

CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE ALTA RESOLUCIÓN EN EL YACIMIENTO CERRITO OESTE, CUENCA AUSTRAL

Marcos Victoria¹, Federico Mas Cattapan¹, Verónica Froy¹, Alejandro Cangini¹

1: Compañía General de Combustibles. marcos_victoria@cgc.com.ar, federico_mcattapan@cgc.com.ar,
veronica_froy@cgc.com.ar, alejandro_cangini@cgc.com.ar

Palabras clave: Resolución, Fibonacci Decomposition, Spectral Inversion, Vector Decomposition, Cuenca Austral

ABSTRACT

El Cerrito Oeste is a gas field, producer from Magallanes Inferior, M2, which is a low permeability shaly sandstone reservoir. In general, the reservoir net pay is within the 10-15 meters range, with a total porosity of 24% and permeability from 0.01 to 4mD. This field shows a good correlation between Total Gas and AVO (III) anomalies. AVO alone cannot discriminate areas with poor gas quality sands from areas with gas sands with good petrophysical properties. On the other hand, standard seismic characterization approaches such as Simultaneous Inversion, fails to properly build reliable elastic volumes because of both, lack of seismic vertical resolution and the wavelet dependency of the method. To provide a more quantitative support to both the development and delineation of the field, a different approach is implemented to yield a higher definition seismic and more robust elastic property volumes. The native seismic along its angle stacks are conditioned to be used as input to a proprietary vertical resolution enhancement workflow we called Fibonacci Decomposition in which each seismic trace is decomposed into frequency components based on the Fibonacci Series. Later, a supervised machine learning (PCA) is applied, the supervisor is a weighted frequency dependent object function (log), and the input nodes are the frequency components, the weights of the function are selected in a way to optimize the vertical separation of key changes observed in the P-impedance log. Different frequency wavelets (25-75Hz) are used to build synthetic seismograms, there will be a minimum frequency from which the second order vertical changes observed in the Zp log are coincident with the synthetic Peaks and Troughs and with the native seismic x-crossings. We have developed a workflow called Seismic Geometric Decomposition to emulate this empirical behavior observed in the synthetic seismograms. To overcome the wavelet dependency of the inversion methods an alternative approach is proposed, the enhanced Intercept and Gradient volumes are used to build Extended Elastic impedances for Zp, Rhob, LR, MR and Poisson reflectivity. A 90-degree shift is applied to the reflectivity to be used as input to a Colored Inversion process. Later, all the enhanced reflectivity volumes, its frequency components, the Colored inverted volumes, and the high-resolution SGD volumes feed a Neural Network supervised by the full resolution elastic logs to build very robust elastic volumes. These high-resolution elastic properties are used to produce a Pseudo Deep Resistivity volume which is used to provide support to the drilling strategy of the field.

UBICACIÓN

El yacimiento El Cerrito Oeste (ECO) se ubica a 170 km al Noroeste de la Ciudad de Río Gallegos en la Provincia de Santa Cruz. Este yacimiento se encuentra en el bloque El Cerrito, que junto a los bloques Cañadón Deuz y El Campamento totalizan un área de 709 km² cubierto por sísmica 3D casi en su totalidad (adquirida entre los años 2005 y 2007 y reprocesada en 2019). El yacimiento ECO cuenta al día de la fecha (Mayo 2022) con 25 pozos verticales y 5 pozos horizontales (Fig. 1).

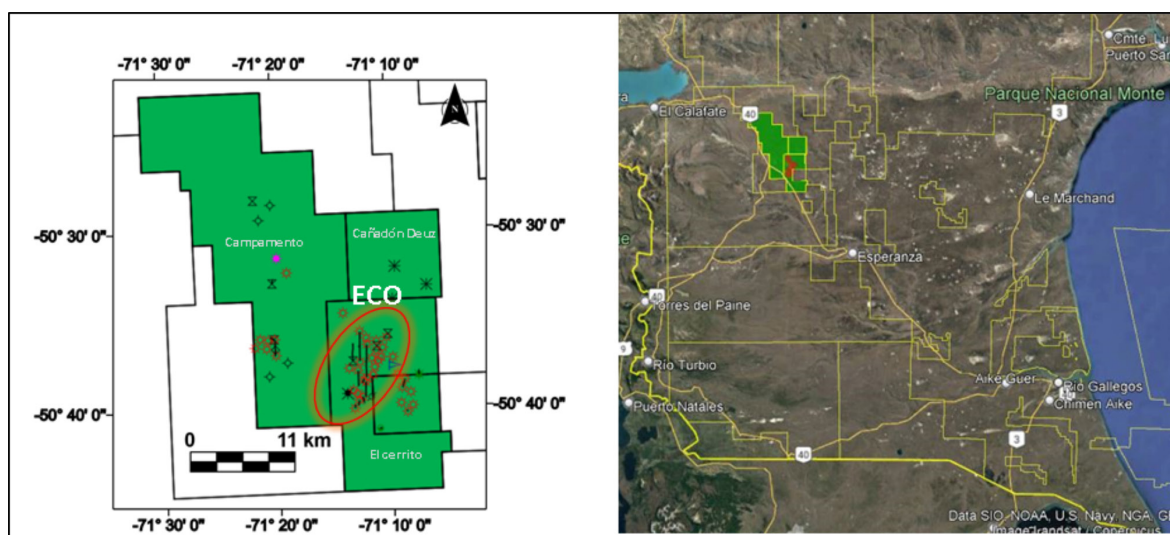


Figura 1. Ubicación del yacimiento El Cerrito Oeste (ECO).

RESERVORIO

El reservorio M2, perteneciente a la Formación Magallanes Inferior, forma parte de un conjunto de clinoformas progradantes hacia el SE. Este reservorio presenta espesores totales entre 20 y 50 metros y útiles de hasta 15 metros. El mismo está compuesto por arenisca arcillosa gris verdosa claro a medio, muy fina, subangulosa a subredondeada, y arenisca fina a muy fina, en ocasiones mediana, con regular selección. Presenta un arreglo grano-creciente evidente en los perfiles eléctricos, especialmente en las resistividades que van de 8-10 ohmm a 16-18 ohmm hacia el techo (Jait *et al.* 2018). El reservorio presenta fuertes variaciones de espesor y calidad en el sentido NO-SE (Fig. 2).

FLUJO DE ACONDICIONAMIENTO SÍSMICO Y MEJORA DE LA RESOLUCIÓN VERTICAL

La sísmica de entrada utilizada en el flujo de trabajo es el resultado de un reproceso del tipo Mega-Merge orientado a la preservación rigurosa de las amplitudes verdaderas con

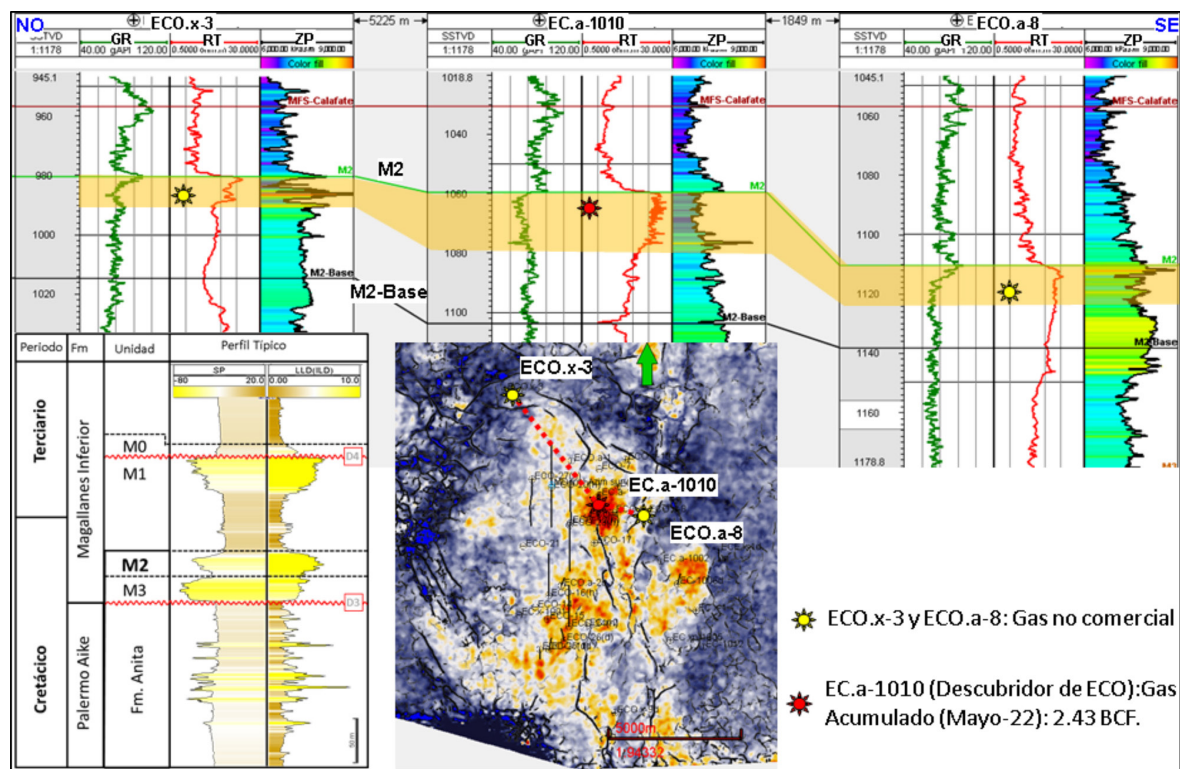


Figura 2. Corte de pozos mostrando la variación lateral del reservorio M2 en el sentido NO-SE.

el objetivo de integrar a la caracterización sísmica, estudios de AVO y la generación de volúmenes sísmicos de propiedades elásticas de la roca Z_p , Z_s , R_{hoB} junto con todos sus derivados (V_p/V_s , Poisson, Poisson Impedance, Lambda-Rho y Mu-Rho).

La sísmica utilizada posee una relación señal/ruido intermedio con alto ruido no-coherente que puede enmascarar en algunos sectores la geometría progradante del reservorio M2 y *onlap* (sellos) sobre el sigmoide M2. La sísmica tiene una frecuencia dominante en la zona del reservorio de 27 Hz la que permite resolver verticalmente en el rango de los 26 m. El espesor medio de la zona mineralizada con gas es de 8 m, por lo que la sísmica no tiene la suficiente resolución vertical como para delinear techo y base apropiadamente.

