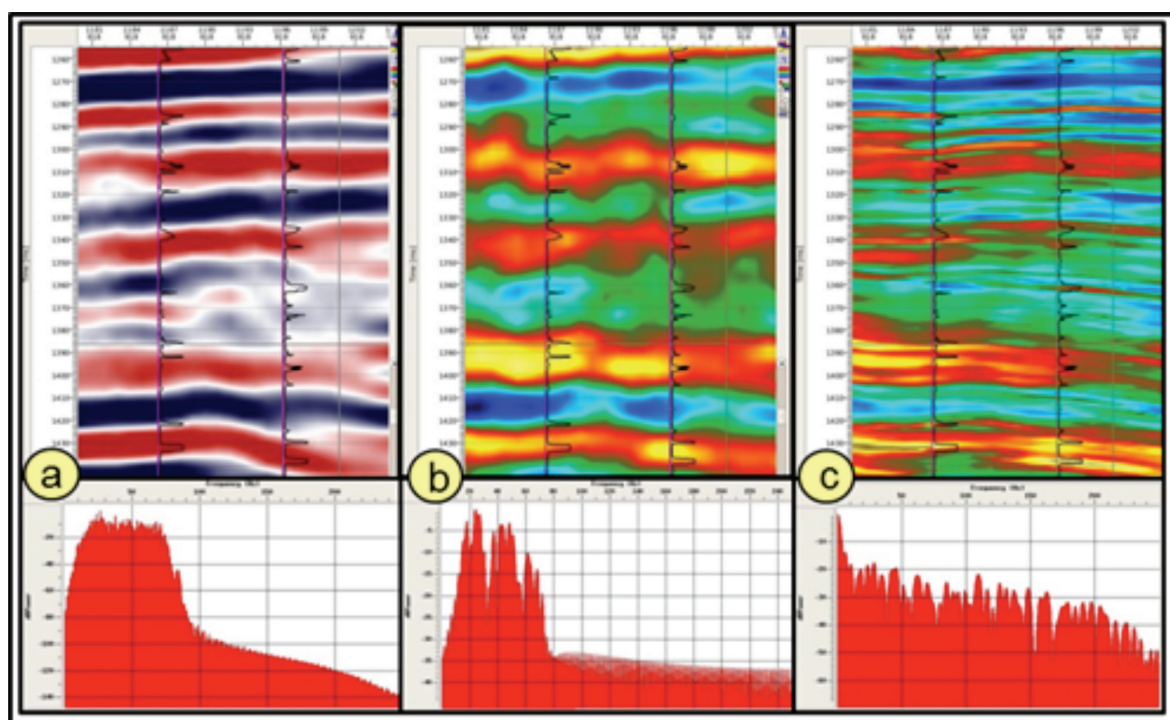


Figura 8. Contenido de frecuencias, (a) Sección sísmica. (b) Inversión Determinística. (c) Inversión Geoestadística. En esta última, es notable la mejora en cuanto a la resolución y su relación con las capas delgadas.

Para guiar el modelo de baja frecuencia (Figura 5 (b)), se integraron las fallas y los horizontes interpretados. El incremento de frecuencias obtenido en la Inversión Simultánea es evidente, especialmente en el área de interés (Figura 8b). Comparando los *crossplots* realizados con los resultados de la Inversión Simultánea, utilizando dos o tres variables, se separan claramente los reservorios de los no-reservorios. Este hecho fortaleció el sentido de continuar con el flujo de trabajo propuesto, dándole mayor énfasis a la continuación del estudio (Figura 9).

Finalmente, se tomó la decisión de realizar la Inversión Geoestadística, la cual dio resultados

