

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Simposio de Geofísica: La Geofísica como vínculo entre el conocimiento de la tierra y la sociedad

INVERSIÓN GEOESTADÍSTICA PARA EL DESARROLLO DE RESERVORIOS CONVENCIONALES Y TIGHT OIL EN EL YACIMIENTO AGUADA DEL CHIVATO, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Julio C. Hlebszevitsch¹, Alberto M. Sabate², Juan F. Moirano³, Gabriela Zanca⁴,

Julián E. Stein¹, Marco P. Gardini¹, Alejandro Liberman³

1: Medanito S.A., jchlebszevitsch@medanito.com.ar, jestein@medanito.com.ar, mpgardini@medanito.com.ar

2: GeoArg SRL, asabate@geoargba.com

3: Panamerican Energy, juanmoirano@yahoo.com, aliberman@pan-energy.com

4: Geoprocesados, gzanca@geoprocesados.com

Palabras clave: Fm. Mulichinco, Inversión Geoestadística, reservorios convencionales, reservorios tight oil

ABSTRACT

Geostatistical Inversion for the development of conventional and tight oil reservoir in Aguada del Chivato oil field, Neuquina basin, Argentina.

With aim on optimizing the development of Aguada del Chivato field, a work program was carried out including seismic reprocessing, pre-feasibility analysis and the generation of deterministic and stochastic inversions. The study was focused on the Mulichinco Formation, our main reservoir, which presents a complex lithologies combination (carbonates, sands and clays) and variable petrophysical properties (conventional and tight).

Reprocessing was done from field register, through a PSTM migration and finally including a prestack migration in depth. Special emphasis was placed on improving the signal-to-noise ratio, preserving relative amplitudes, static corrections and velocity model. In the latter case, a reflection tomography was used, including the use of VTI anisotropy parameters. PSTM and PSDM were used for generation of deterministic trace inversions in cubes of partial angles and total sum, obtaining as a product volumes impedances of P and S waves. To know the impact of each stage in the inversion process, different procedures and parameters were tested obtaining different wavelets and low frequency models, evaluating the impact of each one on the final result. The impedances obtained showed high correlations with those registered at the wells, but still below the resolution required for reservoir characterization. In order to overcome the lack of vertical resolution, a stochastic inversion (simulation) and the cosimulation of petrophysical properties were carried out.

The scope and limitations for each type of inversion are presented, with a work flow recommended for the study of units like Mulichinco Fm. Finally, a static model with the spatial distribution of lithofacies and petrofacies was obtained, with resolutions of 300-400Hz, which presents high correlation with the wells excluded during the stochastic inversion process and which were used as quality control.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Aguada del Chivato se ubica en el sector nororiental de la Cuenca Neuquina.

Su descubrimiento data del año 1966 cuando YPF perforó el pozo YPF.Nq.ACh.x-1 para explorar una estructura anticlinal de rumbo NNO-SSE en el área de Rincón de los Sauces. La compañía Medanito S.A. toma la concesión del bloque en el año 1995. La principal unidad productiva es la Formación Mulichinco, la cual constituye uno de los principales reservorios de la Cuenca Neuquina. En el yacimiento, esta unidad comprende una alternancia de areniscas, areniscas calcáreas, calizas y pelitas con arreglos de apilamiento distintivos y una alta variabilidad de facies tanto vertical como lateralmente.

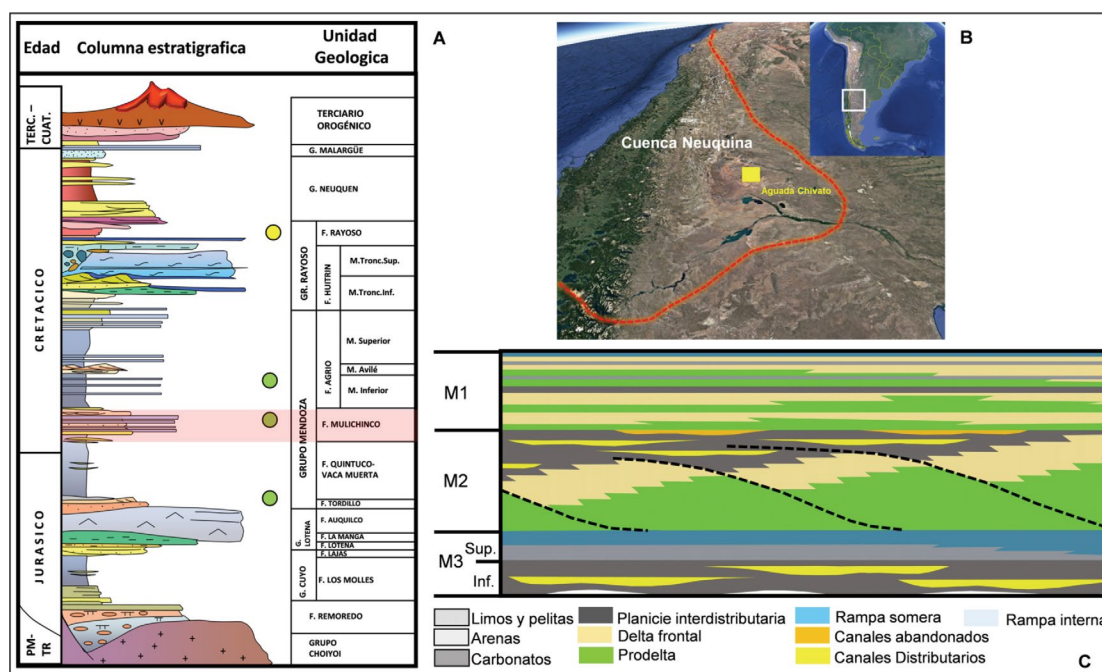


Figura 1. A-Columna geológica, B-Mapa de ubicación del Bloque Aguada del Chivato - Aguada Bocarey y C- detalle del modelo geológico de la Fm. Mulichinco (after Liberman *et al.*, 2014).

MARCO GEOLÓGICO

La cuenca Neuquina se halla en el centro-oeste de la Argentina, limitada al oeste por el Cordón Andino y al este por el Bloque de la Sierra Pintada (noreste) y el Macizo Nordpatagónico (sureste) (Fig.1, B). Esta cuenca se comportó como un depocentro sedimentario durante el intervalo Mesozoico-Cenozoico, donde fueron depositados más de 6.000 m de sedimentos marinos y continentales (Legarreta y Gulisano, 1989) (Fig. 1, A). En este contexto, la Formación Mulichinco, descrita originalmente por Weaver (1931), forma parte del Grupo Mendoza y constituye un paquete predominantemente arenoso compuesto por sedimentitas transicionales y marinas intercalado entre dos unidades marinas en las que prevalecen sedimentitas de grano fino. En Aguada del Chivato se encuentra entre 2000 m y 2.300 m de profundidad, con un espesor que oscila entre 140 y 150 metros. Con importantes cambios litológicos verticales se subdivide

en 4 secciones, agrupadas en tres miembros, que representan sistemas depositacionales (Fig. 1, C). Cada uno de los sistemas depositacionales tiene espesores entre 30 y 60 metros.

El miembro M3 subdividido en una sección inferior que corresponde a un sistema fluvial a de planicie deltaica superior, con predominio de litologías clásticas (arenisca y pelitas). Y una sección superior que representa ambientes marino marginales y someros mixtos, con predominio de carbonatos (calizas y dolomías) y que se comportan como reservorios tight oil. Le sucede el miembro M2, un sistema deltaico, con niveles con influencia de corrientes de marea. Finalmente, el miembro M1 representa un ambiente costero, caracterizado por un sistema deltaico fluvio-dominado a depósitos de líneas de costas dominadas por olas (LCV, 2011).

INFORMACIÓN DISPONIBLE

El bloque cuenta con un total de 52 pozos perforados, los cuales en su mayoría presentan perfiles de densidad y sónico de onda compresiva (Fig. 2). Del total de pozos solo 8 poseen registro dipolar. La sísmica 3D cubre íntegramente la superficie del bloque (110 km²). Los parámetros de registración fueron: barrido de tipo lineal, frecuencia 10-80-Hz, longitud de barrido-8 segundos,

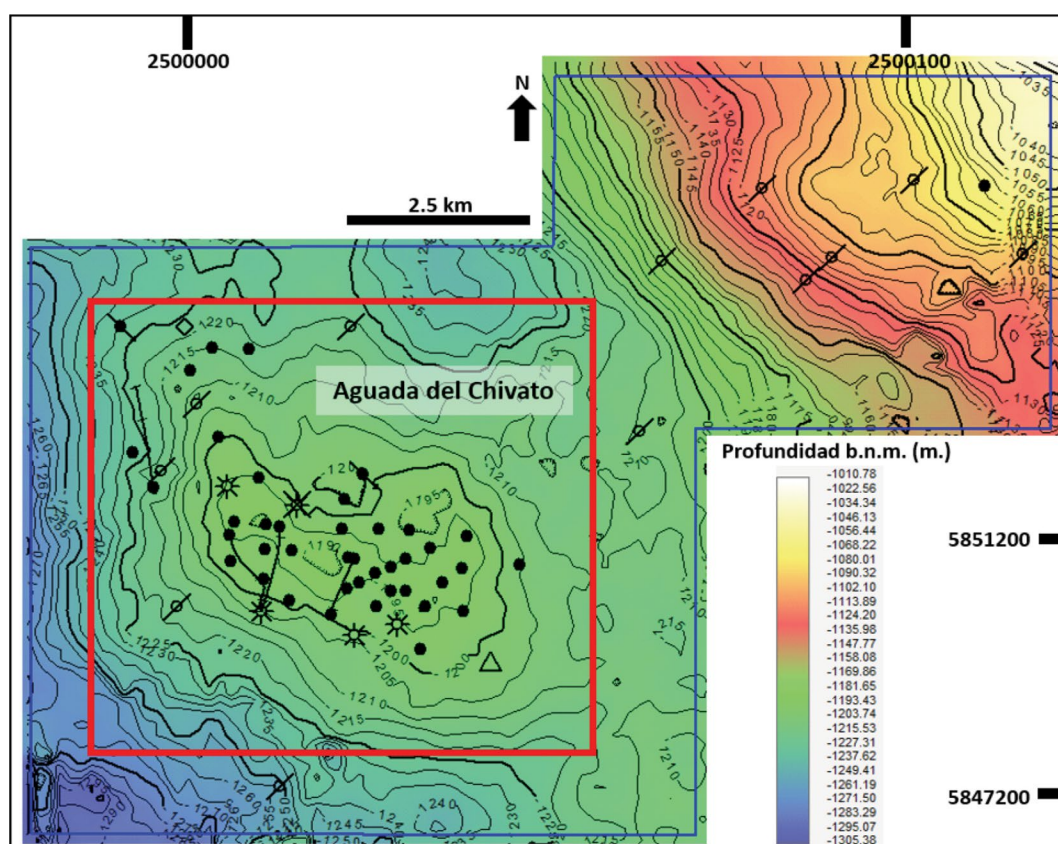


Figura 2. Mapa con la ubicación de los pozos existentes en el yacimiento. La mayoría de ellos se ubica en la zona central del yacimiento sobre la estructura principal.

dimensión del bin 25x25 metros y fold predominante de 35.