Como primer paso se procede a la utilización de filtros espaciales orientados estructuralmente, con el objetivo de reducir el efecto del ruido no coherente. Se calculan campos de Acimut y Buzamientos los que son utilizados luego por los algoritmos de filtrado. Para este campo en particular se hizo un análisis de sensibilidad de distintos algoritmos, siendo el algoritmo *Trim Mean* pesado con error en zona de fallas y guiado por Acimut y buzamiento el que mejor funciona (Fig. 3).

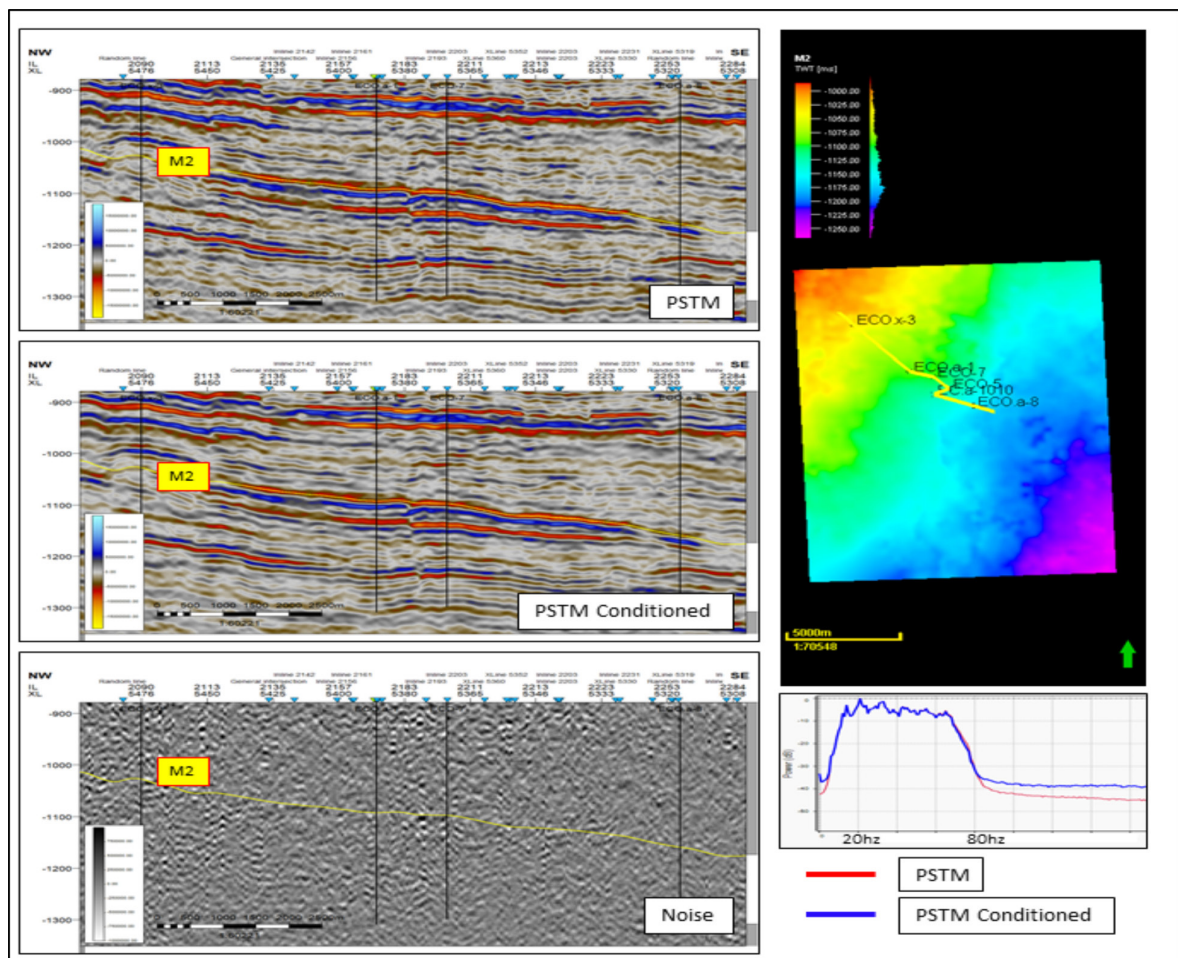


Figura 3. Comparación entre sísmica original y acondicionada.

Esta nueva versión acondicionada de la sísmica nativa es utilizada como entrada a un flujo propietario de aumento de la resolución vertical. El mismo está integrado por una serie de pasos consecutivos, cada etapa entrega un volumen sísmico con mayor frecuencia. El flujo de trabajo comienza con la generación de sismogramas sintéticos en pozos claves, pueden utilizarse ondículas de tipo pasa-banda o de Ricker con un aumento progresivo de la frecuencia, en pasos de 5Hz. La metodología se basa en una propiedad geométrica que posee la sísmica nativa, donde los pases secundarios de impedancia acústica de pozo están íntimamente relacionados a los cruces por cero de la traza sísmica original.

A medida que la frecuencia de la ondícula utilizada aumenta, los sismogramas sintéticos muestran que habrá una frecuencia característica a partir de la cual esos pases secundarios de Impedancia Acústica de pozo son representados por picos o valles que coincidirán o estarán muy cercanos a los cruces por cero de la sísmica nativa. Esa frecuencia mínima necesaria para separar dichos pases secundarios es la que se trata de ganar durante el proceso (Fig. 4).

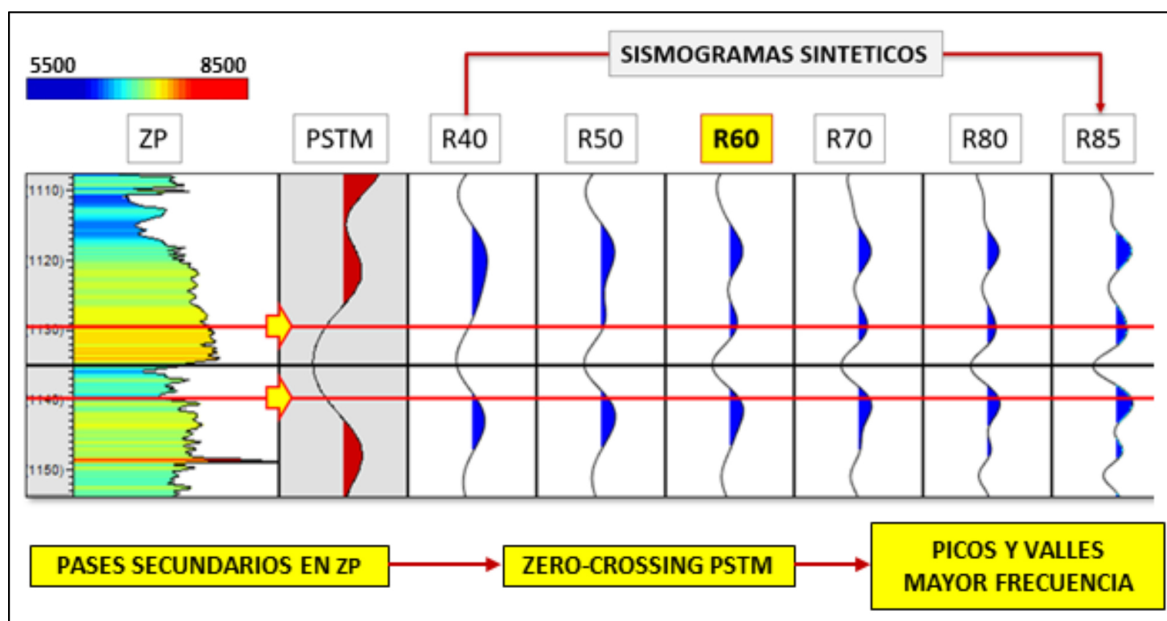


Figura 4. Flujo de aumento de resolución vertical, mostrando la frecuencia mínima necesaria para separar los pases secundarios (línea roja) de los pases principales (línea negra) de ZP. En este caso, con una frecuencia de 60 hz, se logra detectar los pases secundarios. R60: Sísmograma sintético realizado con ondícula de Ricker de 60 Hz.

FIBONACCI DECOMPOSITION (PRINCIPAL COMPONENT ENHANCEMENT)

La sísmica acondicionada es descompuesta espectralmente en bandas de frecuencia basada en la serie de Fibonacci, la descomposición es de banda variable (no contempla atenuación) y las primeras frecuencias de cada banda dan saltos discretos de acuerdo con los números fundamentales de la serie de Fibonacci. La suma de todas las bandas de frecuencia da como resultado la traza sísmica original. El valor de cada banda de frecuencia es extraído en la posición de cada pozo, generando así un set de logs de bandas de frecuencia.

Se puede utilizar una calculadora de perfiles de pozo que integre los logs de frecuencia en una función de suma pesada, este paso permite generar una traza sísmica de mayor frecuencia (*log*). Los pesos aplicados a la función se seleccionan en base a que el resultado optimice la separación de los pases secundarios de impedancia acústica en el pozo, es decir que la traza sísmica encontrada en el pozo comience a separar techo y base de esos intervalos de la propiedad elástica (Fig. 5), dichos pesos son validados en los *logs* (función) calculados para cada uno de los pozos claves del estudio.