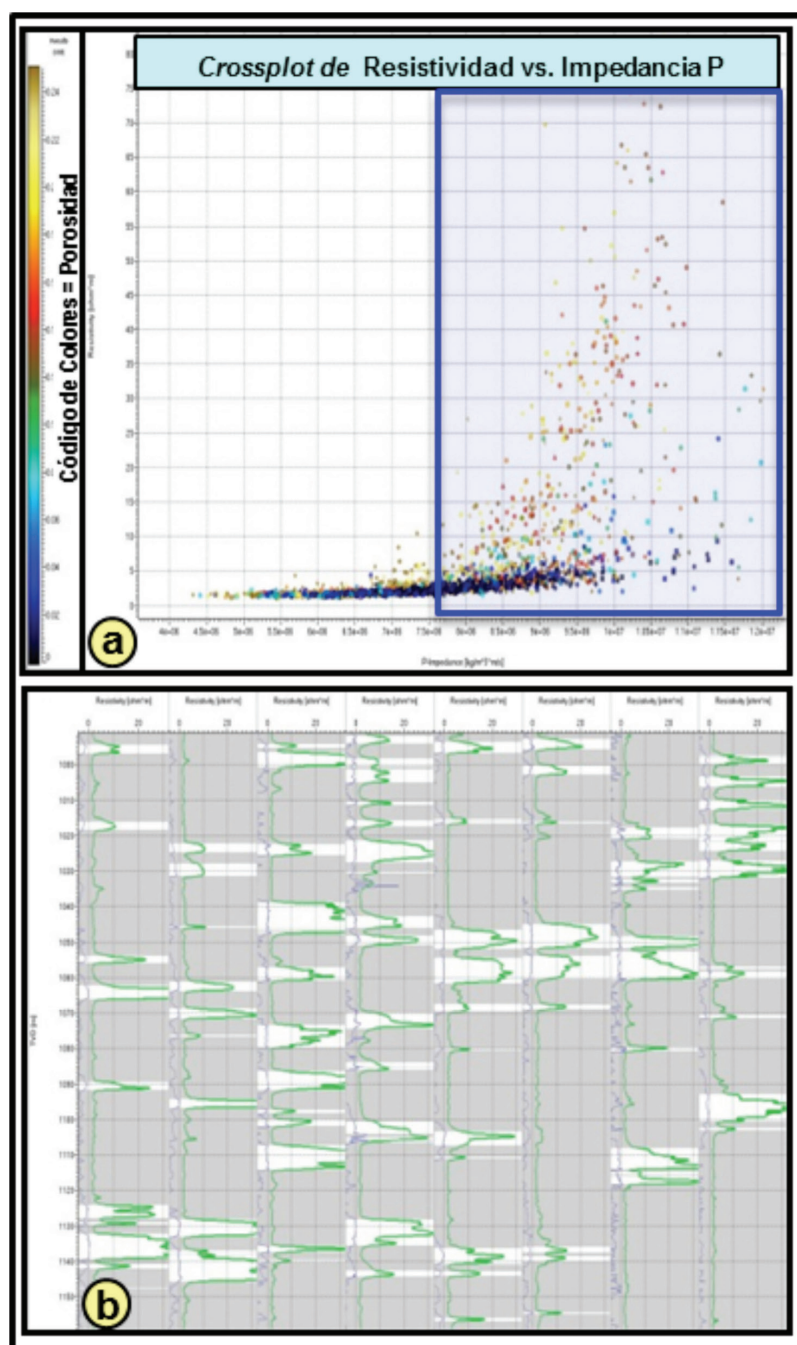


Figura 9. (a) *Crossplot* de Porosidad vs. Impedancia P con datos de la Inversión Determinística. (b) Los mismos pozos tomados en cuenta en (a) resaltando las altas impedancias contenidas en el recuadro azul del gráfico. Los cuerpos de arena están resaltados en los perfiles de los pozos.

satisfactorios en términos de Impedancias, Cubo de Probabilidad de Arenas, (ocurrencia de arenas) y Cubo de Porosidad Efectiva. En este punto y con esta nueva información, la interpretación de los resultados cambió drásticamente. Se analizaron y estudiaron en detalle

estos nuevos cubos y se describió minuciosamente la ocurrencia de los cuerpos de arenisca presentes (Figura 10).

El proceso de análisis comenzó con la discriminación, en un *crossplot* de perfiles de pozo (Figuras 11 y 12) donde se pudo establecer una relación entre la Impedancia P y los valores de resistividad. Definiendo un *cut-off* como límite, es posible realzar los reservorios en los pozos del área.

En el *crossplot* de la Figura 11, muestra que las Impedancias P y S están relacionadas no solo al volumen de arcilla presente, sino también con la porosidad efectiva. Aún más, el *crossplot* entre V_p/V_s versus la Impedancia P, muestra una separación fuerte entre arena y sello, Castagna *et al.*, (1985). En este caso, con más del 30 % de arcilla no son considerados reservorios. Es de destacar que esta fase concluyó evidenciando, en tres intervalos guiados por picks geológicos, la proporción correcta entre reservorio/no-reservorio.

La correlación de un pozo con todo el resto de los perfiles (tales como el perfil sísmico P y S, la densidad, los perfiles eléctricos y así otros, (Figura 13), muestra el apropiado ajuste sísmico y un test de inversiones determinística y geoestadística. En este caso se pone en evidencia la diferencia en resolución vertical para la sísmica y además, cómo puede ser mejorada la misma. La Figura 14 muestra una sección de prueba invertida, con la entrada de un pozo solamente, siendo el resto utilizados como testigo (*blind test*). La correlación es aceptable, lo que alienta a la continuación del proceso en desarrollo.

En esta etapa, se genera un modelo sin tomar en cuenta los pozos, utilizando la sísmica en varias realizaciones, buscando la convergencia hacia ella. Los parámetros calculados son, el volumen de litotipo más probable y el de la probabilidad de ocurrencia de arenas.

En el siguiente paso, las mismas realizaciones fueron hechas esta vez, para volúmenes utilizando los pozos como entrada. Los resultados fueron altamente satisfactorios, tomando en cuenta el tamaño (pequeño) de los reservorios y la calidad de la sísmica existente.