Durante el procesamiento se generaron cubos de sumas parciales con ángulos de 10-21°, 20-31° y 30-40°.

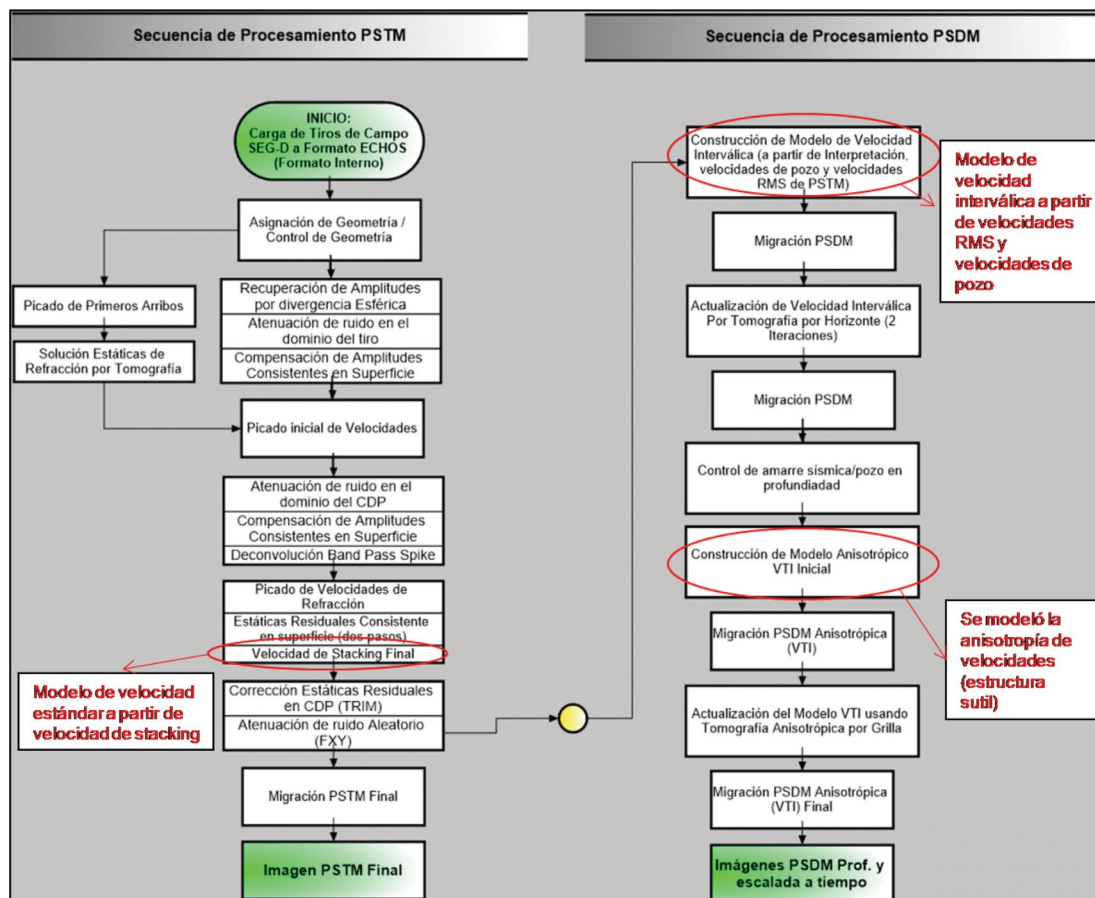


Figura 3. Flujos de trabajo adoptados para el procesamiento PSTM y posteriormente PSDM.

PROCESAMIENTO SÍSMICO

Desde la adquisición en 2005 se han realizado varios procesamientos del dato sísmico (2010, 2014 y 2016). El último de ellos, se enfocó en la corrección de problemas de migración y estáticas, en parte vinculados a la presencia de coladas volcánicas subsuperficiales en el sector noroccidental del bloque.

A fines de minimizar estos errores de estática y pérdida de frecuencia se procesó desde los registros de campo, comenzando con una migración PSTM como primer control de calidad y la construcción de un modelo de velocidad interválica para la generación de una imagen PSDM como producto final. Durante el procesamiento se prestó especial atención a la solución tomográfica de estáticas de refracción y al diseño de una secuencia de atenuación de

ruidos. Se probaron varias estrategias, que se controlaron en la instancia de PSTM mediante el modelado de los CRP gathers a partir de los registros de densidad y sónicos de ondas P y S en pozos tanto en la región occidental, como en la zona media y oriental. Se caracterizó de este modo tres zonas en que los datos presentan características diferentes, de calidad creciente hacia el oriente.

Una vez que se definió la secuencia final de procesamiento, se ejecutó un flujo de trabajo para PSDM con actualizaciones por tomografía de reflexión, por horizontes primero y luego por grillas. Este proceso incluyó el uso de parámetros de anisotropía VTI (Vertically Transversely Isotropic) en algunas capas para poder lograr un volumen de velocidad final calibrado con pases formacionales. La Figura 3 contiene, a la izquierda, el flujo de procesamiento PSTM, y a la derecha, el esquema de la construcción del modelo de velocidad VTI para la PSDM.

La Figura 4 muestra el paso clave de QC de toda la secuencia de procesamiento en tiempo. Se muestra la comparación de la curva AVA de un gather migrado con la de un gather sintético calculado en un pozo a partir de los perfiles sónicos de onda P, S y de densidad.

Durante el último procesamiento de la sísmica, se generaron tres cubos sísmicos con sumas parciales con ángulos de 10-21°, 20-31° y 30-40°.

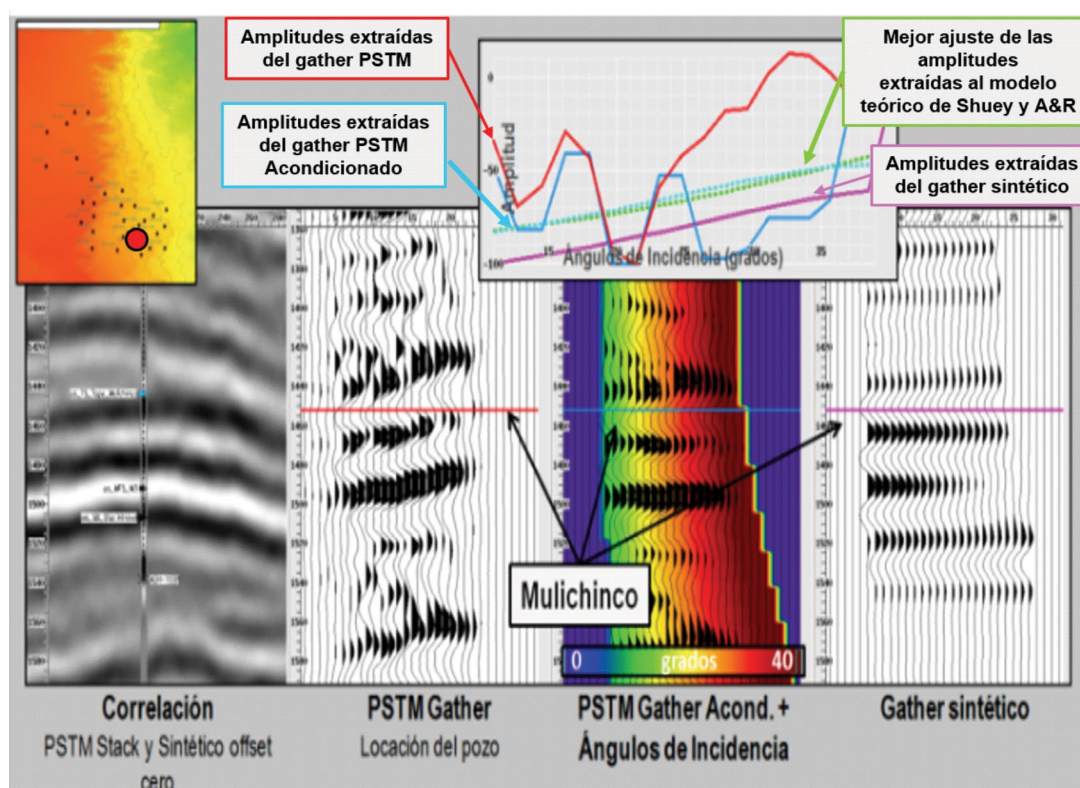


Figura 4. Control de calidad de las amplitudes PreStack en la ventana de tiempo correspondiente a la Fm. Mulichinco.

Como resultado del nuevo reprocesamiento:

- Los procedimientos de atenuación de ruido aplicados en distintas etapas de procesamiento lograron disminuir el contenido de ruido, especialmente aquel asociado a la zona con el basalto en subsuelo, preservando y ampliando el contenido espectral (Fig. 5). Este hecho produce una mejora de la resolución de la imagen sísmica, reflejándose en mejores correlaciones de la sísmica con los pozos.
- La variación de la amplitud con el ángulo exhibe variaciones de reflectividad compatibles con el modelo terrestre registrado por los pozos con información elástica completa. Los gathers migrados del proceso anterior también fueron sometidos al control de amplitud, de la comparación surge que con el último procesamiento se obtuvieron sustanciales mejoras.
- El éxito de las verificaciones del comportamiento de las amplitudes de los eventos sísmicos entre los gathers procesados y los gathers sintéticos garantiza la preservación de las amplitudes durante el procesamiento, condición necesaria para usar el dato como entrada a procesamientos basados en la amplitud sísmica (post o prestack).
- La sísmica PSDM calibra con las profundidades de los marcadores en los pozos, con residuales despreciables del orden de 1 a 2 metros.