Las bajas frecuencias de la función de suma pesada deben honrar a las bajas frecuencias del espectro de amplitud de la sísmica original (Fig. 6). Por lo tanto, las versiones sísmicas de mayor frecuencia generadas deben tener el mismo contenido de amplitud en la baja frecuencia que la sísmica original, ya que toda la información relacionada a las anomalías de gas en

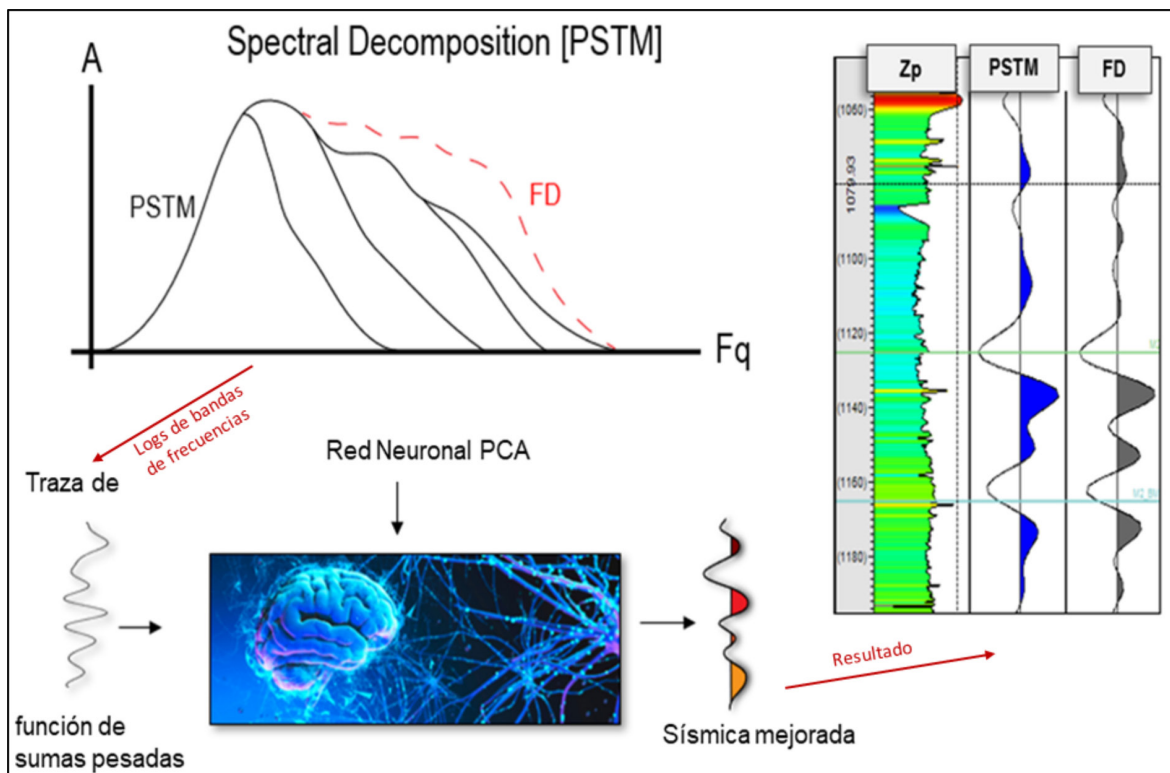


Figura 5. Flujo de aumento de resolución, Fibonacci Decomposition (FD) aplicado a la sísmica PSTM original.

este campo, son función de las bajas frecuencias (hasta 27-34Hz). Cada banda de frecuencia encontrada es escalada de tal manera de aplanar el espectro en las bajas y altas frecuencias (Balanceo espectral).

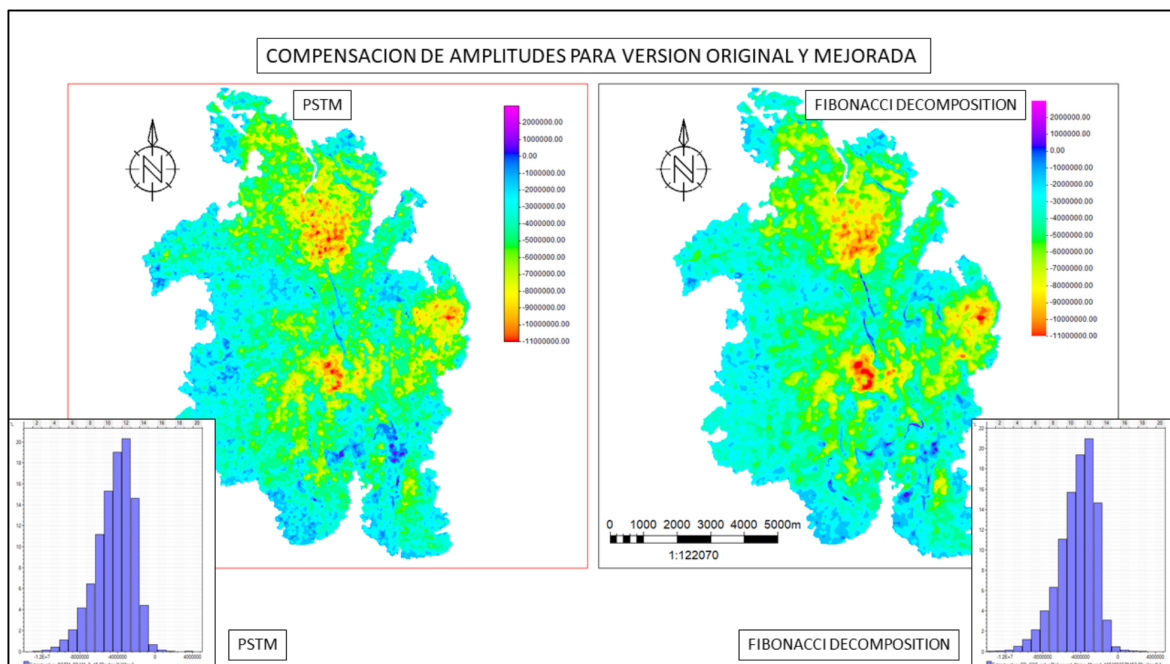


Figura 6. Mapas de amplitud negativa al intervalo M2 extraídos en las sísmicas PSTM y Fibonacci Decomposition, donde no se observa alteración alguna de la amplitud.

A diferencia del balanceo espectral convencional no se aplican ventanas de AGC en el proceso, sino que se escala utilizando filtros de mediana de los valores máximos de amplitud. Con esta operación, los reflectores de alta frecuencia y baja amplitud son recuperados y el espectro es aplanado. El ruido de alta frecuencia puede ser reducido si cada banda de frecuencia es filtrada estructuralmente con volúmenes de buzamiento y azimuth (Fig. 7).

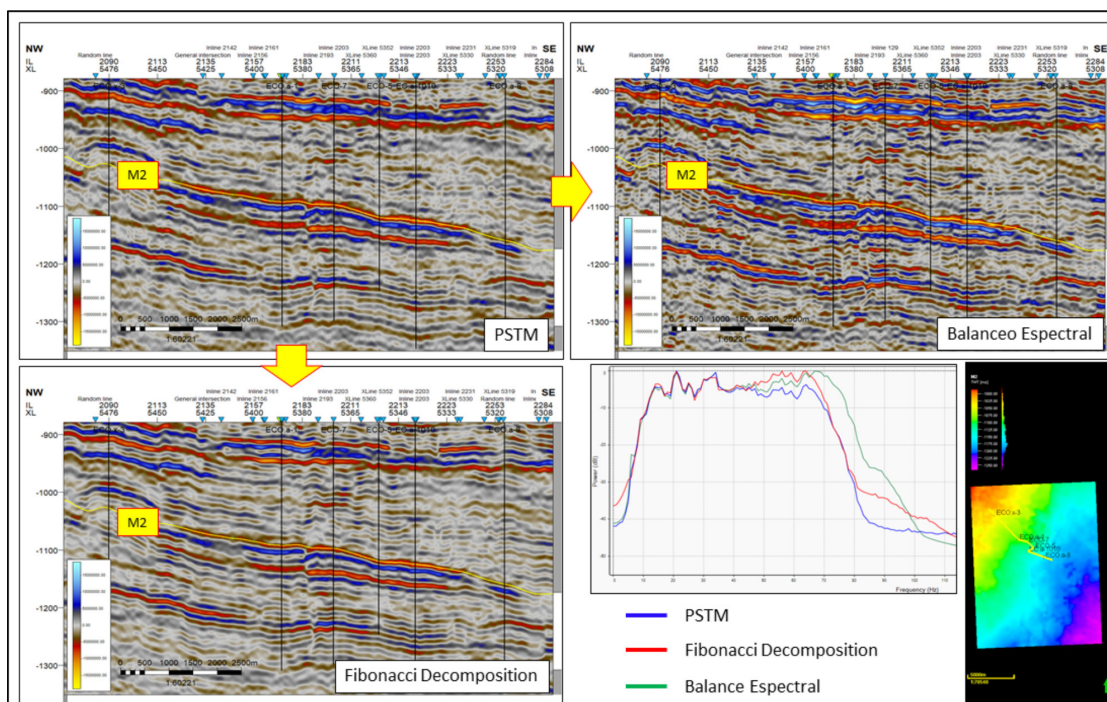


Figura 7. Comparación entre el resultado de aplicar Balance Espectral o Fibonacci Decomposition a la sísmica original PSTM.

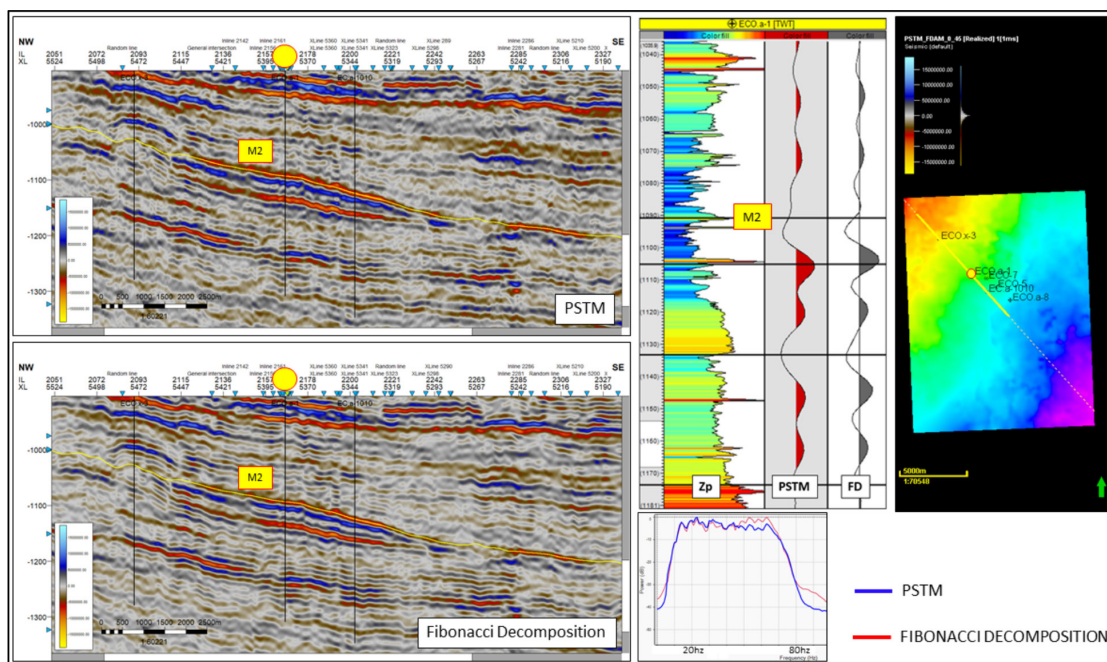


Figura 8. Comparación entre sísmica PSTM original y Fibonacci Decomposition.