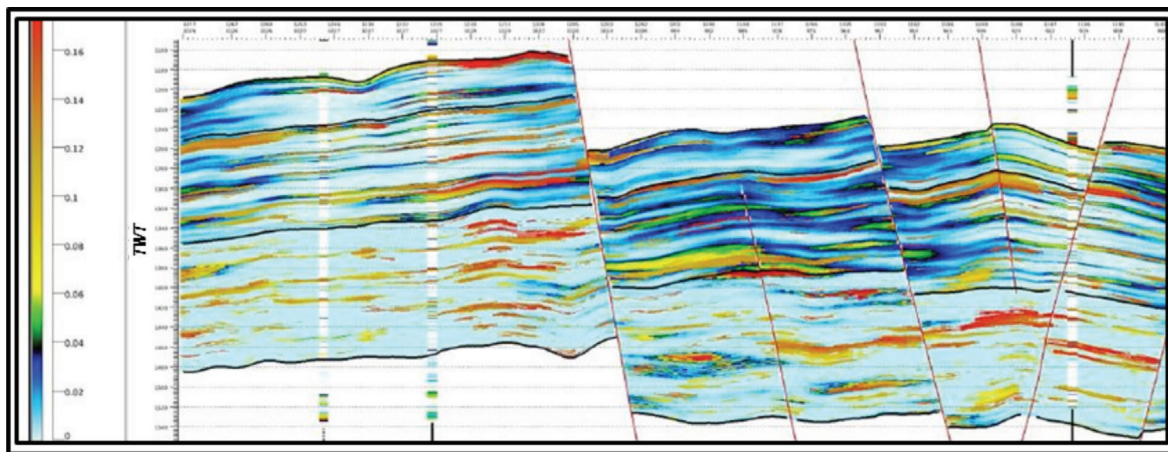


Figura 10. Sección extraída del cubo de Porosidad Efectiva generado y pozos de calibración.

Durante el proceso para sumar consistencia a la interpretación fueron generados diferentes gráficos especialmente útiles, por ejemplo, el del litotipo más probable (12 realizaciones), con el volumen de porosidad efectiva y el de probabilidad de arenas. La combinación de los gráficos, marca la gran mejora obtenida en la resolución del método, siendo la inversión determinística muy utilizada, ya que mostró una imagen de mejor calidad que la sísmica, evidenciando la eficacia y robustez del método (Figuras 15 y 16).

Una de las pruebas fue realizada en un pozo ya perforado pero que no había sido tenido en cuenta durante el cálculo (testigo) el cual mostraba una arena aislada y inexistente en los pozos próximos. Luego de revisar y analizar los perfiles, el resultado fue tal como se había predicho (Figura 17 (a)).

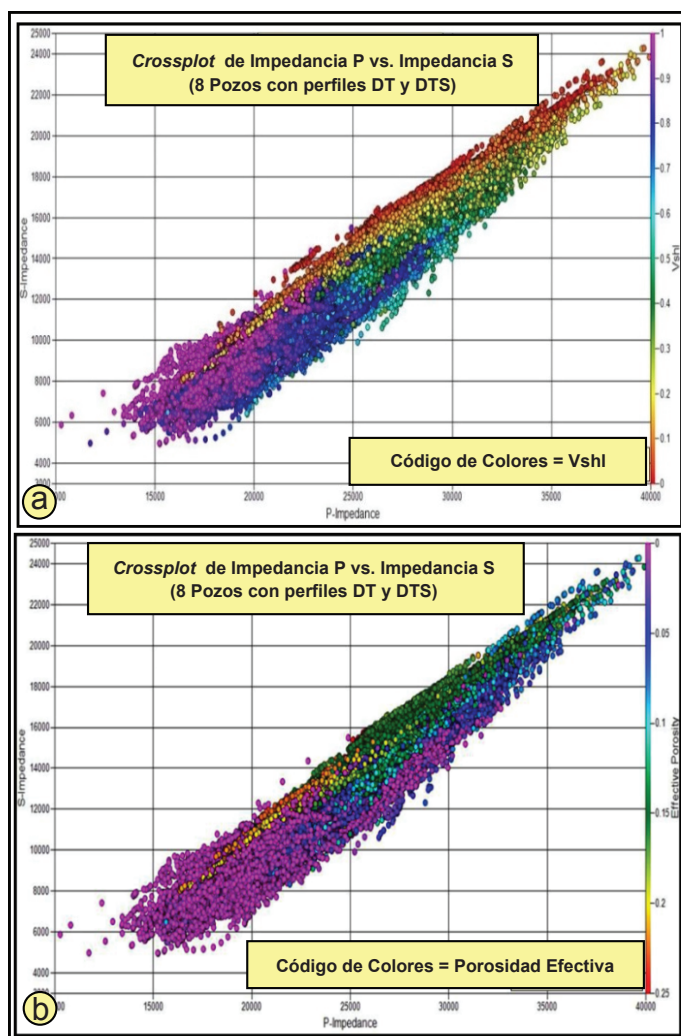


Figura 11. (a) Crossplot de Impedancia P vs. Impedancia S, con Código de Colores = Vshale. Los colores cálidos indican la presencia de reservorios (bajo contenido de arcilla) y los colores fríos el sello, (b) Crossplot de Impedancia P vs. Impedancia S, con Código de Colores = Porosidad Efectiva. Los mejores reservorios están asociados a los valores medios de las impedancias (colores cálidos).