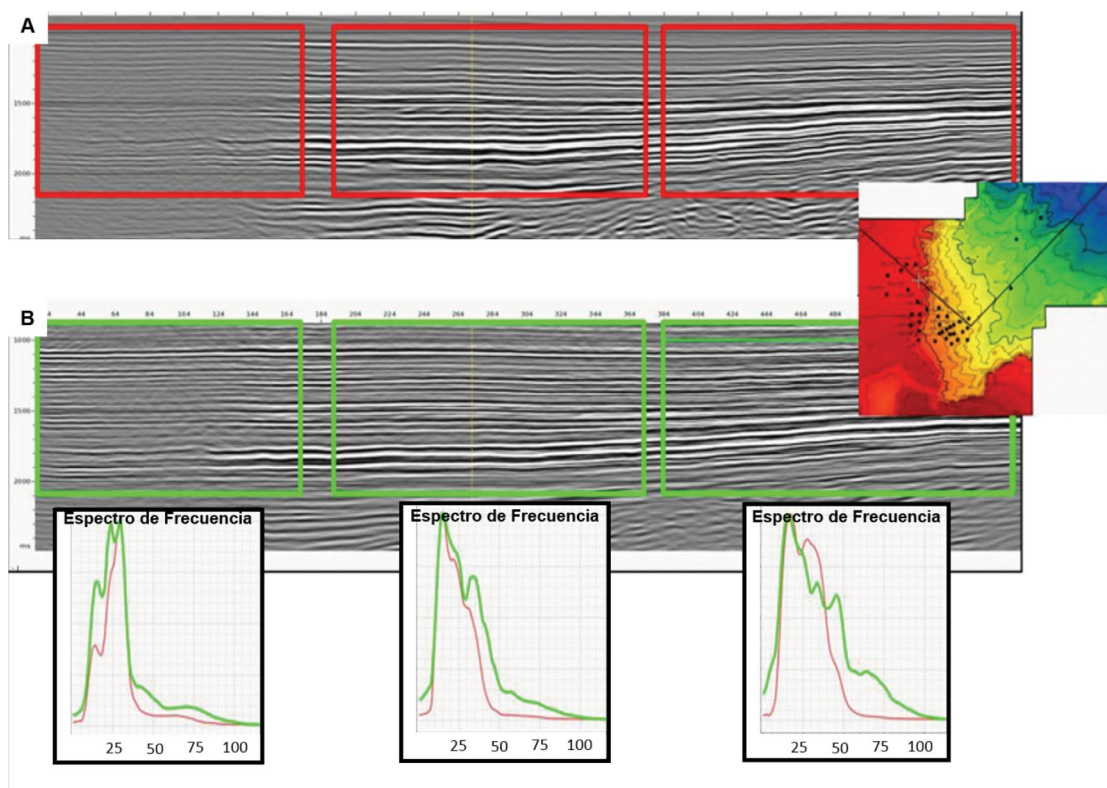


Figura 5. Líneas sísmicas A-PSTM 2010 y B-PSTM2016, extremo inferior recuadros comparando espectros de frecuencia entre PSTM 2010 (rojo) y PSTM 2016 con residuo de 4to. orden (Verde), en las ventanas delineadas en las líneas sísmicas.

PETROFÍSICA Y PREFACTIBILIDAD

Dentro de la Fm. Mulichinco se reconocieron tres litologías básicas: arcillas, arenas y carbonatos. La discriminación de los conjuntos litológicos se realizó mediante los perfiles Rayos Gamma/Factor Fotoeléctrico y datos de coronas. Posteriormente se analizó la respuesta de estas litologías en relación a las propiedades elásticas y petrofísicas surgidas de los registros de pozos.

Las respuestas observadas en el área estudiada fueron las siguientes (Fig. 6):

- los carbonatos se caracterizan por tener altas impedancias y velocidades P y S, y los menores valores de la relación V_p/V_s respecto a las otras litologías.
- las velocidades P y S presentan una distribución similar en los histogramas para arenas y arcillas, en tanto la relación V_p/V_s en promedio es mayor en las arcillas respecto las arenas.
- los carbonatos presentan la mayor densidad promedio de las tres litologías y las arenas la menor.

La porosidad efectiva presenta correlación con las litologías y las impedancias. Se observa que las arenas y carbonatos forman una “nube”, en donde a mayores impedancias (S o P) disminuye la porosidad efectiva. Las arcillas se ubican parcialmente en esta tendencia. Esta relación entre impedancias y porosidades efectivas, se debe a la ausencia de matriz arcillosa en los carbonatos y arenas de los miembros M1 y M3 de la Fm. Mulichinco.

Connolly (1999) desarrolla el concepto de Impedancias Elásticas (IE), que es la generación de impedancias acústicas para ángulos de incidencia variable. Las IE son pseudo-propiedades o pueden interpretarse también como un atributo sísmico. Las IE calculadas a partir de los perfiles de pozos permiten generar una estructura consistente y absoluta para calibrar e invertir volúmenes sísmicos con offset distinto a 0. Las IE, pueden calcularse a partir de las ecuaciones de Zoeppritz, o por medio de aproximaciones como Aki-Richards, Shuey, Connolly, BP Elastic Impedance, etc. Trabajos como el de Ogagarue (2016) entre otros, muestran que las impedancias elásticas tienen una mayor definición en la delineación de los reservorios.

En el caso del Yacimiento Aguada del Chivato se calcularon las Impedancias Elásticas mediante las ecuaciones de Aki-Richards y Zoeppritz, no observándose diferencias en los resultados obtenidos.

En los diagramas cruzados entre las Impedancias Elásticas ($10-21^\circ$, $20-31^\circ$ y $30-40^\circ$), IA(P) e IA(S), se observaron las siguientes relaciones (Fig. 6):

- las IE a bajos ángulos discriminan los carbonatos, respecto a los clásticos
- a medida que aumentan los ángulos las IE comienzan a discriminar también las arenas de las arcillas.
- para IE y IA(P) las arenas se corresponden con valores de impedancia más bajos, no así con la IA(S), en donde arenas y arcillas presentan valores similares.

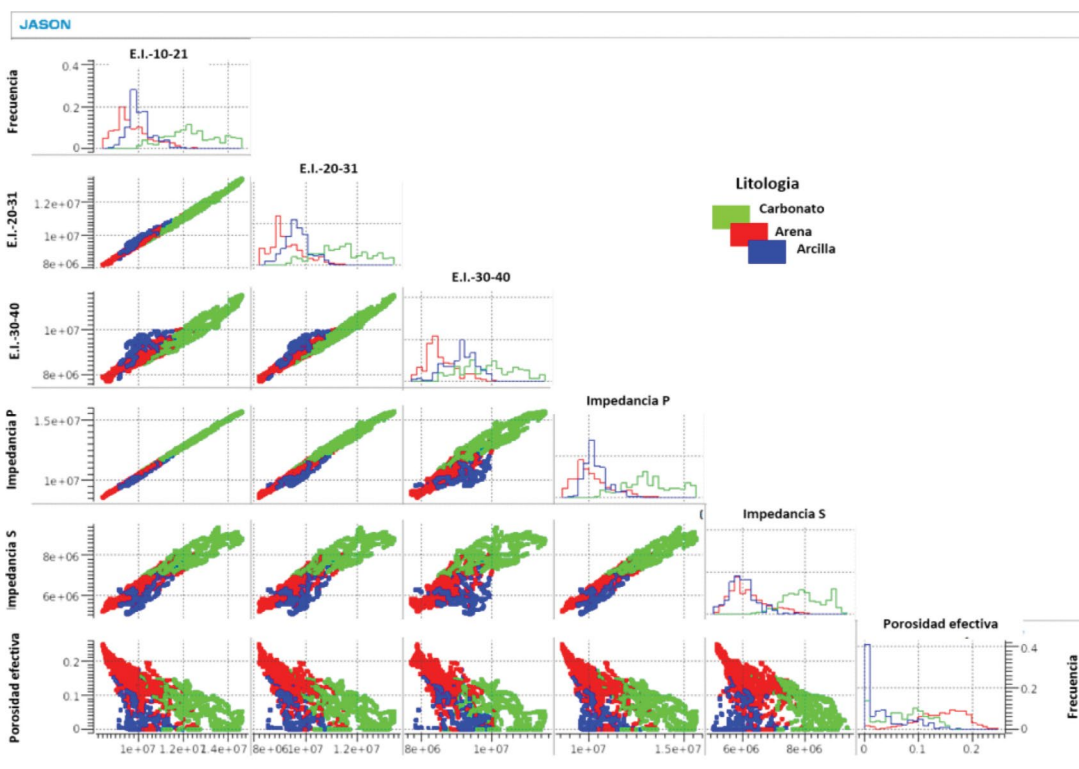


Figura 6. Cross-correlación entre litologías, petrofísica e impedancias a frecuencia de registro de pozo.

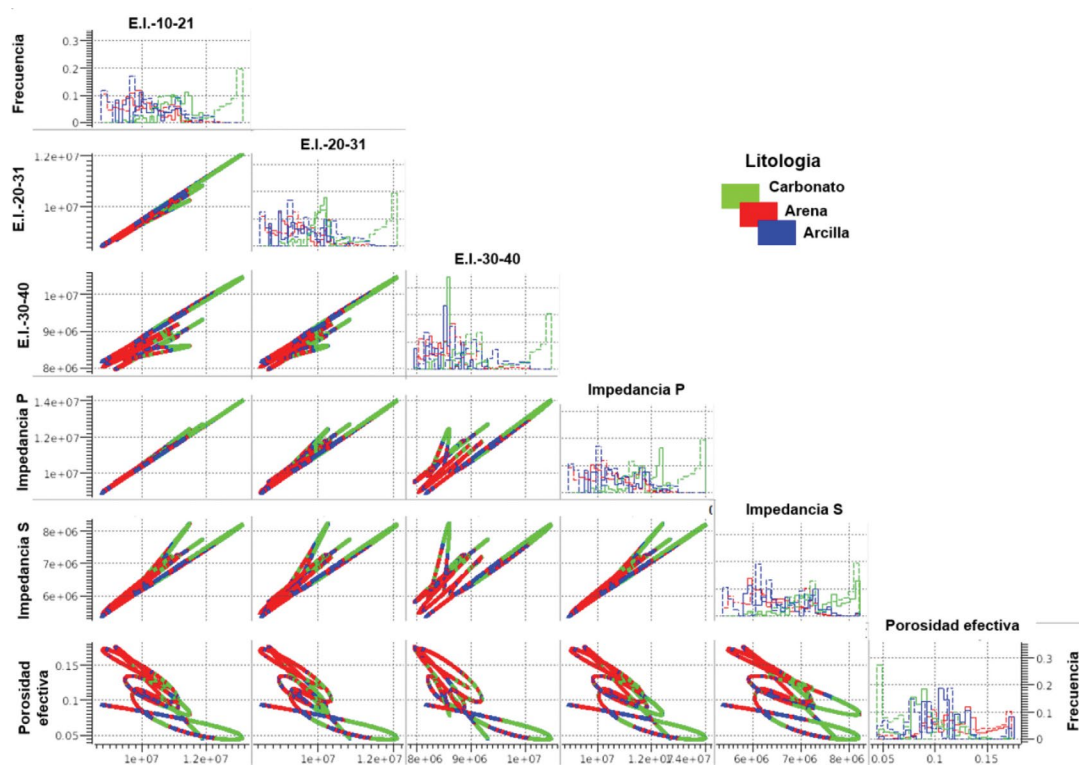


Figura 7. Cross-correlación entre litologías, petrofísica e impedancias a frecuencia sísmica.