Luego cada componente de frecuencia filtrada es utilizada como entrada a una red neuronal supervisada por la función de suma pesada (*log*). Se realiza un análisis de PCA (análisis de componente principal) para identificar el mínimo número de componentes (bandas de frecuencia) que contribuyan a la reconstrucción de la función matemática. De esta manera se logra reducir aún más el ruido aleatorio que haya podido quedar después del acondicionamiento y que reside en las componentes de alta frecuencia.

El volumen sísmico encontrado es un volumen que tiene mayor frecuencia, menor contenido de ruido y mayor continuidad lateral de los reflectores sísmicos (Fig. 8).

VECTOR DECOMPOSITION

El volumen de Fibonacci es descompuesto espectralmente en una nueva serie de bandas de frecuencia, los rangos de frecuencia en este caso se seleccionan utilizando pasa bandas dinámicas de Ormsby para construir series con inicios en 3,6,9Hz. Se generan de esta manera 21 vectores (componentes de frecuencia). La suma pesada de los 21 vectores reconstruye la traza de la versión de Fibonacci. Nuevamente cada banda de frecuencia es escalada y su espectro aplanado.

Se pueden aplicar distintos pesos a cada vector para aumentar paulatinamente la frecuencia de esta traza matemática. El log de impedancia de los pozos claves es utilizado como guía visual para delinear los pases secundarios antes mencionados. Con este paso, se pueden recuperar reflectores de baja amplitud y alta frecuencia presentes en la sísmica original. Cada paso aplicado refuerza la amplitud y logra mayor continuidad lateral, obteniendo así reflectores que permiten optimizar la caracterización de la arquitectura y geometría interna del reservorio (Fig. 9).

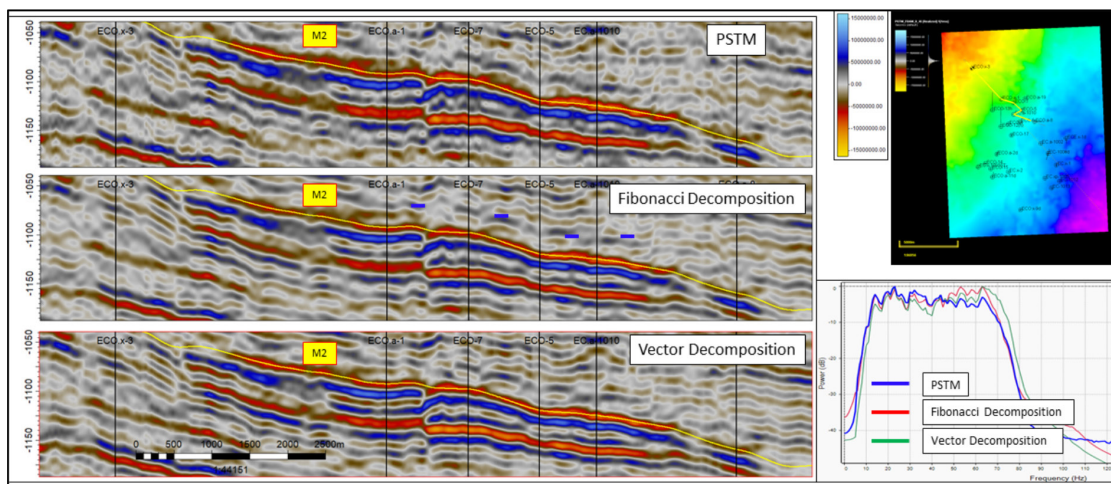


Figura 9. Comparación entre sísmica PSTM original y Vector Decomposition.

DESCOMPOSICIÓN GEOMÉTRICA (SGD)

Una serie de algoritmos matemáticos que utilizan atributos de traza compleja (transformada

de Hilbert) permiten descomponer geoméricamente a la traza sísmica de entrada (Vector Decomposition) de tal manera de generar una traza de mayor frecuencia que genera picos y valles en las zonas de los cruces por cero de la traza sísmica nativa. El espectro de amplitud/frecuencia se ve resaltado por la introducción de estos reflectores secundarios. El resultado es un volumen de pseudo coeficientes de reflexión de alta resolución al que llamamos PSR. Esa serie de pseudo reflectividades (PSR) es normalizada entre [-1,1] al encontrar el signo de la fase instantánea en el máximo local del reflector sísmico, encontramos así una versión sísmica a la que llamamos *Seismic Layering* muy utilizada en el campo en especial para el entendimiento de los patrones de reflectividad, cambios de espesor y angularidades como se observa en la Figura 10. El volumen de PSR posteriormente es descompuesto espectralmente entre 5 y 144 Hz. Para recuperar y asegurar la baja frecuencia, el volumen de Vector Decomposition es filtrado entre 5 y 34Hz e integrado en una suma pesada a las componentes de alta frecuencia de PSR.

$PSR = f(A, A90, Q, Q90, C) \Rightarrow$ Descomposición Espectral (5hz...144hz) $\Rightarrow$ SGD

A: Amplitud Q: Cuadratura A90: Amplitud Rotada 90 grados Q90: Cuadratura Rotada 90 grados
C: Coseno de la Fase

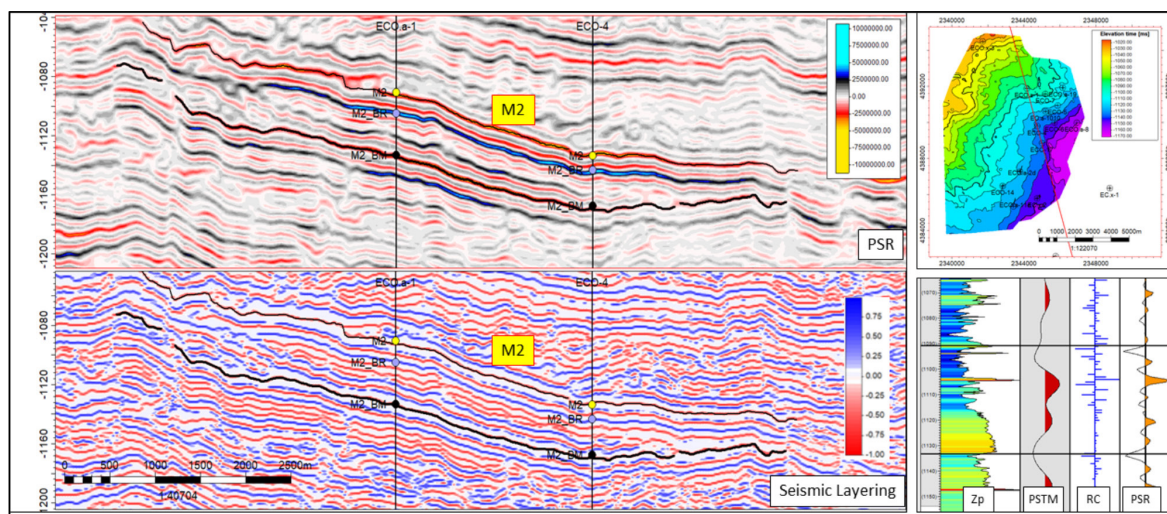


Figura 10. Serie de pseudo reflectividades PSR y su versión normalizada (-1;1) *Seismic Layering*.

La suma pesada de las componentes espectrales da una versión sísmica a la que llamamos SGD (*Seismic Geometric Decomposition*). Esta nueva versión sísmica suele optimizar la detección de deflexiones en la impedancia acústica de pozo de menor orden. Un control de calidad tipo, es extraer una ondícula estadística de la Descomposición Geométrica y generar un sismograma sintético. Este nuevo sismograma sintético capturaría con mayor resolución pases principales, secundarios y deflexiones de menor escala. La descomposición geométrica en líneas generales intenta capturar de manera cualitativa el mismo rango de pases de la impedancia acústica (Fig. 11).

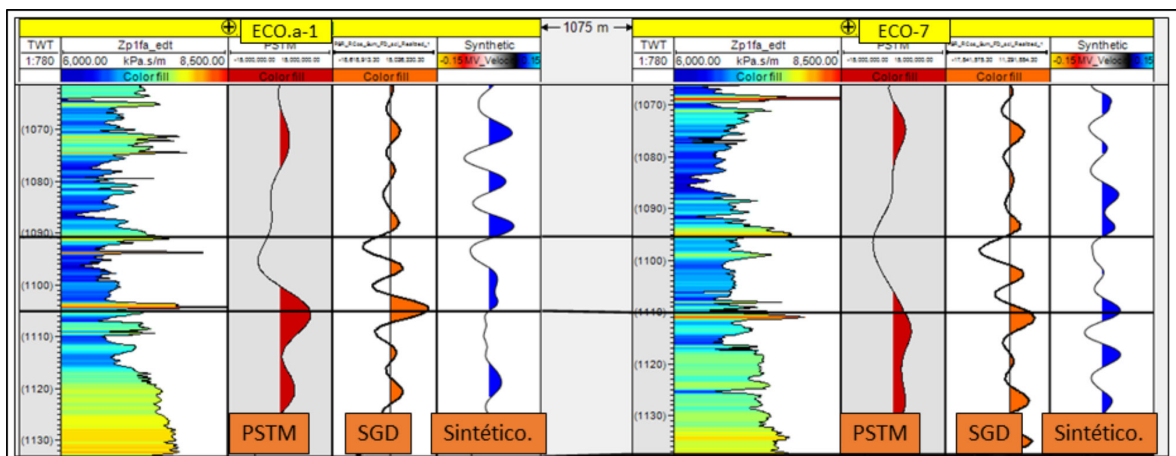


Figura 11. Comparación entre la sísmica original, SGD y sismogramas sintéticos. Se puede observar la similitud entre el sismograma sintético y la traza de la sísmica SGD en la posición del pozo.

