

APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS DE CALIDAD ORIENTADOS A LA DETECCIÓN DE FRACTURAS NATURALES. CASO DE ESTUDIO PASO BARDAS NORTE

**Carlos Eugenio Pastore¹, Daniel Amancio Lorenzo¹, Luis Pianelli¹, Alexander Klovov²,
Juan Carlos Soldo¹, Esteban Marcelo Pieroni¹**

1: YPF S.A., carlos.pastore@ypf.com, daniel.a.lorenzo@ypf.com, luis.pianelli@ypf.com,
juan.c.soldo@ypf.com, esteban.pieroni@ypf.com

2: The University of Texas at Austin, alexanderklovov@beg.utexas.edu

Keywords: Fracturas Naturales Detección. Atributos Sísmicos Superpuestos

ABSTRACT

The following work, represents the application and interpretation workflow of a qualitative seismic attributes i.e.: AVA (Seismic Amplitude Variation with Angle) and ASD (Diffraction Seismic Anomalies) for the characterization and development of a naturally fractured reservoirs. An interdisciplinary study of the reservoirs in the Paso Bardas field, allows to substantially reduce the uncertainties at the time of developing this type of deposits.

Both the AVA and diffraction attributes (ASD) are aimed to evaluate the same objective: the intensity and areal distribution of natural fracturing. However, each methodology possesses individually specific constraints that will be detailed in the following paper.

INTRODUCCIÓN

El área Paso Bardas Norte se encuentra ubicado dentro del ámbito de la Cuenca Neuquina a 60 km al noroeste de la localidad de Rincón de los Sauces. El bloque tiene una superficie total de 124,85 km², de los cuales aproximadamente 16 km² se encuentran en la prov. de Neuquén y el resto en la prov. de Mendoza. Figura 1. La producción proviene exclusivamente del desarrollo primario de los los reservorios someros correspondientes al Mb. La Tosca del Fm. Huitrín y al Gr. Neuquén; siendo principalmente productor de gas y en menor medida de petróleo.

MARCO GEOLÓGICO

Los estudios regionales realizados por Uliana y otros (1977) indican que la principal zona de aportes de sedimentos para el Cretácico Inferior estaba ubicada en el sector SW y NE de la cuenca,

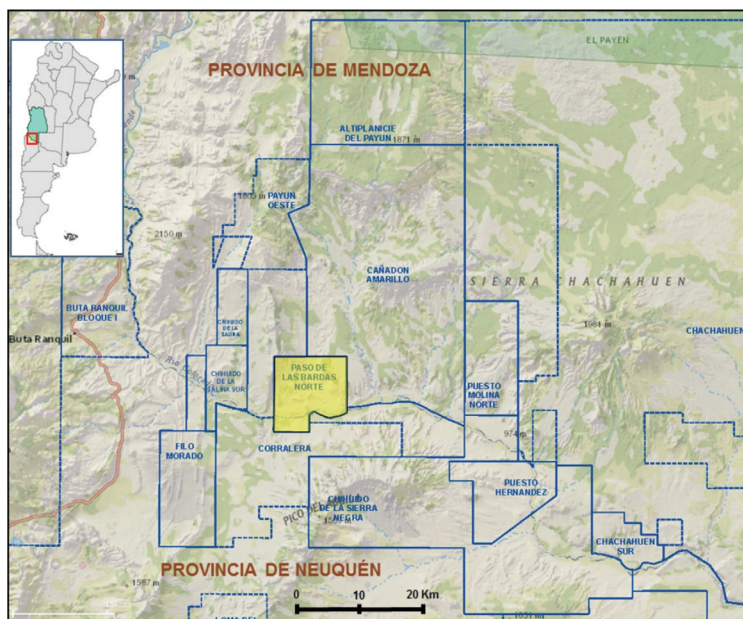


Figura 1. Ubicación del Yacimiento Paso Bardas Norte.

con desarrollo de sistemas fluviales que convergían hacia ambientes marinos someros ubicados en la parte central de la misma. Estos ambientes van disminuyendo la fracción clástica hacia el norte, aumentando la fracción carbonática. En el ámbito de Yac. Paso Bardas ya prácticamente no hay participación clástica tamaño arena o está muy subordinada, dominando la fracción limestone; siendo esta unidad netamente de origen marino. Figura 2.