Estas observaciones son válidas a resolución de los registros de pozos. A frecuencia sísmica (60 Hz) estas relaciones no son claras, pudiendo solo discriminarse con altas impedancias acústicas los carbonatos, y en sus valores más bajos sedimentos clásticos que pueden ser arenas o arcillas (Fig. 7). Los valores intermedios podrían corresponder a cualquier de las tres litologías. A partir del aumento de la frecuencia, las impedancias comienzan a discriminar las litologías. Con estas observaciones, se definieron dos estrategias a seguir. En la primera, para fines exploratorios y/o avanzada, se realizaron inversiones de trazas determinística aplicando el método Constrained Sparse Spike Full Stack (Inversión Acústica, Inversión Elástica e Inversión simultánea). Y una segunda estrategia, (a fines del desarrollo del yacimiento convencional (M1-M2), delimitación de los tight oil en el M3 y la implementación de un piloto de recuperación secundaria) donde se generó una inversión geoestadística, con el objetivo de simular impedancias acústicas de alta resolución y cosimular porosidades.

INVERSIÓN DE TRAZAS SÍSMICAS. DETERMINÍSTICA VS ESTOCÁSTICA

La inversión sísmica consiste en la transformación de los datos de reflectividad, originales de la sísmica, a propiedades de rocas conocidos como Impedancias ($I = \text{Velocidad} * \text{Densidad}$). En las secciones de sísmica de reflectividad convencional las amplitudes están asociadas con los contactos entre las unidades geológicas, las cuales son útiles para la interpretación estructural. En los datos obtenidos de la inversión, en cambio, las amplitudes están en relación directa con las propiedades internas de las rocas, por ejemplo: litologías, porosidades y tipo de fluidos contenido en ellas. Existen diferentes algoritmos de inversión los cuales pueden ser agrupados en determinísticos y estocásticos. A su vez cada uno de estos conjuntos se los puede subdividir en aquellos en que el dato de entrada es un cubo sísmico con suma total o con ángulos parciales.

En principio la inversión acústica es el modelado de capas con las profundidades, espesores, densidades y velocidades estimadas a partir de registros de pozos. El modelo más simple involucra velocidades de ondas compresivas (V_p) y densidades para obtener impedancias acústicas (IA). Otros modelos utilizan velocidades de ondas de corte (V_s).

El método utiliza el cubo sísmico de amplitudes y perfiles sónicos y de densidad para obtener el cubo de impedancia. De esta manera se pasa de un cubo de propiedades de interfase a un cubo de propiedades de capas.

El modelo más simple, toma una traza sísmica real, elimina el “efecto” de la ondícula y genera un modelo de subsuelo para esa traza (deconvolución). La Inversión Determinística genera un único resultado (Fig. 8), a resolución sísmica (frecuencia) o ligeramente mayor debido a que elimina los efectos de los lóbulos laterales. La mayoría de las rutinas de inversión efectúan iteraciones entre el modelado directo y la inversión, procurando minimizar la diferencia entre la traza sintética y los datos sísmicos (residuales). Existen varios tipos de procedimientos de inversión, en donde siempre

se obtendrá un producto único y con resolución dentro de la banda sísmica. Algunos de ellos son: Inversión Recursiva, Constraine Spare Spike Inversion, etc.

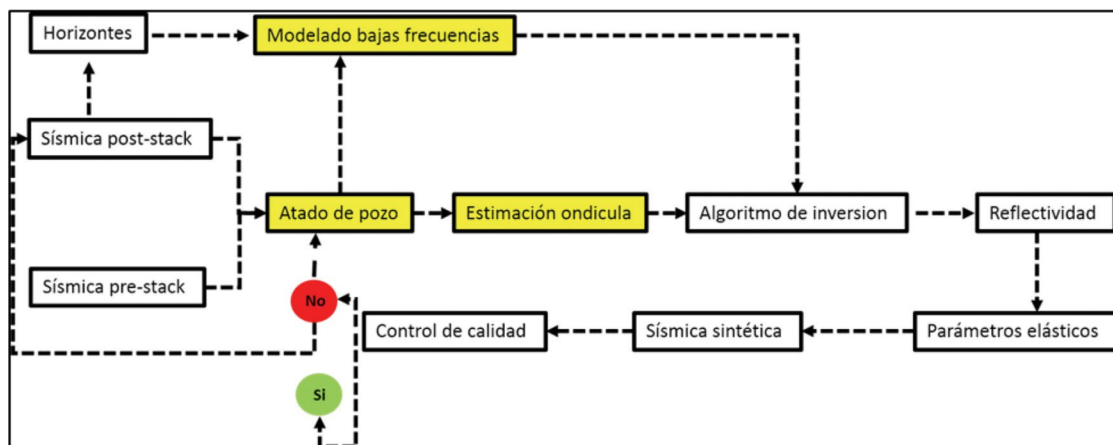


Figura 8. Esquema del flujo de trabajo realizado durante la inversión determinística.

En cambio la inversión estocástica o geoestadística permite integrar la resolución vertical de los pozos con la cobertura areal de la sísmica 3D (Fig.9). Se generan numerosas realizaciones, todas las cuales honran el dato sísmico, y los datos de pozos (Sullivan *et al.*, 2004). Los datos que se ingresan en la inversión geoestadística son cubos sísmicos, perfiles de pozos de propiedades elásticas, horizontes interpretados en la sísmica y ondículas calculadas durante la inversión determinística.

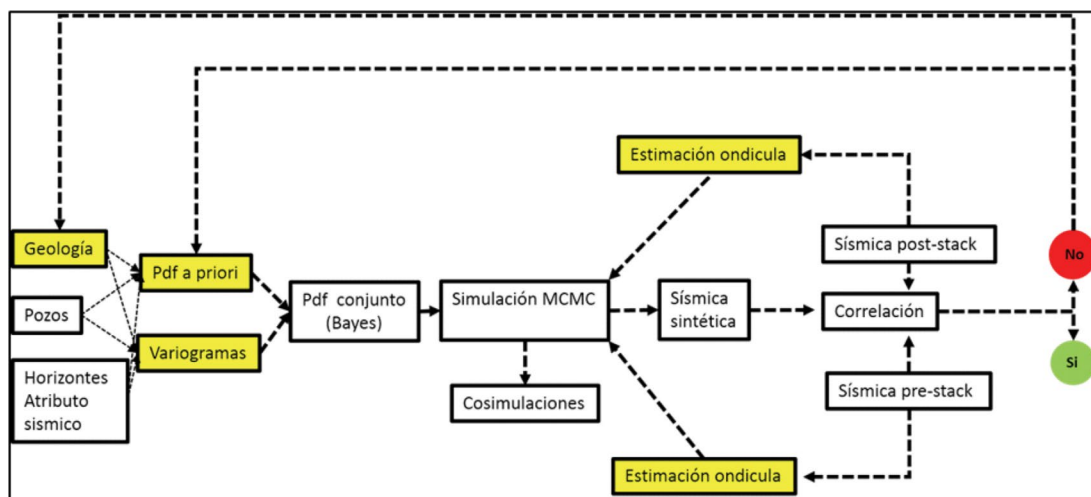


Figura 9. Esquema del flujo de trabajo realizado durante la inversión geoestadística.

Los resultados de la inversión geoestadística pueden ser volúmenes de Impedancias P (IA), S (IS) y Densidad, los cuales son generados a través del uso de funciones de densidad de probabilidades (PDF). A diferencia de la inversión determinística el proceso no necesita una

función objetiva y tampoco un término de simplicidad para estabilizar la Inversión. Las PDF limitan todas las soluciones posibles en el tiempo y espacio (Pendrel, 2001). Tampoco se genera un único resultado, la inversión geoestadística produce varias simulaciones equiprobables, invirtiendo simultáneamente para parámetros acústicos, petrofísicos (porosidades, saturaciones) y litológicos para cada realización. Además utiliza los resultados de la inversión determinística como control de calidad.

La inversión determinística no usa modelos a priori, pero para llegar a una solución necesita las tendencias de baja frecuencia de las propiedades elásticas (extraídas de los datos de pozo) conjuntamente con otros constraints. En la inversión geoestadística es utilizado un modelo geoestadístico a priori para capturar varios tipos de conocimientos probabilísticos de la estructura de los reservorios, como la consistencia de las propiedades espaciales en forma de variogramas 3D, el rango y la distribución multivariada de propiedades elásticas para cada tipo litológico y las diferentes zonas geológicas como funciones PDF.

Por último, los productos de salida y los modos de interpretar los resultados son diferentes en ambos casos. En la inversión determinística el producto son cubos de propiedades elásticas. La inversión geoestadística resuelve para varios tipos litológicos y propiedades continuas elásticas y petrofísicas, generando un conjunto de volúmenes de distribuciones de propiedades equiprobables.

ATADO DE POZOS Y EXTRACCIÓN DE ONDÍCULA

En nuestra experiencia el atado de pozo y la extracción de ondícula son críticos en el proceso de inversión, independientemente que esta sea determinística o estocástica. El atado de pozo puede definirse como “el proceso por medio del cual se establece la correlación entre los pozos y la sísmica en el dominio del tiempo”. El atado de pozos es un proceso iterativo y “artesanal”, que se recomienda realizar simultáneamente con la extracción de la ondícula para obtener un ajuste aceptable. El atado inicial puede realizarse mediante leyes de velocidad extraídas de un checkshot o bien por medio de la integración del sísmico.

En este estudio se integró los registros sísmicos, aplicando previamente un filtro Backus de 200 Hz. Se “ataron” 33 pozos (con registro sísmico y densidad), de los cuales el 27% presentó correlaciones sísmica-sismograma sintético mayores al 90%, el 81% mayores al 80% y el 88% mayores al 75% (Fig.10). Las correlaciones con valores más bajos corresponden a pozos con perfiles cortos, o bien se encuentran en el sector del cubo sísmico donde el fold se reduce por pérdidas de trazas cercanas.