Esta versión sísmica (SGD) puede ser utilizada como soporte a la correlación de marcadores claves entre pozos y en la generación de mapas de detalle de la segmentación del reservorio (Fig. 12).

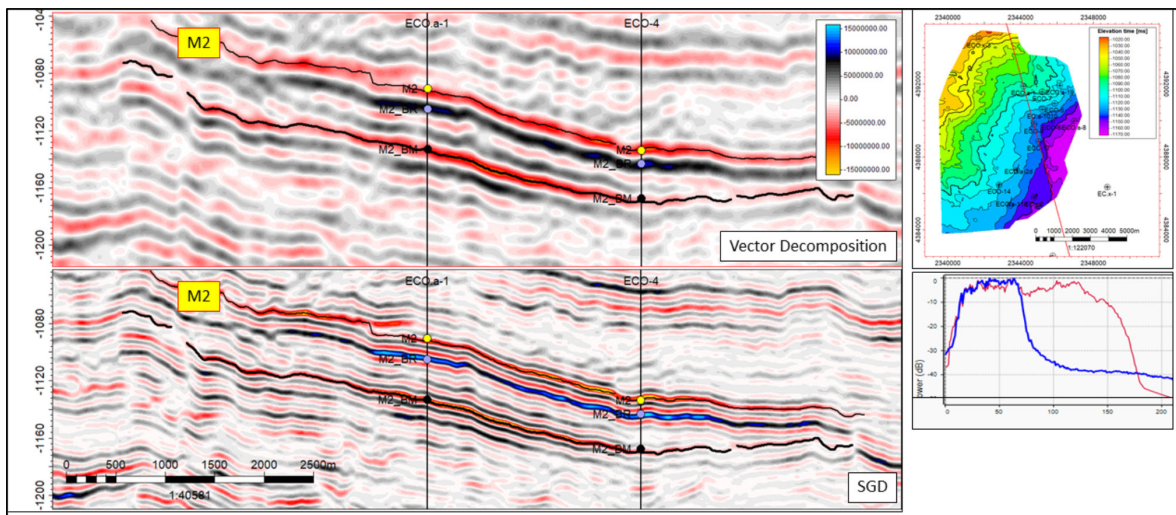


Figura 12. Comparación entre Vector Decomposition y SGD. Se observa un mayor contenido de frecuencias y detalle de la segmentación.

ANÁLISIS DE AVO

El desarrollo del campo se inicia principalmente con la perforación de pozos basados en el análisis de anomalías de amplitud de un volumen sísmico apilado (Legacy Fullstack 2006) en el que la relación señal ruido es de intermedia a baja y los rangos de amplitud de las arenas de baja permeabilidad con gas no económico coinciden con el de las arenas productivas. Un cierto número de pozos fueron perforados en zonas de anomalías de amplitud, encontrando el reservorio M2 con gas no comercial. El reprocesamiento sísmico realizado en 2019, permitió preservar las amplitudes verdaderas para luego realizar trabajos orientados a caracterizar

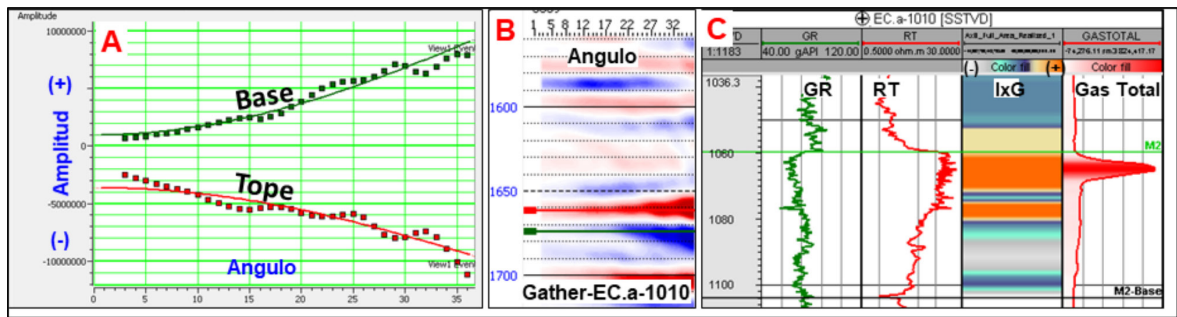


Figura 13. A-Respuesta AVO, reservorio M2. B-Gather PSTM, en EC.a-1010. C- Atributo de AVO IxG y respuesta de Gas Total en el reservorio M2.

elásticamente el reservorio y comparar la información adquirida en pozo (*gathers* sintéticos) con la información sísmica procesada (*gathers* sísmicos crudos).

Tanto el modelado de los *gather* sintéticos en pozos como la variación de la amplitud con el ángulo en los *gathers* crudos, muestran que el reservorio M2 posee una respuesta del tipo AVO Clase III (Rutherford y Williams 1989) asociada a presencia de gas. En general, existe una muy buena correlación entre el atributo AVO de Intercepto x Gradiente, I x G, (Chopra y Castagna 2014) y la curva de Gas Total en el pozo (Fig. 13).

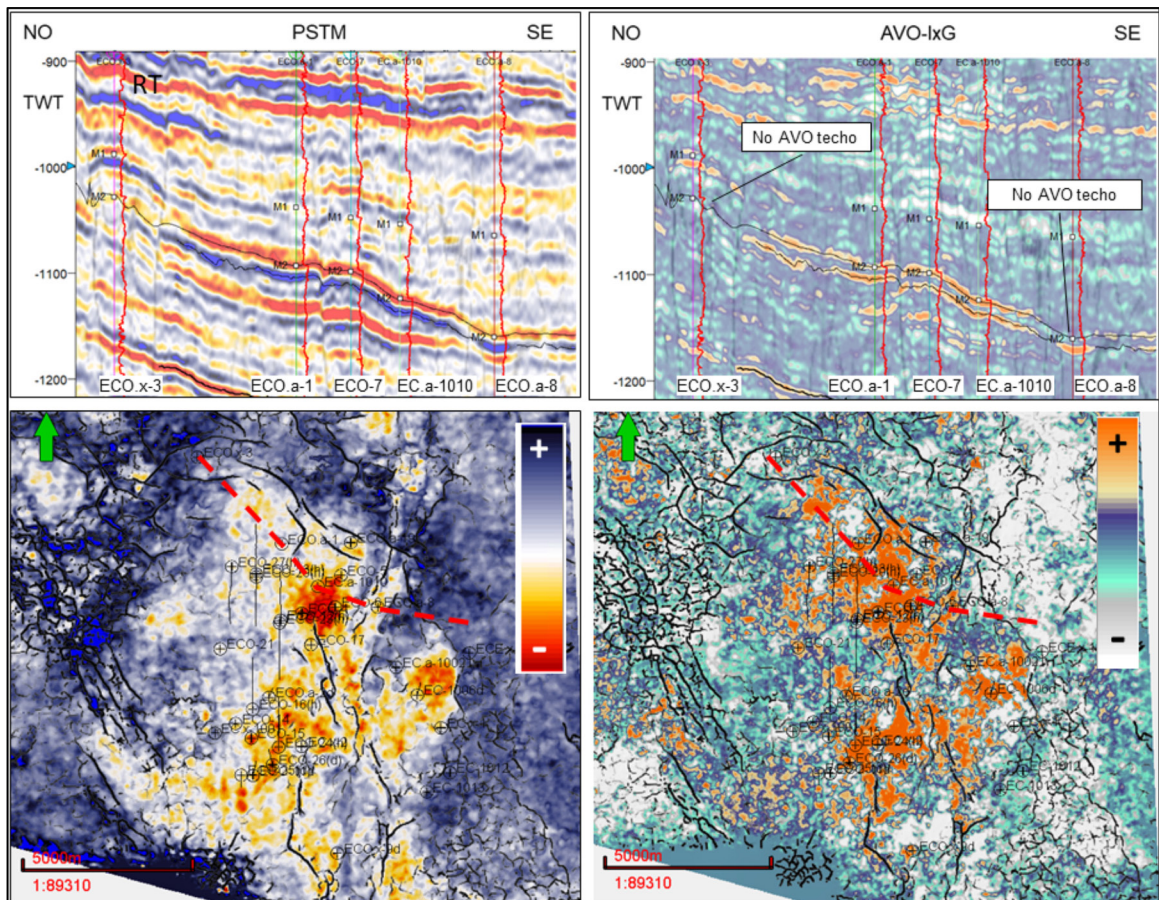


Figura 14. Izquierda: Anomalia sísmica. Derecha: Respuesta AVO (Atributo IxG) para el reservio M2.

Debido a esta buena correlación entre IxG y gas total, este atributo sísmico ha sido utilizado como parte importante de la estrategia en la selección de nuevas locaciones o reubicación de locaciones existentes (Fig. 14).

CARACTERIZACIÓN ELÁSTICA DEL RESERVORIO M2

Extended Elastic Impedance y Colored Inversion

Los datos provenientes del apilado en ángulos del *gather* con amplitud preservada (Near, Mid, Far, Ultrafar) son utilizados para realizar una Inversión Elástica Simultanea para Z_p , Z_s y Densidad. El resultado de la inversión elástica muestra una buena caracterización cualitativa del reservorio M2, pero se observa que las curvas elásticas extraídas de estos volúmenes no coinciden en muchos casos, con los valores y deflexiones observados en las curvas elásticas de los pozos. Tanto las arenas con gas comercial como no comercial tienen valores similares de impedancia acústica (Z_p) o densidad (R_{hob}), por lo que el uso cuantitativo de esta herramienta no es aconsejable en este campo (Fig. 15).