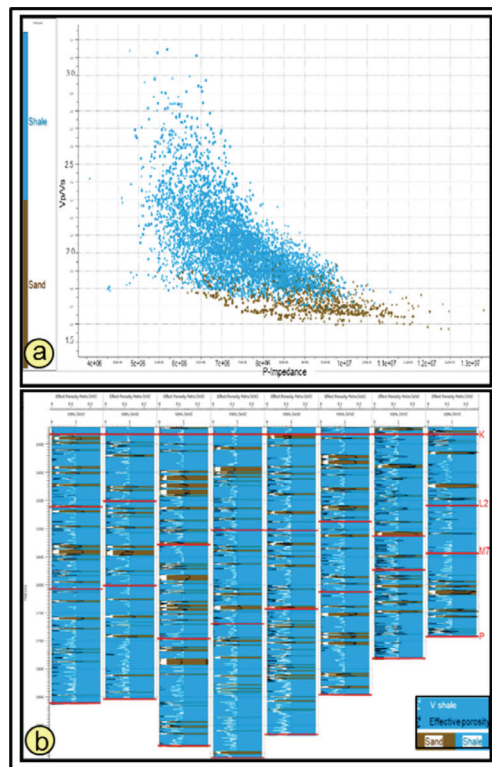


Figura 12. (a) *Crossplot* de V_p/V_s vs. las Impedancias P con un *cut-off*. Valores < 30 % de arcilla son considerados areniscas. (b) Cuando se resaltan las arenas en el gráfico (a), éstas aparecen resaltadas (en color marrón) en el gráfico (b) (corte nivelado al *marker* K).

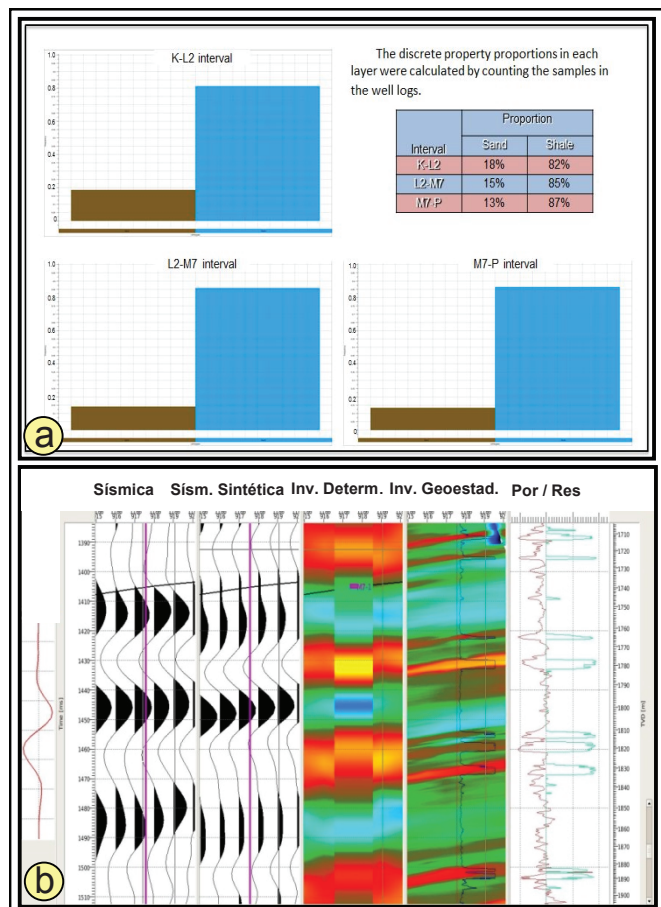
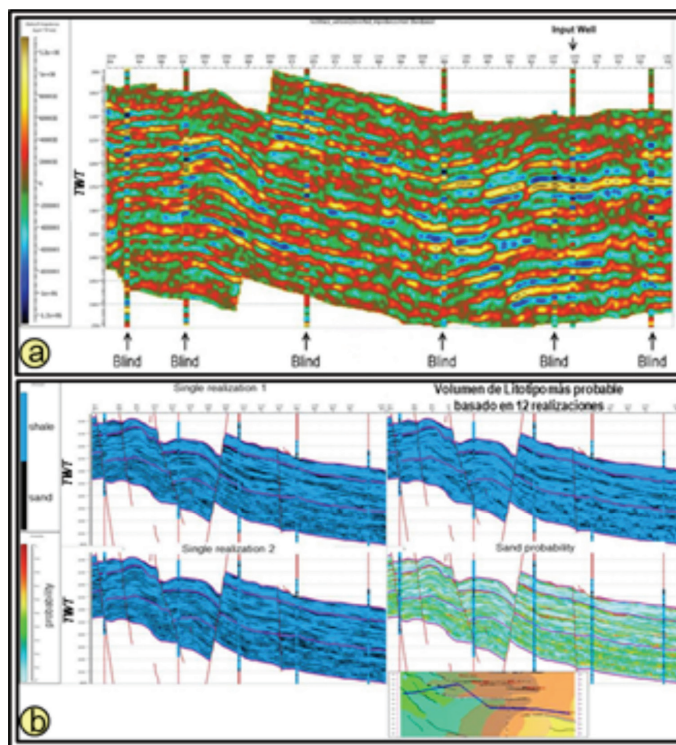


Figura 13. (a) Gráfico de proporción de arena - arcilla para cada intervalo (K-L2 / L2-M7 / M7-P). (b) Gráfico compuesto comparando el dato sísmico convencional con la sísmica sintética y la Inversión Determinística (en el centro del gráfico, la impedancia de pozo con el background de la impedancia sísmica) y la Inversión Geoestadística, en donde puede se aprecia el incremento en la resolución. A la derecha del gráfico, pueden observarse los perfiles de pozo de Porosidad y Resistividad.