La ondícula es el vínculo entre las propiedades elásticas de la tierra y los datos de reflexión sísmica, mediante el modelo de convolución. La convolución es un proceso estacionario, por lo que se asume la estacionalidad dentro de la ventana de extracción de la ondícula. Esta asunción no siempre se cumple para ventanas de tiempo grande, en sentido lateral o cuando se analiza una

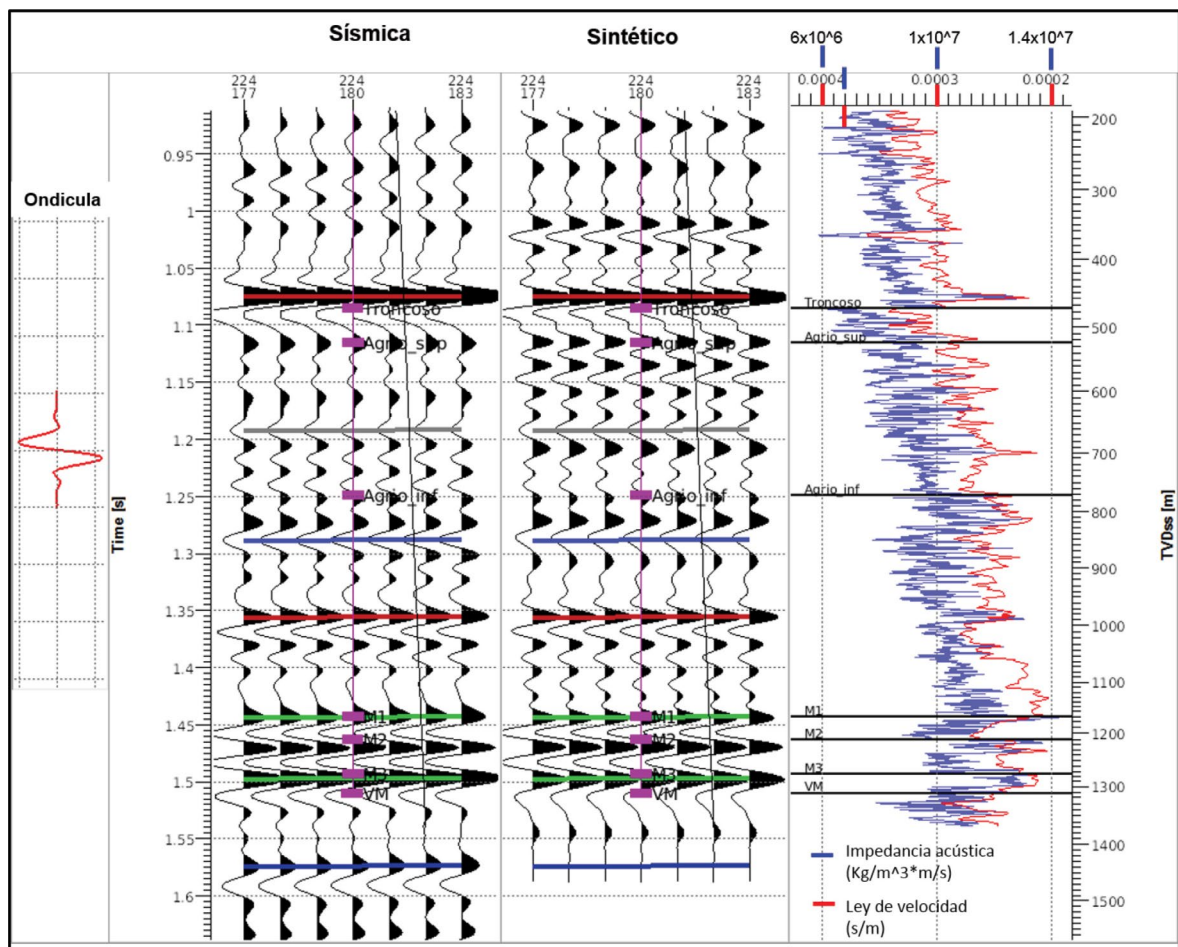


Figura 10. Imagen del atado pozo-sísmica. La correlación obtenida fue del 95% en la ventana de extracción de la ondícula.

columna que incluye litologías con fuertes contrastes acústicos. En nuestro caso se tomó una ventana de 350 milisegundos, la cual abarca las formaciones Agrio y Mulichinco. Se recomienda que la ventana de extracción no sea menor a tres veces la longitud de onda de la ondícula.

Hay dos técnicas para el cálculo de la ondícula: 1- técnica espectral y 2- técnica determinística. En la primera se calcula la amplitud y fase de la ondícula en forma separada. En la técnica determinística se calcula la ondícula partiendo de un modelo de parámetros elásticos, y no hay suposiciones a priori que limiten el espectro de fase o amplitud de la ondícula. Las impedancias son extraídas de los pozos y son utilizadas para derivar reflectividades. La ondícula se calcula de tal manera de obtener el mejor ajuste (usando mínimos cuadrados) entre la reflectividad de los pozos y la sísmica.

La ondícula puede ser extraída en cada pozo por separado, o bien en forma simultánea en varios pozos. En este caso no hemos observado diferencias entre ambas metodologías.

Se realizó la extracción de ondículas en el volumen full stack, así como en los cubos con ángulos parciales, obteniéndose ondículas de fase 90 grados y frecuencia de 60 Hz para el full

stack (Fig. 11). En el caso de las ondículas por ángulo, se obtuvieron ondículas de fase 90, el cubo con ángulo 20-31° presentó las mayores amplitudes, siendo las menores para el cubo de ángulo 10-21°. En general bajo condiciones de adquisición sísmica normales se debería esperar las mayores amplitudes en los ángulos cercanos y las menores en los ángulos lejanos. Esta diferencia en el comportamiento de las amplitudes esperada con la teoría, se interpreta como resultado del diseño del cubo y problemas topográficos como la presencia de la colada de basaltos en el sector noroccidental, que no permitió la total recuperación de los ángulos cercanos.

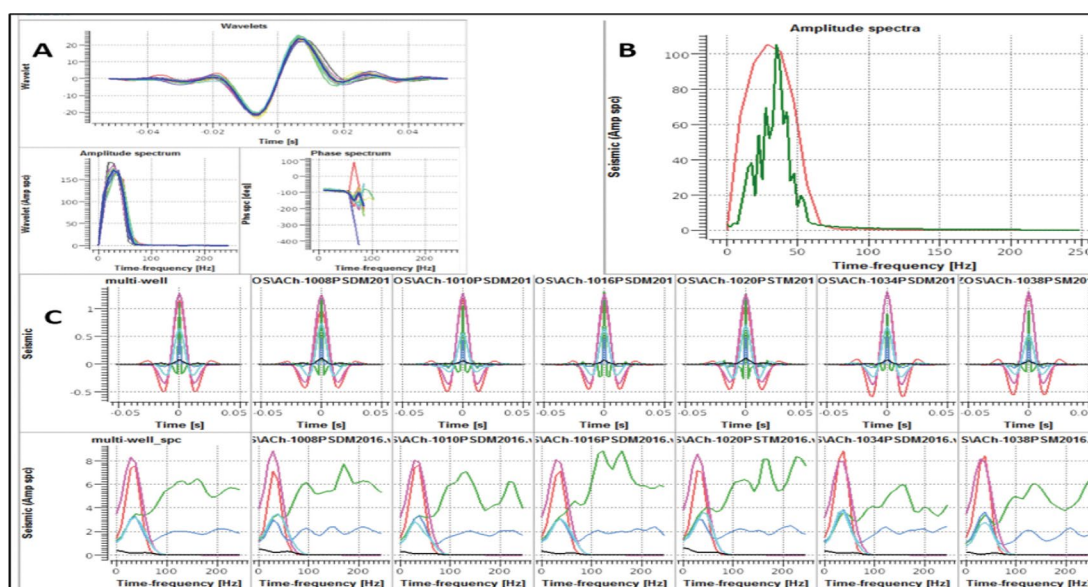


Figura 11. Estimación de ondícula. A) Obtención de ondícula promedio. B) En verde se observa el espectro de frecuencia de la sísmica y en rojo el de la ondícula promedio. C) Comparación de espectro de ondícula promedio con las ondículas extraídas de cada pozo, así como los residuales.

INVERSIÓN DETERMINÍSTICA (CONSTRAINED SPARSE SPIKE INVERSION - CSSI)

La inversión determinística puede ser calculada con algoritmos basados en la traza sísmica o con aquellos basados en un modelo geológico. En la presente contribución se utilizó la técnica CSSI (un algoritmo basado en la traza). La CSSI asume un número limitado de coeficientes de reflexión al azar con amplitudes mayores, y transforma los datos sísmicos a un perfil de impedancia pseudoacústica para cada traza. El proceso de inversión no depende directamente de las impedancias acústicas (IA) de los perfiles de pozos (estos últimos establecen un rango de IA absoluto) y es controlado por un conjunto de limitantes (constraints) que surgen de la información a priori (geológica / curvas de pozos) que constituyen la función objetivo. Estos constraints limitan el rango de soluciones posibles a aquellas con significancia geofísica y geológica. La metodología CSSI se usó para la obtención de un cubo sísmico de IA a partir de una sísmica full-stack, la obtención de un cubo de impedancias elásticas (IE) a partir de ángulos parciales sísmicos y la inversión sísmica simultánea de ángulos

parciales, en donde se resuelven 3 propiedades a la vez, obteniéndose cubos sísmicos de Impedancia P, Impedancia S y Densidad. Cabe mencionar que para obtener valores de densidad más cercanos a la realidad se requiere de 3 gathers y por lo menos uno con ángulos mayores a 40°.

En ambos casos los parámetros elásticos son estimados minimizando la función objetivo, la cual contiene múltiples términos llamados funciones de ajuste (misfit functions).

En el caso de las Impedancias Acústicas la ecuación es:

$$F = \Sigma (F \text{ sísmica} + F \text{ contraste} + F \text{ tendencia} + F \text{ espacial})$$

en tanto que para la inversión simultánea la ecuación es:

$F = \Sigma (F \text{ sísmica} + F \text{ contraste} + F \text{ tendencia} + F \text{ espacial} + F \text{ Gardner} + F \text{ mudrock} + F \text{ SVD} + F \text{ tiempo})$ donde F sísmica: ajusta los residuales sísmicos, F contraste: controla los parámetros de variancia elástica, F tendencia: estabiliza las bajas frecuencias en relación a la tendencia, F espacial: ajusta la uniformidad de los resultados de la inversión, F Gardner: limita la densidad, F mudrock: limita la impedancia S o la relación Vp/Vs, F SDV: es minimizado junto a otras funciones y es usado para estabilizar la inversión por el incremento de otros eigenvalues, F tiempo: ajusta el alineamiento de las sumas parciales. Las funciones de ajuste actúan bajo tensión, tal que cuando una de ellas tiende a volverse más pequeña, las otras tienden a incrementarse.

RESULTADOS DE LA INVERSIÓN DETERMINÍSTICA

En la inversión simultánea se obtuvieron volúmenes de Impedancias P y S y se descartó el cubo de densidad ya que no se contó con un volumen de suma parcial mayor a 40°. Los productos obtenidos fueron de buena calidad (Fig. 12 y 13). Como se mencionara antes, se observa una disminución de la relación señal/ruido en el sector noroeste de la inversión, en donde se hallan basaltos subsuperficiales.