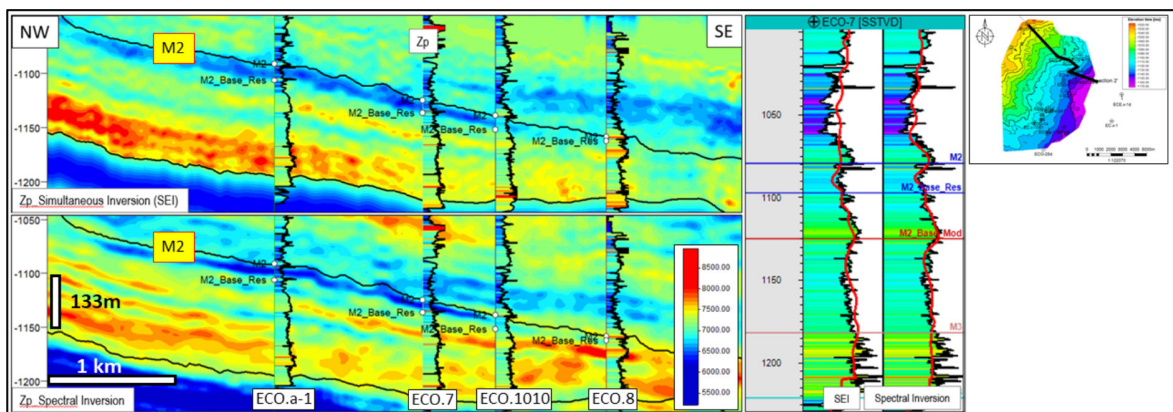


Figura 15. El resultado de la inversión elástica muestra una buena caracterización cualitativa de la arena reservorio M2. En los paneles de la derecha, se observa una gran correlación entre el log Z_p y la curva extraída del volumen Z_p generado con Spectral Inversion-curva roja.

Como método alternativo utilizamos la inversión de Color (CI) (Lancaster y Whitcombe 2000) en conjunto con la Impedancia Elástica Extendida (EEI) (Whitcombe *et al.* 2000) y Redes Neuronales para calcular volúmenes elásticos de alta resolución (Spectral Inversion). Se realiza el análisis de correlación entre las curvas elásticas y la ecuación de EEI para todos los ángulos Chi entre $[-90,90]$, la ecuación para EEI se describe a continuación.

$$EEI(\chi) = \text{Intercepto} * \cos(\chi) + \text{Gradiente} * \sin(\chi)$$

Se calcula EEI para ángulos entre $[-90,90]$ y se toma el ángulo Chi que entregue la correlación máxima con la curva elástica. Con ese ángulo se calculan las respectivas reflectividades elásticas (Fig.16).

Z_p : 00

R_{hob} : 15

Λ - $Rho(LR)$: 23

μ - Rho (MR): -45

Poisson Ratio(PR): 45

Poisson Impedance (PI): 35

La ecuación de EEI utilizando los ángulos claves da como resultado volúmenes de Reflectividad correspondientes a cada una de las curvas elásticas. Cada uno de estos volúmenes de reflectividad es rotado 90 grados para después ser utilizado como entrada al proceso de la Inversión de Color. Previo a este paso los volúmenes elásticos de baja frecuencia deben ser generados.

La idea básica de la inversión de color es encontrar un operador que pueda transformar el espectro de amplitud promedio de la sísmica para que ajuste al espectro de amplitud de la curva elástica de pozo (el operador surge de la diferencia de ambos espectros). Posteriormente, dicho operador es convolucionado con el volumen de reflectividad elástico, y luego se le adiciona el modelo de baja frecuencia para generar finalmente un volumen absoluto de impedancia elástica (Fig. 17).

Dado que la inversión de color está directamente relacionada al dato sísmico, la impedancia banda limitada que produce se puede utilizar para comparar con otras inversiones y así analizar

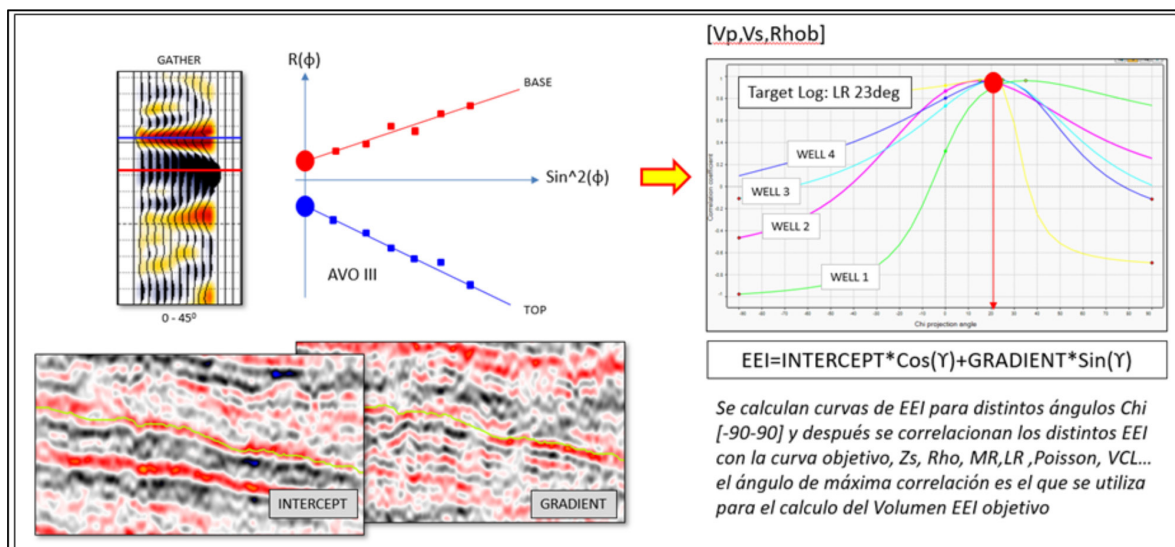


Figura 16. Descripción del flujo de trabajo de EEI.

qué tipo de información introduce por ejemplo el modelo de baja frecuencia (interpolación de datos de pozo).

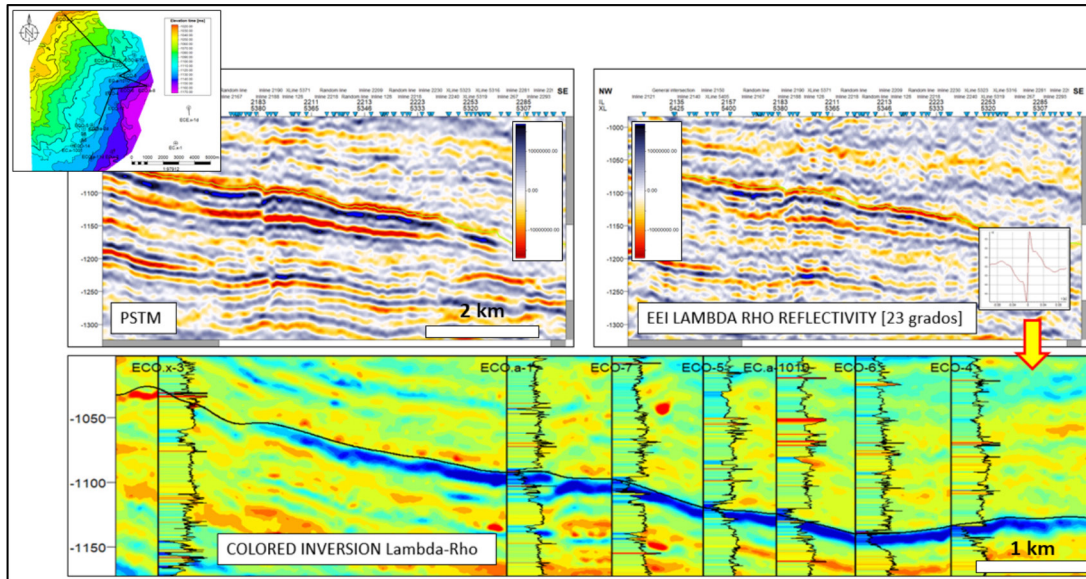


Figura 17. Reflectividad de Lambda-Rho y su inversión de Color.

El flujo de trabajo es aplicado a Z_p , R_{hob} , LR , MR , PR , PI . La impedancia de corte Z_s no pudo ser calculada con este método por que la reflectividad R_s presentaba una muy baja relación señal ruido. En este caso, un reemplazo alternativo de mejor calidad para ayudar al entendimiento de la matriz del reservorio M2 fue MR .

Este enfoque en particular, de generar diversos volúmenes elásticos absolutos (los modelos de baja frecuencia fueron generados utilizando redes neuronales con atributos sísmicos filtrados en 5 y 10 Hz y supervisados por las curvas de baja frecuencia de los pozos) a partir de sus respectivas reflectividades, da la posibilidad de trabajar en el aumento de la resolución vertical de dichos volúmenes por separado. El balanceo espectral controlado mediante *Fibonacci Decomposition*, *Vector Decomposition* y la Descomposición Geométrica (SGD) de cada reflectividad original, permite aplicar nuevamente la inversión de color a estos volúmenes con más frecuencia, para luego obtener volúmenes elásticos absolutos de alta resolución.

Spectral Inversion

Se aplicó una metodología alternativa para la generación de impedancias elásticas absolutas, en este caso en particular y para independizar los resultados del carácter de baja frecuencia impuesto por el efecto de la ondícula se utilizó *Deep learning*. Los atributos elásticos (inversión de color) generados a partir de las reflectividades (Z_p , R_{hob} , LR , MR ,

PR, PI, VP/VS...) de mayor resolución vertical en conjunto con sus reflectividades, las bandas de frecuencia de Fibonacci, *Vector Decomposition* y los atributos de alta resolución provenientes de la Descomposición Geométrica, son la entrada a una red neuronal supervisada por las distintas curvas elásticas filtradas a la frecuencia sísmica primero y luego a la resolución completa de la curva de pozo. Llamamos a esta inversión Spectral Inversion, la metodología es aplicada para cada atributo elástico comenzando con Z_p . Así sucesivamente la red se va alimentando con volúmenes de alta resolución hasta llegar a calcular el último volumen.