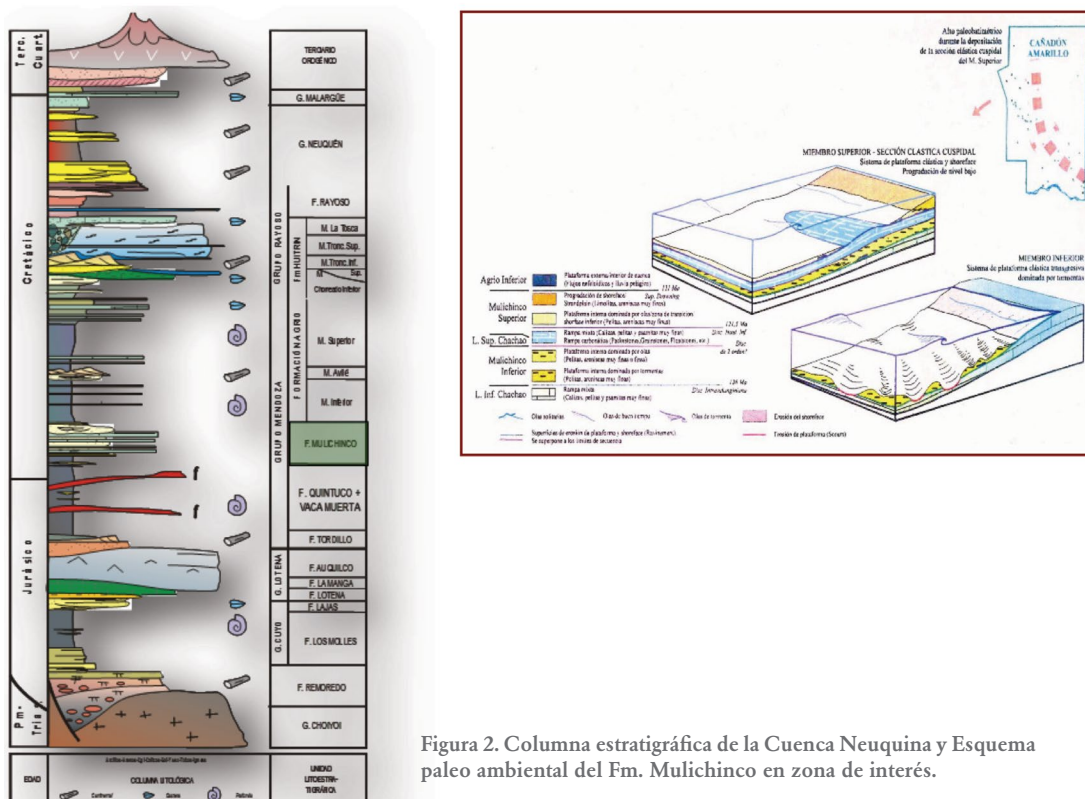


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina y Esquema paleo ambiental del Fm. Mulichinco en zona de interés.

El análisis del log de pozos del Fm. Mulichinco muestran pobres cualidades petrofísicas como reservorio, con porosidades del orden del 6% al 10%. A pesar de esto se ha documentado producción de hidrocarburo asociado a niveles naturalmente fracturados, situación comprobada por imagen de pozos y Build Up que muestran la presencia de un sistema de doble porosidad.

La estructura de Paso Bardas está ubicada en el Antepaís de la Faja Plegada y corrida Andina, Se trata de una estructura positiva de unos 6 km de largo por 2,5 km de ancho. La vergencia de la estructura es hacia el ENE y está representada por fallas inversas principales que buzcan al WSW, con algunos retro corrimientos de vergencia opuesta, que generan un tren de anticlinales y sinclinales de corta longitud de onda. Estas fallas inversas, hacia el Sur se transforman en una falla de rumbo con sentido de giro siniestro, mientras que hacia el Norte mantienen su génesis inversa, pero van perdiendo rechazo.