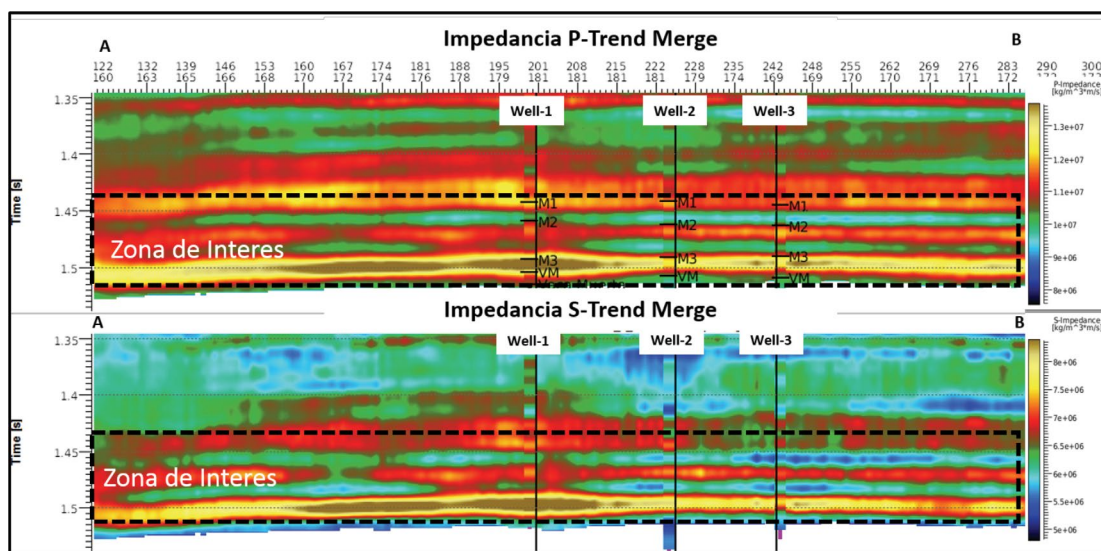


Figura 12. Secciones inversión simultánea total (trendmerge) de IA (panel superior) e IS (sección inferior). El sondeo Well-2 no fue utilizado en la Inversión. Ubicación de la línea sísmica en la Fig. 14.

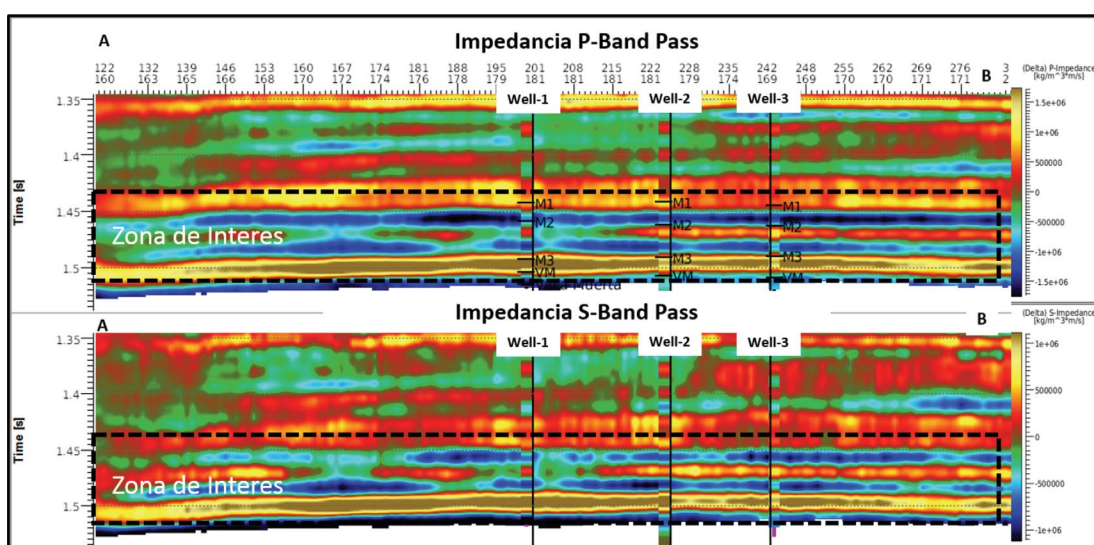


Figura 13. Secciones inversión simultánea pasabanda (banpass) de IA (panel superior) e IS (sección inferior). El sondeo Well-2 no fue utilizado en la Inversión. Ubicación de la línea sísmica en la Fig. 14.

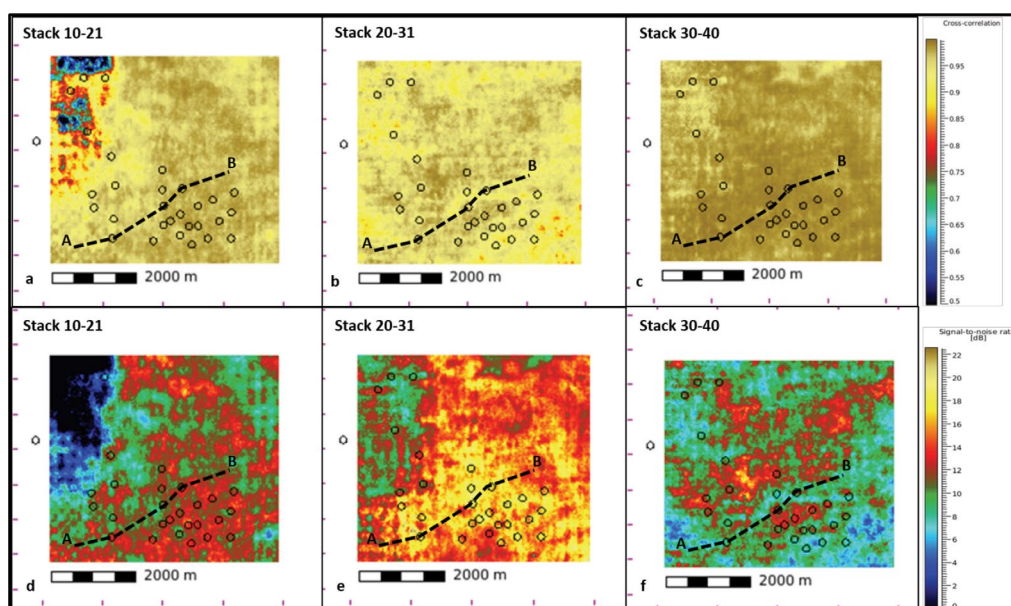


Figura 14. Imagen del control de calidad para los diferentes gathers utilizados en la inversión elástica. En el tramo superior se observa la cross-correlación y en la parte inferior de la imagen la relación señal/ruido, correspondiente al intervalo de inversión. La traza A-B corresponde a la ubicación de la línea sísmica.

En tanto que el QC correspondiente a la correlación entre los sintéticos y las sumas parciales para cada ángulo, evidenció bajas correlaciones en el sector noroccidental solo para el cubo de trazas cercanas (Figs. 14 y 15). Este efecto también es observado en la correlación Impedancias ondas S y P. En la inversión post-stack se asume la condición de incidencia normal, sin embargo el stack es un promedio de ángulos. Las interfaces constructivas-destructivas de las capas delgadas en

un rango finito de offset generan distorsiones de amplitud en la traza apilada corregida por NMO. Estas distorsiones no se tomaron en cuenta en la inversión post-stack pero si en la pre-stack, dando mayor detalle y resolución a los resultados obtenidos (Mallick y Ng, 1995; Russell, 2014).

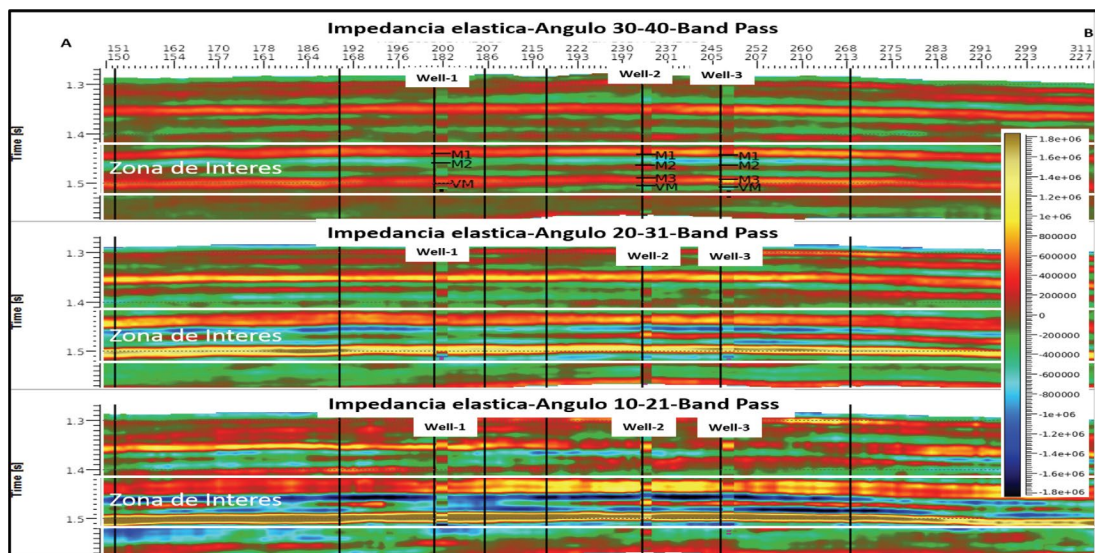


Figura 15. Secciones inversión simultánea pasabanda (bandpass) de IE por ángulos parciales. El sondeo Well-2 no fue utilizado en la Inversión. Ubicación de la línea sísmica en la Fig. 14.

INVERSIÓN GEOESTADÍSTICA

La inversión geoestadística realizada combina la simulación geoestadística tradicional con inferencias del teorema de Bayes, utilizando el algoritmo Metropolis-Hastings personalizado dentro de los métodos de las Cadenas de Markov-MonteCarlo (MCMC). Las realizaciones estocásticas de las propiedades de reservorio simuladas son de alta resolución y reproducen las tendencias probabilísticas teniendo en cuenta los variogramas de propiedades litológicas, elásticas y petrofísicas espaciales. A su vez están condicionadas a los registros de los pozos, los datos sísmicos y la relación señal/ruido de la sísmica (S/N).

El conjunto de soluciones simuladas se pueden interpretar, además, como un indicador de la incertidumbre dentro del modelo, porque cada solución tiene en consideración todos los datos de entrada (sísmica, pozos, variogramas, histogramas y proporciones litológicas).

El proceso MCMC consiste en las siguientes etapas (C.G.G. Jason, 2015):

- 1- Se construye un modelo 3D estratigráfico en profundidad, que sigue la interpretación sísmica-estructural existente.
- 2- Se generan las grillas de propiedades elásticas continuas, petrofísicas y discretas (litologías), todas obtenidas a partir de pozos. Todos los perfiles son re-muestreados cada 0.5 metros. El modelo litológico es obtenido de los perfiles eléctricos y coronas, y son correlacionados con

las respuestas acústicas. En Aguada del Chivato se definieron tres tipos litológicos extremos, carbonatos, arenas y arcillas. La proporción de cada litología es definida a partir de los pozos, generando mapas de proporciones litológicas.