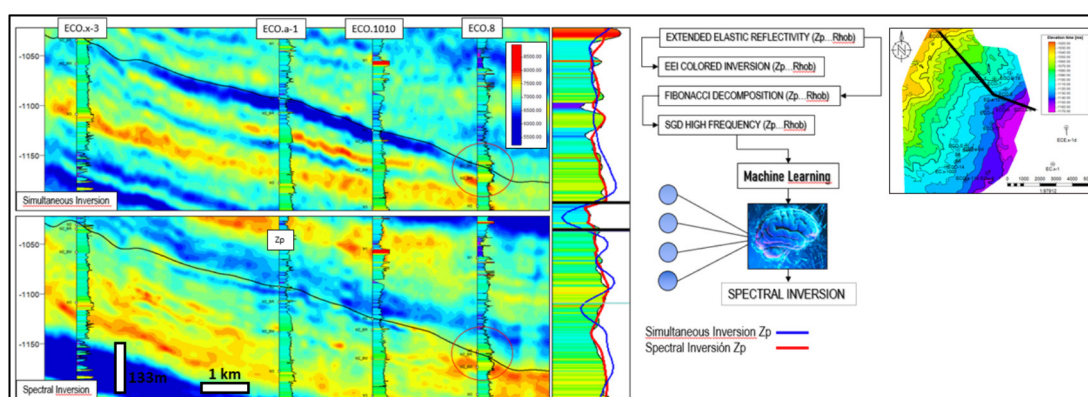


Figura 18. Comparación de inversión simultánea con Spectral Inversion. Se observa una mayor resolución y un mejor ajuste con el log ZP del pozo.

La incorporación de los datos de alta frecuencia a la red neuronal permite que el volumen elástico generado tenga un alto grado de correlación entre la curva extraída del volumen elástico sísmico y la curva elástica del pozo (Figs. 15 y 18). La red de alta resolución no tiene el mismo resultado si no se agregan los componentes de alta frecuencia.

Al momento de realizar el estudio, el número de pozos con información de DT, DTS y Rhob era el apropiado como para dar robustez y confianza al uso de redes neuronales (+15). Se utilizó un grupo de pozos para validar (*blind test*) los resultados generados.

APLICACIÓN DE REDES NEURONALES PARA GENERAR UN PSEUDO VOLUMEN DE RESISTIVIDAD (RESISTIVIDAD PROFUNDA)

Se trabajó en un flujo de trabajo orientado a la generación de un pseudo volumen de Resistividad profunda (AT90) haciendo uso de todos los volúmenes elásticos de detalle generados. El objetivo es minimizar el riesgo de perforar pozos no económicos en áreas delineadoras y en especial en una zona central del campo que posee un área en km^2 bastante significativa, esta área está caracterizada por un reflector negativo de muy baja amplitud correspondiente al tope del reservorio, es una zona lavada en términos de amplitud sísmica y también impacta en el producto de $I \times G$.

El mapa de arena económica neta para M2 generado a partir de datos de pozos ya perforados muestran esa zona con espesores cercanos a cero (campanas hasta 2020) como se puede observar en la Figura 19.

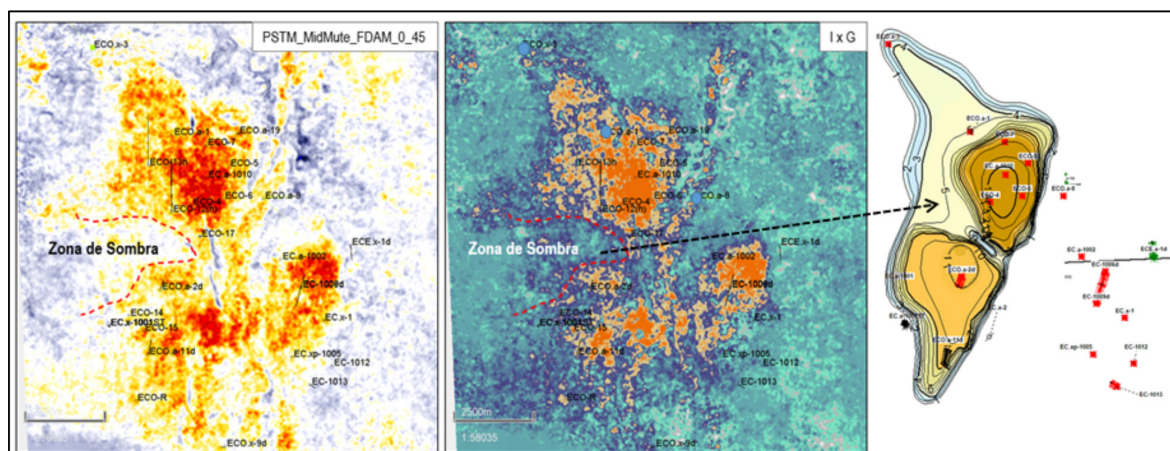


Figura 19. Comparación entre amplitud mínima, I x G y mapa de arena útil (Net Pay).

Al momento de realizarse el presente estudio, un considerable número de locaciones de pozos delineadores estaban ubicados en zonas en donde los atributos de AVO (I x G) no tenían un rango de respuesta similar al de la zona más productiva del campo.

Actualmente (Mayo 2022) esas localizaciones (blind test) han sido perforadas, lo que ha permitido validar el flujo utilizado como un instrumento predictivo y de apoyo a la estrategia de perforación en el campo, el mismo ha sido integrado como un dato más dentro del esquema de toma de decisiones.

Como primer paso se extrajeron logs en la posición de los pozos de los volúmenes elásticos de detalle provenientes de la Spectral Inversion (Zp, Densidad, LR, MR, PR, PI, de sus respectivas reflectividades espectrales, Intercepto, Gradiente e IxG). Con dichos logs extraídos se generó una Red Neuronal no supervisada para encontrar una curva discreta de 6 facies elásticas. La curva discreta generada es utilizada para supervisar una red neuronal que clasifica 6 facies utilizando los volúmenes elásticos como se observa en la Figura 20. Este paso es necesario debido a pequeñas discrepancias observadas en el *software* utilizado, con respecto a que si se calcula directamente la clasificación a partir de los volúmenes elásticos. De esta manera se logra un perfecto ajuste entre log y volumen discreto en la posición del pozo.

En el segundo paso, una segunda red neuronal no supervisada es calculada utilizando las curvas elásticas de pozo (con el espectro de frecuencia completo) (Zp, Zs, Densidad, LR, MR, AT90) en este paso se integra a la clasificación la curva de resistividad. Posteriormente dicha curva

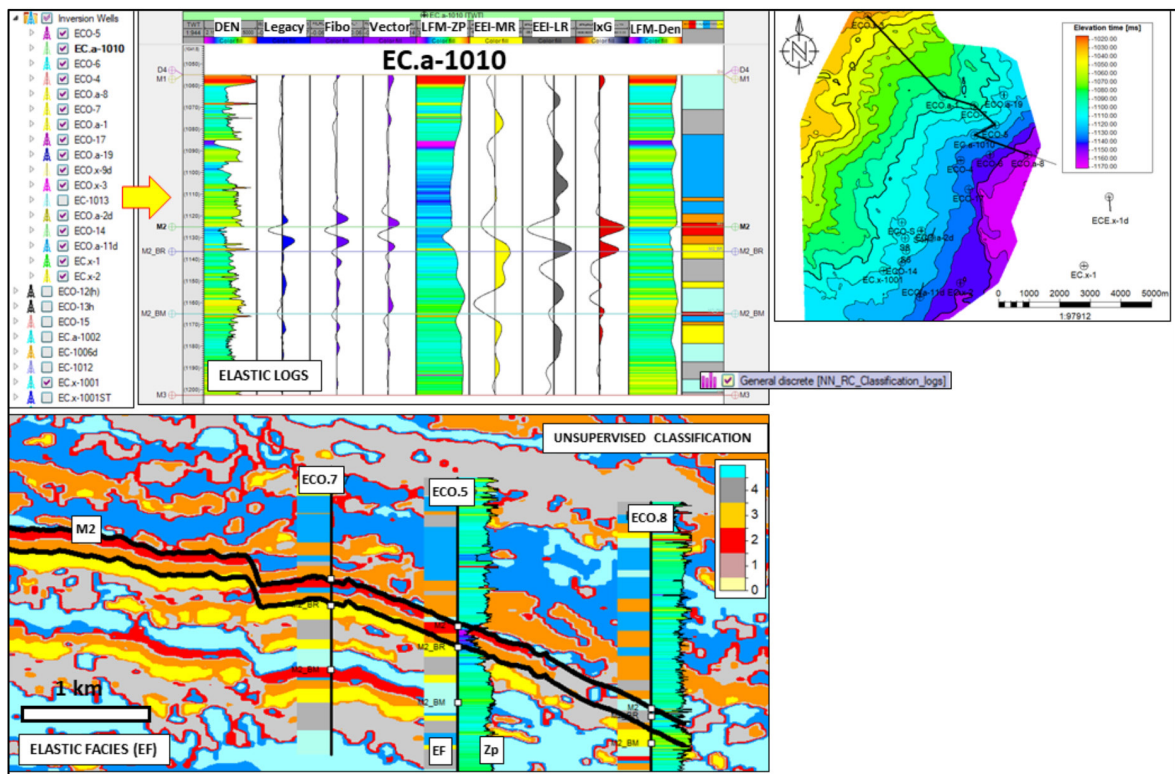


Figura 20. Clasificación de facies elásticas no supervisadas (utilizando propiedades elásticas y sísmicas de alta frecuencia)

discreta supervisa una red en donde los nodos de entrada son los volúmenes elásticos (con sus reflectividades y componentes de alta frecuencia) más el volumen elástico discreto generado en el paso anterior. El resultado de la red neuronal es un volumen de facies discretas representativas de la distribución vertical de la resistividad en el intervalo de interés (pseudovolumen de resistividad). Se calcula para el intervalo de interés (Tope y Base de M2).

Se calcula para el intervalo de la zona de interés (Tope y Base de M2) un mapa de Ocurrencia de Facies Pseudo resistividad profunda en el que se observa que la zona de baja amplitud sísmica (y AVO) es ahora caracterizada por facies rojas correspondientes a rangos de resistividad de arenas productivas (Figs. 21 y 22).