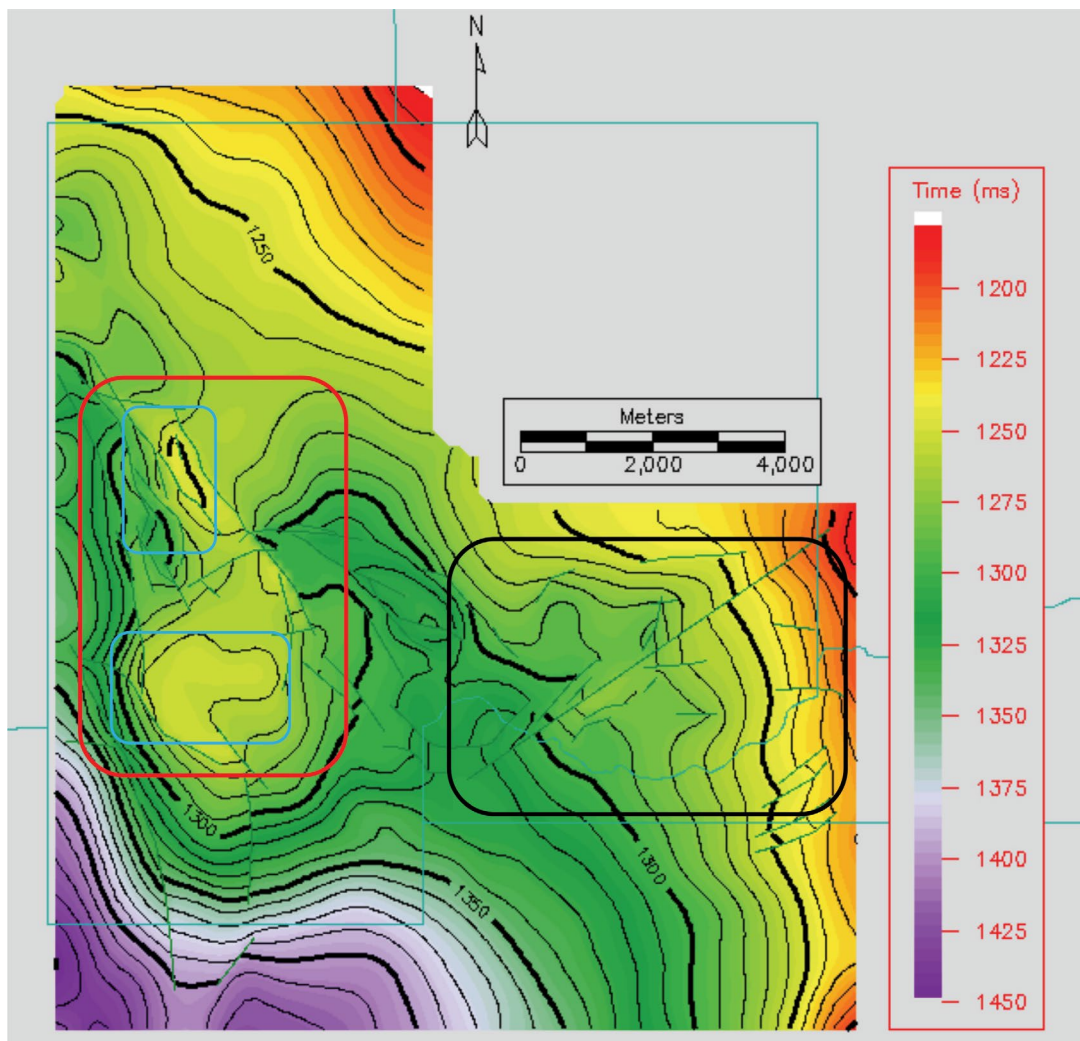


Figura 3. Mapa Estructural Tope Fm. Mulichinco. Zonas Estructurales y de Producción.

El tren de estructuras generado presenta sus ejes paralelos entre sí, con Az N140°. La longitud de onda de estas estructuras es del orden de 500 m, esto implica que la estructura Este (recuadro negro), de despegue profundo, ha tenido escaso movimiento comparado con la estructura ubicada al Oeste (recuadro rojo).

De este último tren de estructuras hay dos anticlinales que han demostrado ser productivos, que son el ubicado al NO y el anticlinal SW. (recuadros celestes) La estructura del Este (recuadro negro) no ha sido evaluada en su totalidad.

La estructura de Paso Bardas, para este nivel productivo, se trataría de un tren de subestructuras generadas quizás por la inversión de una falla inversa de despegue profundo de rumbo NNW-SSE que hacia el norte pierde rechazo y hacia el sur se transforma en una transcurrancia de sentido de giro siniestro Figuras 3 y 4.

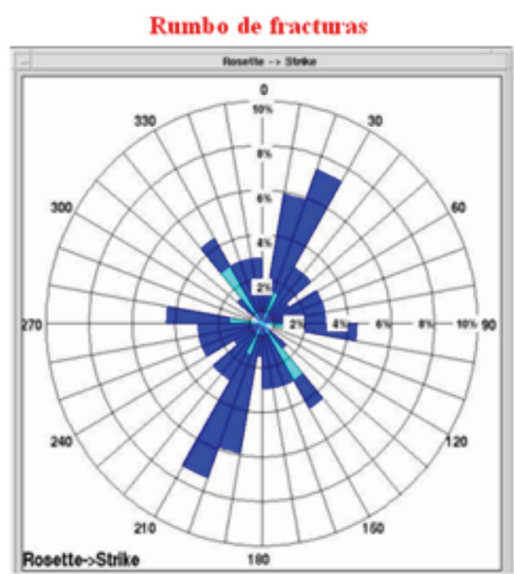


Figura 4. Rumbo y Dips de fracturas de pozo zona productiva Oeste.