- 3- A continuación todos los datos de entrada son representados como una función de distribución de probabilidades (PDF). En Aguada del Chivato las PDF definidas muestran una superposición parcial entre facies en término de respuestas acústicas (arena y arcillas). Esto dificulta la parametrización de las facies en la inversión acústica.
- 4- Las PDF individuales (IA, Porosidad, Litologías) se combinan utilizando los fundamentos de la inferencia bayesiana, y se obtiene una PDF general de toda la información conocida.

En la Inversión Geoestadística hay dos tipos de PDF, las que “no están” restringidas por el dato sísmico (a priori) y las que “sí lo están” (a posteriori). La PDF a priori de las IA se obtiene a partir de los datos de pozo y puede ser expresada como una PDF condicionada: $P(Z_p/\gamma Z_p)$, donde Z_p es el modelo de IA y γZ_p representa el variograma del modelo de IA. Esta expresión puede ser considerada una distribución Gaussiana multivariada.

Aplicando el teorema de Bayes, se estableció la relación entre las PDF a priori y a posteriori:

$P(Z_p/\gamma Z_p, S) \approx P(S/Z_p) P(Z_p/\gamma Z_p)$ en donde: S representa el dato sísmico; $P(S/Z_p)$ es la probabilidad de la respuesta sísmica S cuando el modelo en subsuelo de IA es Z_p ; y $P(Z_p/\gamma Z_p, S)$ es la PDF a posteriori del modelo IA con valor Z_p condicionado por el variograma de IA (γZ_p) y la sísmica (S).

La expresión $P(S/Z_p)$ se puede interpretar como una cuantificación de la similitud entre el sismograma sintético de Z_p y el dato sísmico S expresada como una probabilidad. Cabe mencionar que la similitud está afectada por la relación S/N de la sísmica.

La PDF a posteriori considera también la presencia de varios tipos de litologías (lito), y los variogramas de IA para cada tipo litológico. La nueva expresión de la PDF a posteriori es: $P(Z_p, \text{lito}/\gamma Z_p, \gamma \text{lito}, S) \approx P(S/Z_p) P(Z_{pl}/\gamma Z_{pl}, \text{lito}) P(\text{lito}/\gamma \text{lito})$, en donde lito es el modelo litológico (siendo una propiedad discreta, a diferencia de las otras que son continuas), γlito es el variograma litológico, γZ_{pl} representa un conjunto de variogramas de IA para cada litología presente, y $P(Z_{pl}/\gamma Z_{pl}, \text{lito})$ es la probabilidad del modelo IA Z_p condicionado por el variograma γZ_{pl} y el modelo litológico lito.

Las PDF a posteriori también son condicionadas por los registros de pozos, por ejemplo los perfiles litológicos e IA. Ingresando estos datos en la expresión se reescribe como: $P(Z_p, \text{lito}/\gamma Z_p, \gamma \text{lito}, S, W_{\text{lito}}, WZ_p) \approx P(S/Z_p) P(Z_{pl}/\gamma Z_{pl}, \text{lito}, WZ_p) P(\text{lito}/\gamma \text{lito}, W_{\text{lito}})$ (A), donde W_{lito} es el perfil litológico y WZ_p es el perfil de IA.

- 5- Posteriormente se utiliza el algoritmo MCMC para la obtención de volúmenes de propiedades de reservorio (elásticas y petrofísicas), a partir de la PDF a posteori (A), en la grilla generada en el punto 2. El algoritmo MCMC comienza en una porción del volumen de propiedades

aleatorias (props). Genera estocásticamente una modificación de los valores originales de las propiedades (props*) considerando las PDF a posteriori para la simulación. Luego calcula una sísmica sintética (S^*) a partir de las impedancias simuladas y computa la función de probabilidad del modelo sintético (S^*) dado el dato sísmico (S), $P(S/S^*)$. El algoritmo evalúa la distribución inicial (geostats) para el modelo propuesto (props*), la cual refleja la continuidad lateral y vertical calculada a partir de los variogramas y el valor de las propiedades de las celdas vecinas, $P(\text{props}^*/\text{geostats})$. La distribución inicial muestra si la modificación de la propiedad propuesta es probable, dado los variogramas especificados. Las PDF son re-calculadas continuamente cuando el algoritmo se desplaza a través del volumen.

El MCMC calcula la probabilidad posterior, tomando la probabilidad de la propiedad simulada condicionada por los datos de entrada $P(\text{props}^*/\text{geostats})$ multiplicada por la probabilidad del sintético dada la sísmica registrada $P(S/S^*)$. Compara el valor de probabilidad posterior con la probabilidad inicial. Si el modelo de reservorio propuesto (props*) tiene probabilidades mayores que el inicial, $P(\text{props}^*/\text{geostats}/\text{sísmica}) > P(\text{props}/\text{geostats}/\text{sísmica})$, entonces el valor es aceptado y adjudicado a la celda y el algoritmo se mueve a una nueva celda. Si la modificación propuesta es rechazada, el valor se mantiene sin cambios y el algoritmo se mueve a otra ubicación. Calcula la PDF posterior condicional de una pequeña porción del cubo. La combinación de todas las PDF posteriores locales dará la PDF posterior global.

Una de las ventajas del algoritmo Metropolis-Hastings es que puede aceptar una probabilidad baja. Esto evita que el algoritmo quede estancado explorando máximos/mínimos locales. Probabilidades muy altas son aceptadas siempre. Probabilidades más bajas pueden, a veces, ser aceptadas, dependiendo de la relación $P(\text{propuesto})/P(\text{inicial})$ y la compara a su vez con una

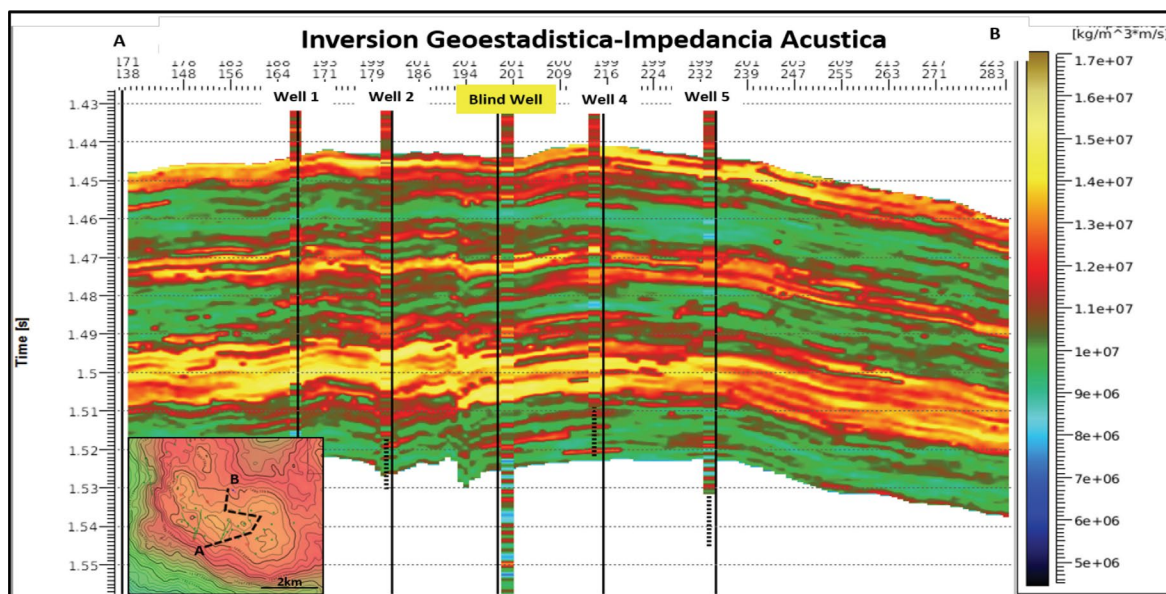


Figura 16. Cubo de impedancia acústica producto de la inversión geoestadística y control de calidad con un pozo no utilizado en el proceso de inversión (blind well).

distribución estocástica uniforme entre 0 y 1. El proceso continua actualizándose hasta que la probabilidad $P(\text{props}^*/\text{geostats}, \text{sísmica})$ no cambia mayormente.

Por último estos pasos son repetidos n veces para generar una serie de realizaciones que, en conjunto, proporcionan información respecto a las incertidumbres del reservorio. La simulación MCMC considera al mismo tiempo información proveniente de variogramas e histogramas, junto con el modelo sísmico y los datos de pozos, para generar parámetros elásticos, petrofísicos y litológicos de alta resolución. Cada simulación honra todos los parámetros y datos de entrada con una relación S/N predeterminada. Los histogramas y variogramas proporcionan una mayor comprensión del desarrollo y continuidad de las facies geológicas, pero la definición de las mismas se obtiene del dato sísmico.

RESULTADOS

En las Figuras 16 y 17 se presentan los resultados de las simulaciones obtenidas, siendo en todos los casos promediados de las realizaciones. Para el control de calidad de los productos se recurrió pozos testigos (blind wells) al azar, los cuales no fueron utilizados en el proceso de inversión. Las correlaciones entre la IA simulada y la registrada en los pozos testigo fueron mayores al 75%, siendo algo menor para las porosidades efectivas, para iguales frecuencias. En general, los mejores resultados se observan en los miembros M1 y M3 sección superior, lo cual se debe a una litología más simple y al menor contenido de arcillas. La generación y la comparación entre sí de varias simulaciones evidenció que: 1-el atado en tiempo de los pozos, la calidad de los registros de pozos y la sísmica (relación señal/ruido) y la ondícula son los factores que mayor impacto tienen en el proceso de inversión geoestadística; 2-si bien hay una dependencia de las propiedades

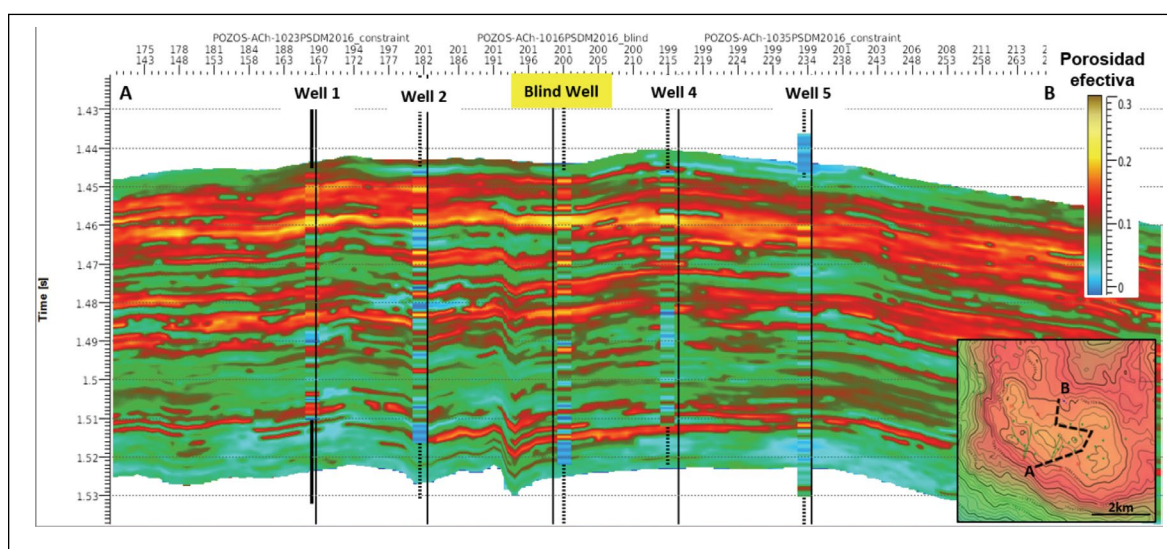


Figura 17. Cubo de Porosidad efectiva obtenido con la inversión geoestadística y curvas de porosidad efectiva de sondeos. El sondeo Blind Well no fue utilizado en las simulaciones.

respecto a los variogramas sus efectos son menores, debido a que las realizaciones honran el dato sísmico, tal como observaron Torres Verdin *et al.* (2006); 3-las tendencias litológicas en sentido vertical y lateral surgidas del modelo geológico influyen en los resultados, y de conocerse, deben ser introducidas en la simulación independientemente de los variogramas.