Se puede observar en la Figura 20 en la sección vertical en el extremo superior derecho, el pozo ECO.a-8 es un pozo con gas no comercial que no fue usado durante los procesos de inversión elástica (*blind test*). El resultado del volumen de pseudo resistividades lo muestra como un espesor muy delgado de facies de resistividad que coinciden con la curva de Gas Total adquirida en pozo. La zona de sombra sísmica es de alto riesgo solo con el análisis basado en los atributos de AVO, la misma fue perforada en años posteriores al estudio realizado (campañas 2021/2022), siendo validada la prognosis de encontrar arena productiva

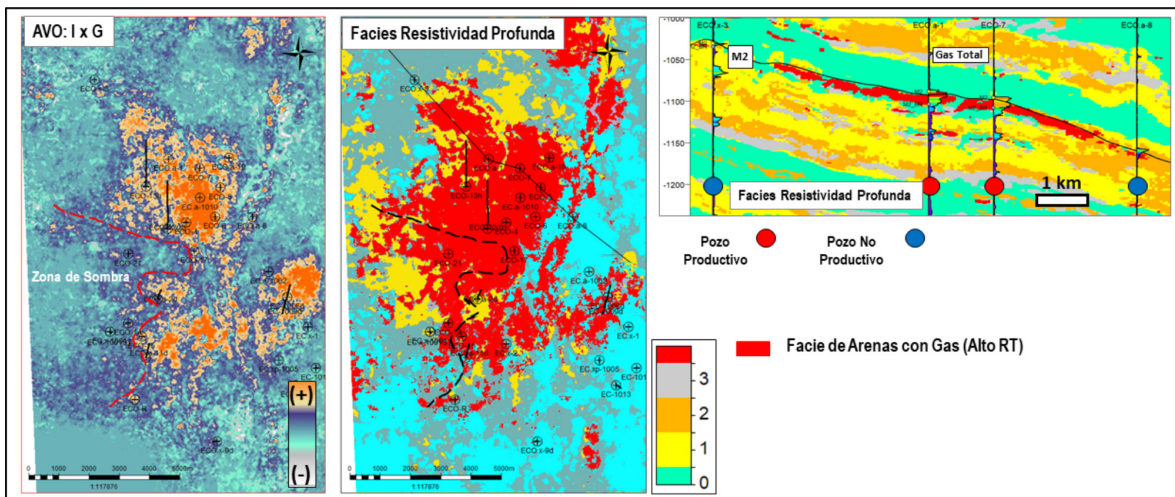


Figura 21. Comparación entre el mapa de extracción de amplitudes de I x G y Mapa de Ocurrencia de Facies (Most of) del volumen de facies de Pseudo Resistividad Profunda.

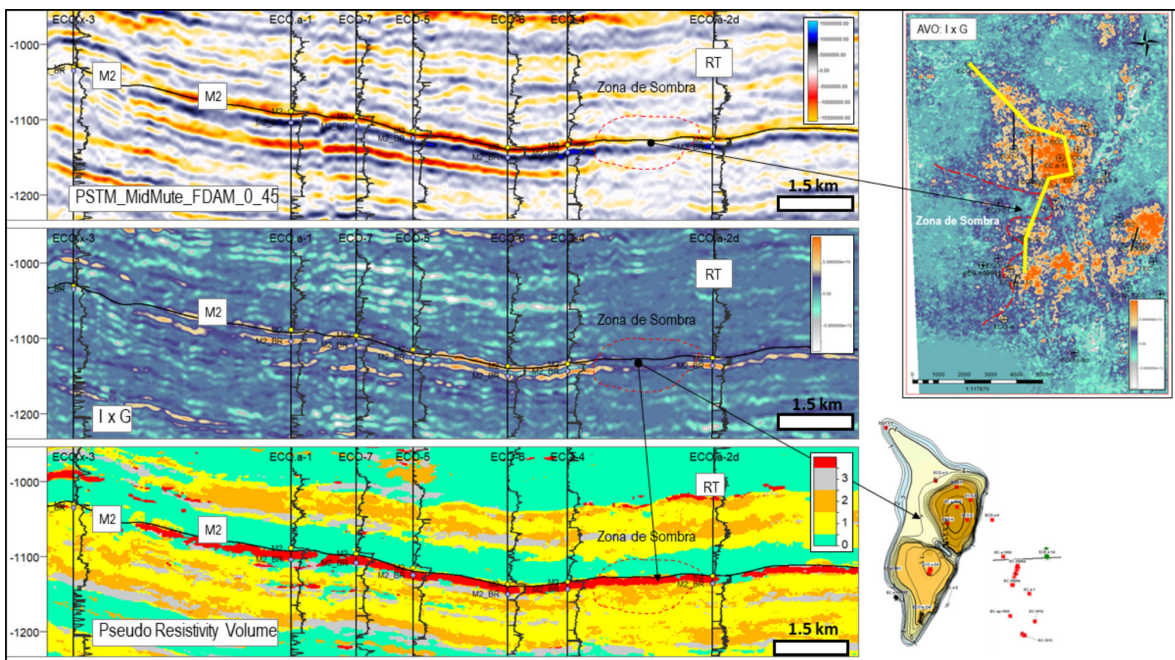


Figura 22. Secciones verticales entre pozos de PSTM, IxG y facies de Pseudo Resistividad.

con 3 pozos, un vertical y dos horizontales, como se muestra en la Figura 23.

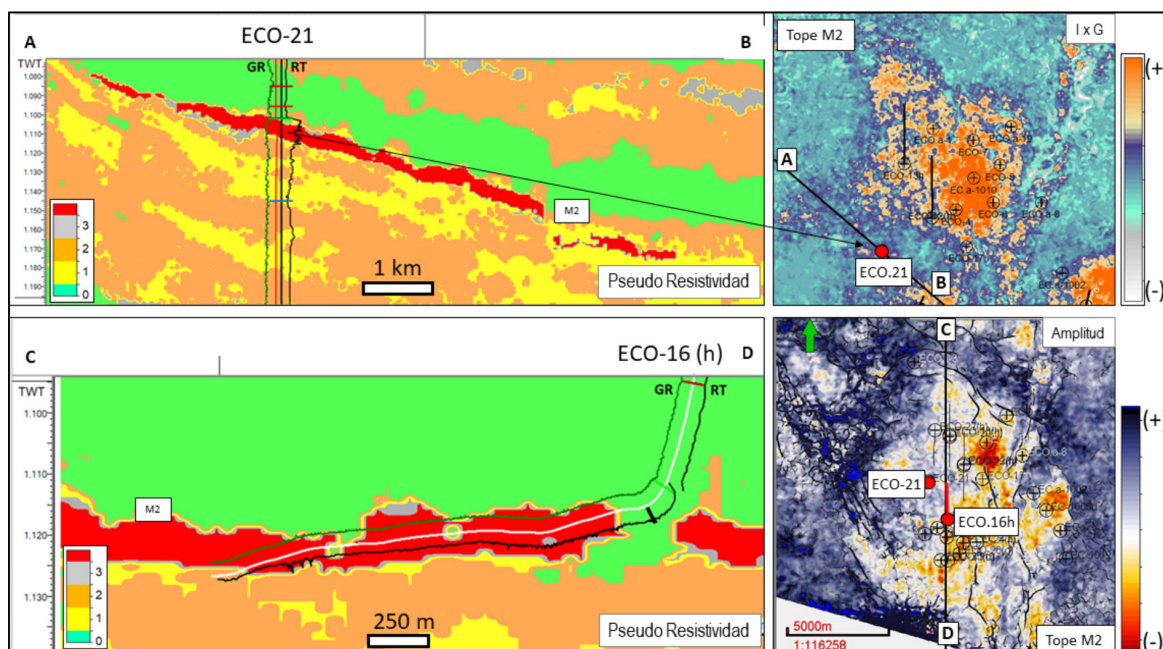


Figura 23. Secciones verticales de pseudo resistividad que pasan por pozos perforados en la zona de sombra sísmica.

CONCLUSIONES

La caracterización sísmica de detalle realizada en arenas de baja permeabilidad de la Formación Magallanes Inferior, M2, del yacimiento El Cerrito Oeste permitió optimizar el posicionamiento y la reubicación de pozos de desarrollo y delineación. El uso de redes neuronales para integrar datos de pozo y volúmenes elásticos de mayor resolución vertical, con rangos dinámicos más ajustados a las curvas de pozo, dio como resultado final un pseudo volumen de resistividad profunda (AT90).

Los mapas de ocurrencia de facies resistivas productivas generados al tope del reservorio M2 mostraron que existía un área de arena neta productiva considerablemente mayor al estimado hasta ese momento, donde los pozos habían sido perforados en zonas de amplitud negativa y respuesta de AVO.

Posteriormente al estudio, se perforaron pozos en una zona extensa del campo que mostraba una muy baja respuesta en el atributo de IxG (alto riesgo) pero con valores de ocurrencia de facies AT90 productivas, encontrando arenas con gas comercial. La volumetría del campo se ha ido ajustando a medida que se han ido incorporando nuevos pozos delineadores posicionados con toda la información existente y la generada por esta caracterización sísmica de detalle.

El uso de flujos estándares para generar volúmenes elásticos de Impedancia P y Densidad no fueron lo suficientemente robustos para resolver el problema de ajustar los rangos dinámicos de las anomalías a los valores de pozo, dando como resultado mapas muy optimistas de

valores anómalos (bajos) de Z_p y R_{hob} . Muchas de estas zonas anómalas fueron perforadas, pero se encontró reservorio con gas no comercial.

La implementación de un flujo de trabajo especial para acondicionar y levantar la frecuencia de la sísmica de entrada y sus ángulos apilados como *Fibonacci Decomposition*, *Vector Decomposition*, *Seismic Geometric Decomposition* y *Spectral Inversion* permitieron obtener volúmenes sísmicos y elásticos de mayor resolución (comparables a los *logs* de pozos) que luego fueron utilizados para obtener el volumen de pseudo resistividad.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Compañía General de Combustibles por permitir publicar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Jait, D., Cevallos, M., Molinari, M., Cangini, A., Mas Cattapan, F. y Vega, V., 2018. Exploración y desarrollo de reservorios de baja permeabilidad de la Formación Magallanes en el bloque El Cerrito, Cuenca Austral, Argentina, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas Simposio de Desarrollo, p. 235-251, Mendoza, Argentina.
- Whitcombe, D., Connolly, P., Reagan, R. y Redshaw T., 2000. Extended Elastic Impedance for Fluid and Lithology Prediction, SEG Technical Program Expanded Abstracts, p. 138-141.
- Lancaster, S. y Whitcombe, D., 2000. Fast-track Colored Inversion. SEG Technical Program Expanded Abstracts, p. 1572-1575.
- Chopra, S. y Castagna, J., 2014. AVO, SEG Investigations in Geophysics Series, No. 16, pp. 131-136.
- Rutherford, S. y Williams, R., 1989. Amplitude-versus-offset Variations in Gas Sands, Geophysics, Volume 54, p. 680-688.