Figura 14. (a) Sección extraída del cubo de Inversión Determinística conteniendo un pozo utilizado como dato y seis pozos utilizados como *blind test*. Es posible apreciar la buena correlación entre los pozos y la sección. De todas maneras, la Inversión Determinística muestra baja resolución. (b) En esta figura se puede apreciar el buen ajuste que existe entre todas las realizaciones.



Ejemplos como el mencionado, son usuales porque esta metodología fue integrada al procedimiento del flujo de trabajo del proceso interpretativo. La representación de las probabilidades para un reservorio y la combinación en otros gráficos junto con la Impedancia P fueron también de gran utilidad y soporte (Figura 17 (b)).

Para caracterizar una determinada capa (Figura 18), puede utilizarse la técnica específica del *slice* (tajada) estratigráfico, mostrando diferentes parámetros con Impedancia P, V_p/V_s , y *slices* de probabilidad. Esta comparación final (Figura 19 (a)) entre Inversión Simultánea y Geoestadística pone en evidencia las diferencias y variaciones en favor de esta última. La conjunción de las tres, en este caso, permite además, testear no solo la presencia de la capa mencionada, sino también sus posibilidades como reservorio.

Otra representación, en tres dimensiones en este caso, grafica todos los espesores en tiempo de las arenas de un determinado intervalo, resumiendo las mejores áreas de interés en una rápida visión que agiliza el análisis de nuevas propuestas de pozo (Figura 19 (b)).

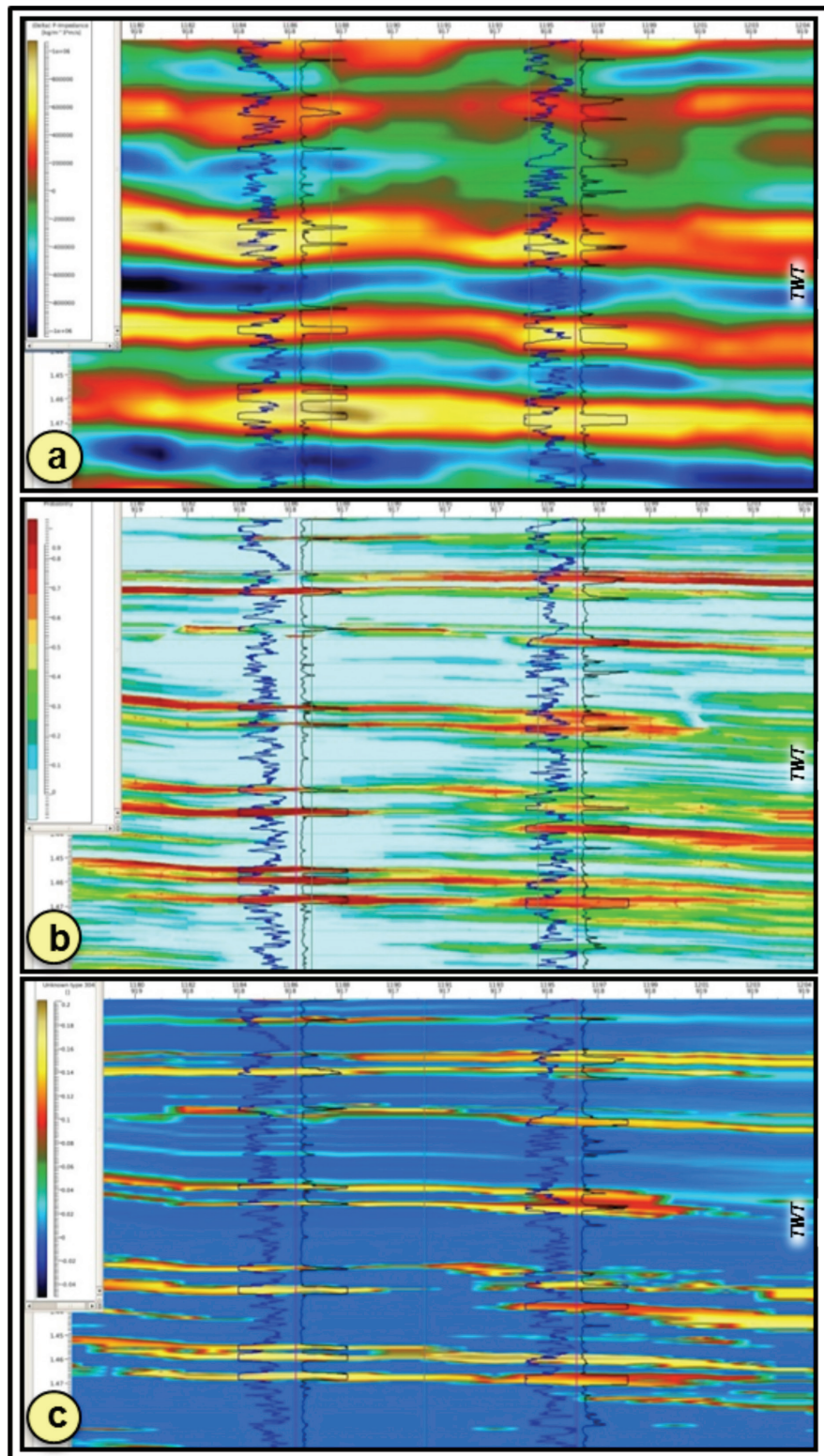


Figure 16. (a) Sección del Cubo de Inversión Determinística. (b) Sección del Cubo de Probabilidad de Arenas (c) Sección del Cubo de Porosidad Efectiva.