CONCLUSIONES

Cualquier estudio que involucre las relaciones de amplitudes requiere de un procesamiento de los datos sísmicos que recupere un amplio espectro de frecuencias, conservando a su vez las “verdaderas amplitudes” y mejorando la relación señal/ruido del dato. Para cumplir con los requerimientos anteriores se realizó: 1-modelado de los CRP gathers a partir de los registros de densidad y sónicos de ondas P y S para QC, 2- migración PSTM y migración pre-stack en profundidad empleando tomografías de reflexión por horizontes y grillas, que incluyó el uso de parámetros de anisotropía VTI.

La inversión (determinística o geoestadística) es una herramienta que permite vincular las propiedades de las rocas registradas por los sondeos con la sísmica de reflexión. Antes de realizar una inversión es recomendable un estudio de Prefactibilidad, que permita conocer los alcances de este proceso.

En general las inversiones determinísticas no alcanzan a tener resolución vertical para resolver reservorios individuales, pero son útiles para conocer tendencias o lineamientos geológicos. Para el desarrollo de yacimientos de capas delgadas (o por debajo de la resolución sísmica) es recomendable la inversión geoestadística, la cual requiere de suficiente información de pozos

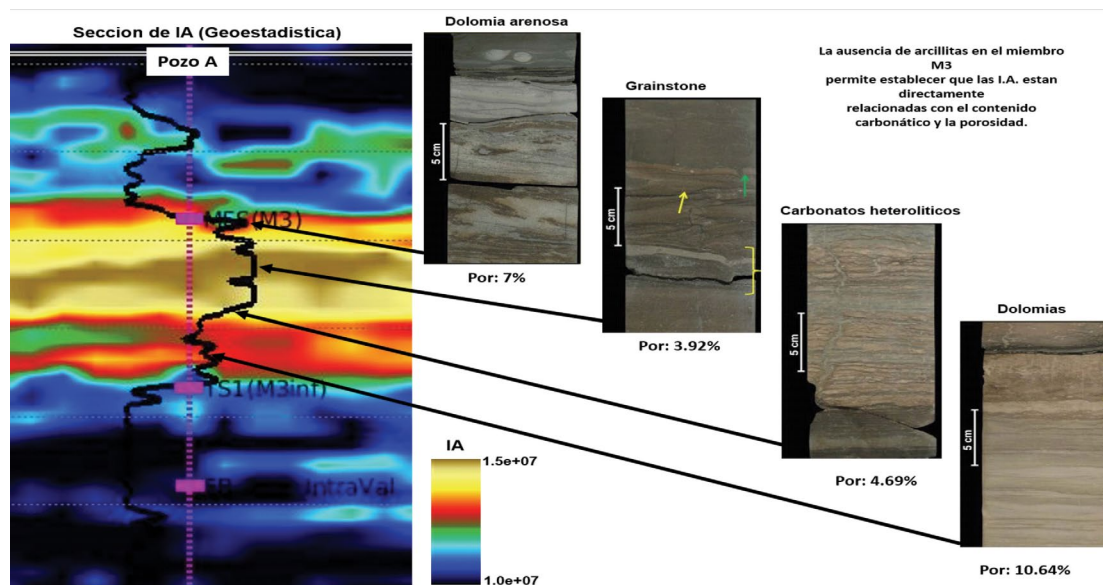


Figura 18. IA generada por inversión geoestadística comparada con la registrada en el pozo A y las facies y porosidades interpretadas en las coronas.

para tener un conocimiento de las propiedades litológicas, elásticas y petrofísicas del yacimiento. Además, los pozos proporcionan la resolución vertical de los modelos geológicos que honraran la sísmica. En el caso particular de los carbonatos del miembro M3, que presentan un modelo geológico simple (reservorios del tipo tight oil), las IA solo son afectadas por la porosidades. En este caso la Inversión Geoestadística permitió identificar y extender lateralmente las facies carbonáticas definidas por coronas y registros de pozos (Fig. 18). La delimitación espacial de estos reservorios tigh y permitió elaborar una estrategia de desarrollo de los mismos minimizando los riesgos geológicos (Fig. 19).

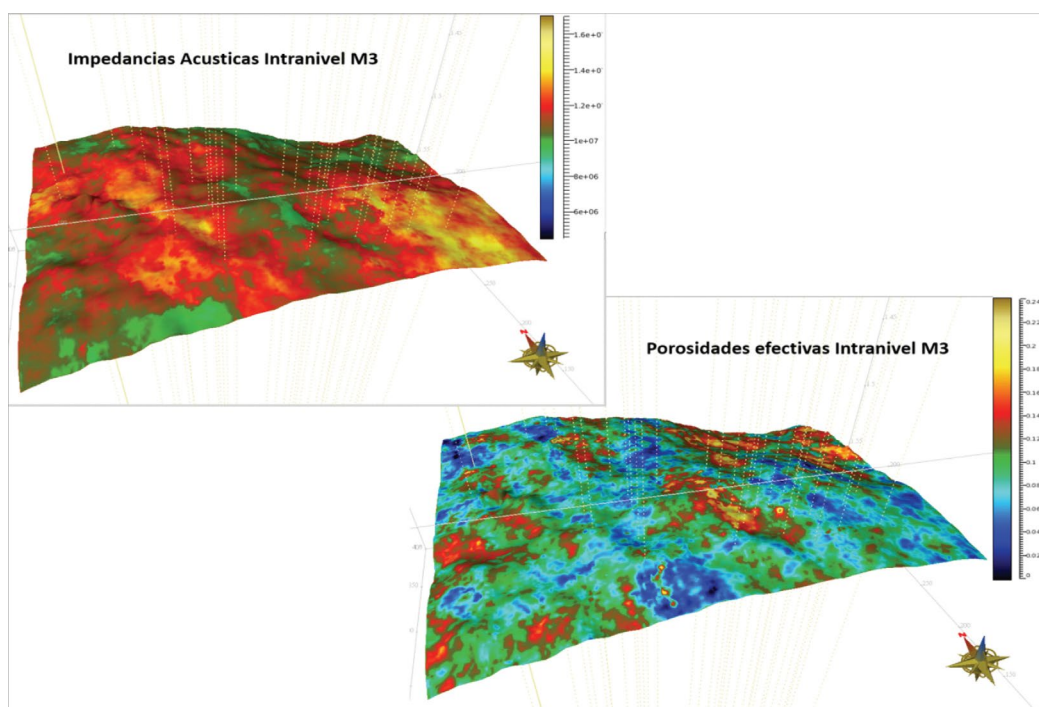


Figura 19. Vista tridimensional de las IA (imagen superior) y porosidades efectivas simuladas dentro de un nivel de la sección superior del Miembro M3 (imagen inferior).

AGRADECIMIENTOS

Al Lic. Gustavo Vaccarino por las críticas y sugerencias durante la elaboración del trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|--|
| Connolly, P., 1999, "Elastic impedance", The Leading Edge, Vol. 18, N°4, p. 438-452. | 9.5. Course Book, p. 1-102. |
| C.G.G. Jason, 2015, "Introduction to Geostatistical Inversion", Software Reference Manual, Release | LCV, 2011, "Formación Mulichinco en el Yacimiento Aguada del Chivato", Informe Inédito, Medanito S.A., 74 p. |

- Legarreta, L. y C.A. Gulisano, 1989, "Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior)", en G.A. Chebli y L.A. Spalletti (eds.), *Cuencas sedimentarias argentinas*. Instituto Superior de Correlaciones Geológicas, Universidad Nacional de Tucumán, Serie Correlación Geológica No. 6, p. 221-243.
- Liberman, A., E. Schwartz y G. Veiga, 2014, "Caracterización paleoambiental y secuencial de reservorios de la Formación Mulichinco en el Yacimiento Aguada del Chivato (sector nororiental de Cuenca Neuquina, Argentina): Su contribución para el desarrollo de un campo aún inmaduro", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, Tomo 1, p. 351-374, Mendoza, Argentina.
- Mallick, S. y P. Ng, 1995, "A comparison of Poststack and Prestack Inversion of seismic data", 65 th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, p. 651-654, Texas, U.S.A.
- Ogagarue, O., 2016, "A comparative study of Acoustic and Elastic Impedance Seismic Models for Rock Property Prediction: an example from XYZ Field, Nigeria", *International Journal of Sciences: Basic and Applied Research*, Vol. 26, N° 3, p. 24-34.
- Pendrel, J., 2001, "Seismic Inversion-The best Tool for Reservoir Characterization", *Canadian Society of Exploration Geophysics Recorder*, Vol. 26, No.1, p. 18-24.
- Russell, B., 2014, "Prestack seismic amplitude analysis: An integrated overview", *Interpretation*, Vol. 2, No. 2, p. 19-36, doi: 10.1190/INT-2013-0122.1
- Sullivan, C., E. Ekstrand, T. Byrd, M. Bogaards, R. Boese y P. Mesdag, 2004, "Quantifying uncertainty in reservoir properties using geostatistical inversion at the Holstein Field, deepwater Gulf of Mexico", *SEG International Exposition and 74th Annual Meeting-Denver, CO, USA*, p.1491-1494.
- Torres Verdin, C., A. Grijalba-Cuenca y H. Debeye, 2006, "A comparison between Geostatistical Inversion and Conventional Geostatistical-simulation. Practices for reservoir Delineation", en T.C. Coburn, J.M. Yarus y R.L. Chambers (eds.), *Stochastic modeling and geostatistics: Principles, methods, and case studies*, Vol. II, American Association of Petroleum Geologists, *Computer Applications in Geology* 5, p. 187-205.
- Weaver, C.E., 1931, "Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of the West Central Argentina", *University of Washington, Memoir I*, p. 1-469, Washington.