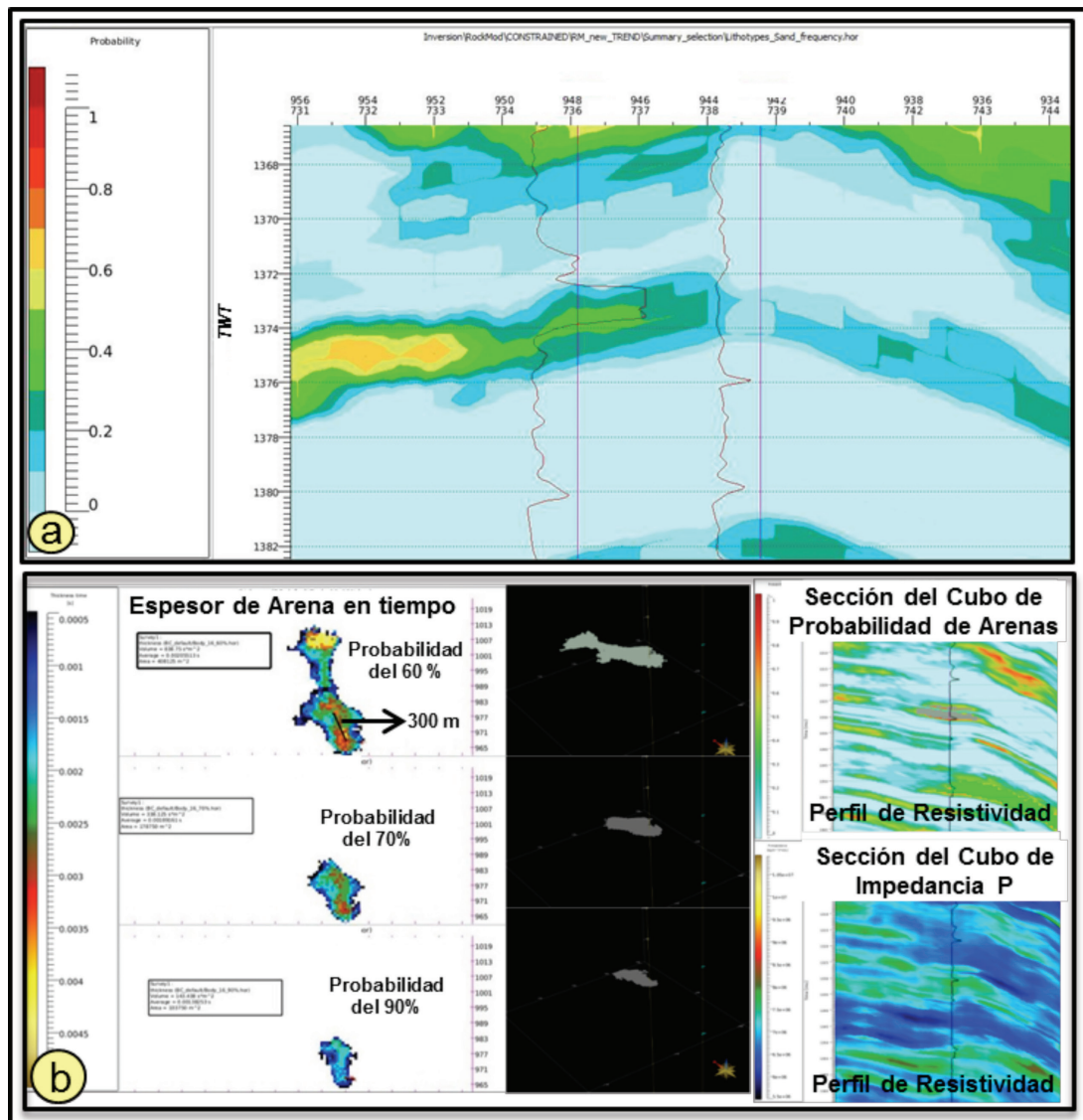


Figura 17. (a) Pozos utilizados como *Blind test*. Se pueden observar los buenos resultados obtenidos con la Inversión Geoestadística. (b) Ejemplo tomando una sola arena.

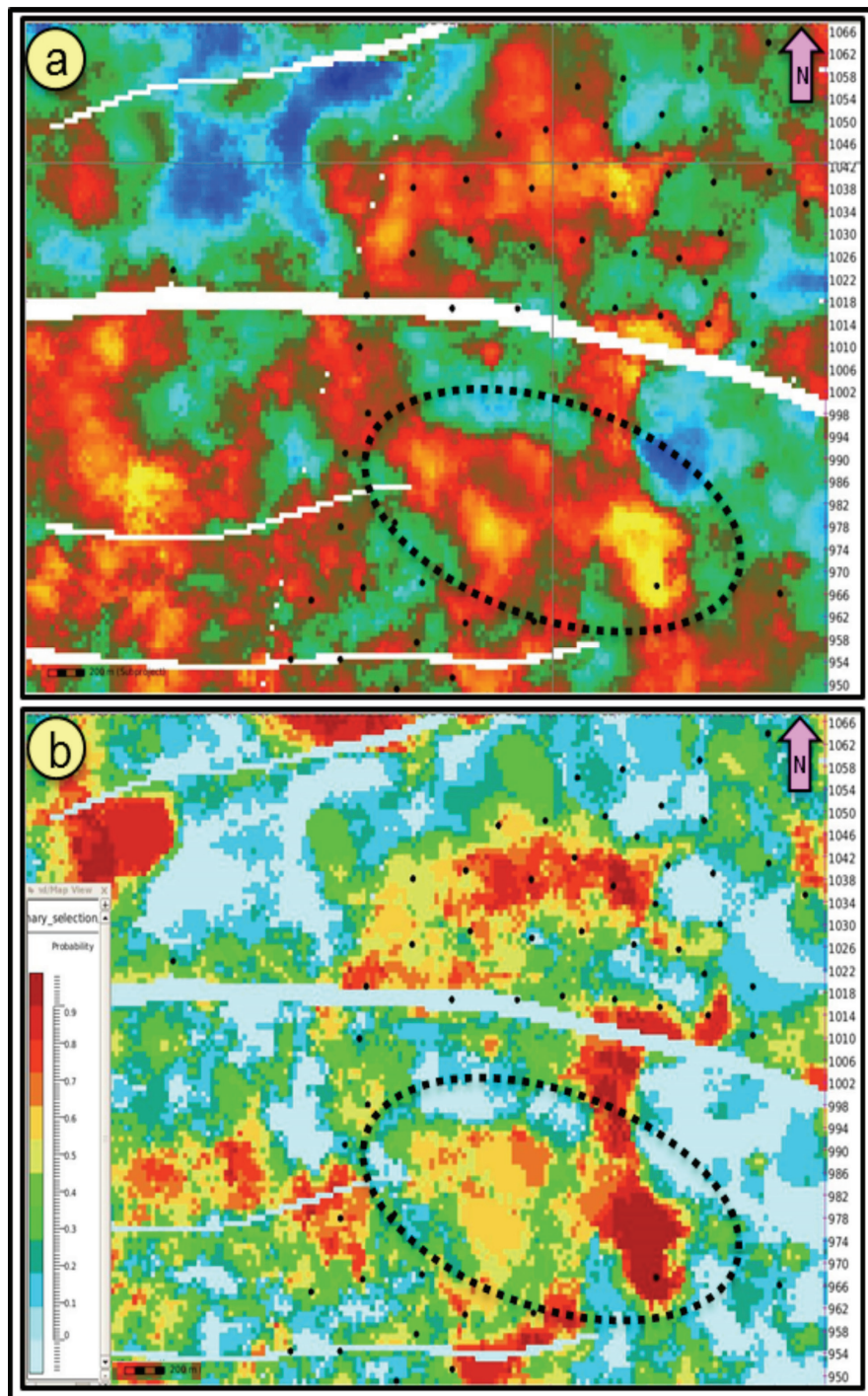


Figura 18. (a) *Slice* estratigráfico de una de las zonas de interés extraído del cubo Vp/Vs de la Inversión Determinística (Simultánea). (b) El mismo *Slice* estratigráfico de la figura (a) pero extraído del cubo de Probabilidad de Arenas de la Inversión Geoestadística. Dentro de la elipse remarcada con línea de puntos es posible apreciar el distinto comportamiento de cada Inversión.

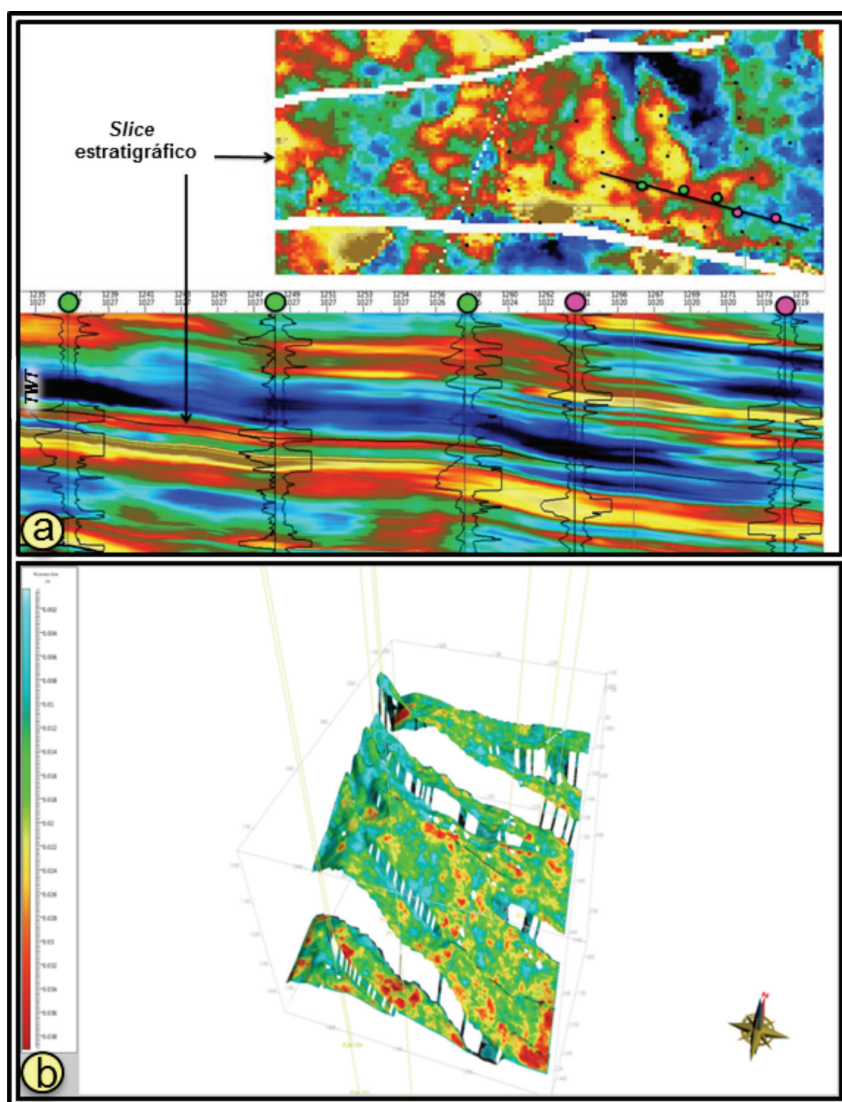


Figura 19. (a) *Slice* estratigráfico a través de cinco pozos en la zona del Yacimiento, donde se muestra la variación lateral de la geometría de las arenas. (b) *Slice* estratigráfico visualizado tridimensionalmente en conjunto con la información estructural.

CONCLUSIONES

Después de una cuidadosa consideración metodológica y luego de los procesos normales de interpretación; la Inversión Geoestadística ha mostrado ser contundente al momento de analizar los problemas inherentes a la resolución sísmica vertical, la existencia de reservorios y el emplazamiento de los mismos. Los resultados son buenos ya que ellos pueden ser utilizados no

solamente para perforar en áreas de desarrollo, sino también para aportar nuevos datos en las áreas de avanzada.

Este procedimiento combina técnicas geofísicas y geológicas de manera más cercana, tomando también en cuenta el peso que tiene la petrofísica correspondiente a la columna geológica en estudio.

El resultado obtenido brinda la sensación de poder desplazarse dentro de un cubo invertido sísmico sin perder precisión ni resolución, debido a la incorporación de datos provenientes de cálculos geoestadísticos. Esta técnica puede considerarse entonces como una de las respuestas más positivas y sólidas a la problemática que presenta la identificación y seguimiento de las capas delgadas.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Pan American Energy LLC y a CGG GeoSoftware, por la autorización a publicar los ejemplos de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Castagna, J., M. Batzle, y R. Eastwood, 1985, Relationships between compressional and shear-wave velocities in clastic silicate rocks, *Geophysics*, 1985, Vol. 50, p. 571-581.
- Chopra S., S. Singleton, G. Hall, R. Nickerson y D. Carlson, 2004, Integrated Reservoir Characterization - A successful interdisciplinary working model, CSEG National Convention, p. 1-6.
- Close, D. I., M. Pérez, B. Goodway, F. Caycedo y D. Monk, 2011, Workflows for Integrated Interpretation of Rock properties and Geomechanical Data: Application and interpretation, Recovery, CSEG-CSPG-CWLS 2011 Convention, p. 1-3.
- Hunt, L., S. Reynolds, S. Hadley, J. Downton y S. Chopra, 2011, Causal fracture prediction: Curvature, stress, and geomechanics, *The Leading Edge*, November 2011, p. 1274-1286.
- Latimer, R., R. Davison y P. van Riel, 2000, An interpreter's guide to understanding and working with seismic derived acoustic impedance data, *The Leading Edge*, March 2000, p. 242-256.
- Shanor, G., M. Rawanchaikul, M. Sams, R. Muggli, G. Tiley y J. Ghulam, 2001, A Geostatistical Inversion to Flow Simulation Workflow Example: Makarem Field, Oman, EAGE 63rd Conference & Technical Exhibition - Amsterdam, The Netherlands, 11-15 June 2001, p. 1-4.
- Slatt, R., y Y. Abousleiman, Y., 2011, Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas shales, *The Leading Edge*, March 2011, p. 274-282.
- Torres-Verdín, C., M. Victoria, G. Merletti y J. Pendrel, 1999, Trace-based and geostatistical inversion of 3-D seismic data for thin-sand delineation: An application in San Jorge Basin, Argentina, *The Leading Edge*, September 1999, p. 1070-1077.