La Fm. Mulichinco, en esta zona, presenta regulares condiciones petrofísicas y su potencial como reservorio está dado por la presencia de fisuras.

DATOS SÍSMICOS. PASO BARDAS 3D REPROCESO

Los parámetros de adquisición fueron los típicos para la momento de la registración, año 1995 Las líneas receptoras están orientadas en la dirección N-S y la receptoras E-O. Orientadas principalmente a estilo estructural del la zona NE. El barrido utilizado fue de 10-100 Hz. Figuras 5 y 6.

Receptoras
MEDIDA DEL BIN 30 m.
INTERVALO ENTRE ESTACIONES 60 m
ESPACIAMIENTO ENTRE LÍNEAS 500 m
NUMERO TOTAL DE ESTACIONES 4634

Fuentes
MEDIDA DEL BIN 30m.
INTERVÁLO ENTRE PVs 60 m
ESPACIAMIENTO ENTRE líneas 312.5 m
TOTAL, DE PV 7421
Nro. DE LINEAS POR PATCH 6
Nro. DE RECEPTORAS POR LINEA 72
RECEPTORAS POR PATCH 432

Fold
FOLD NOMINAL 22
FOLD MÁXIMO DEL PROYECTO 43

Figura 5. Datos de parámetros de emisión y recepción.

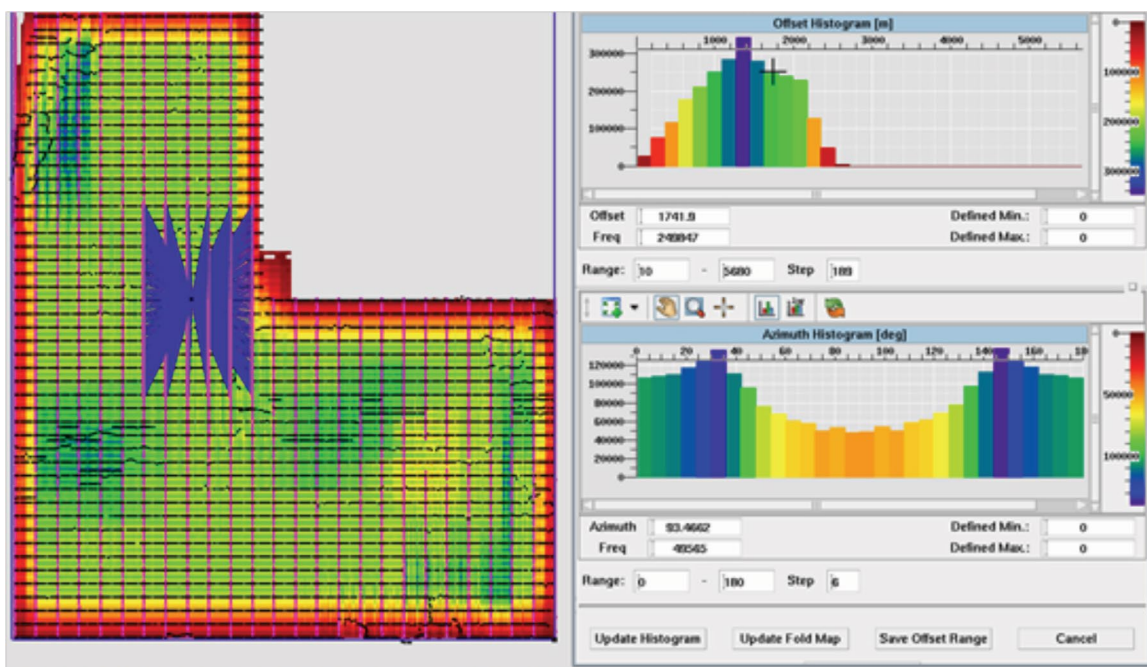


Figura 6. Tendido (PATCH) - Distribución de Offset y Azimuts desde cubo PSTM.

SECUENCIA DE PROCESAMIENTO

El procesamiento básico fue llevado en primera instancia hasta PSTM tipo Kirchhoff tratando de mantener las amplitudes relativas de los datos. RAP (Relative Amplitude Preserved).

- Asignación de geometría. Bin 30 X 30.
- Cálculo de estáticas a partir primeros arribos (Renegade software) PR: 1800 metros y velocidad de 2900 m/seg.
- Atenuación de amplitudes anómalas.
- Balance de amplitudes de fuentes y receptores 1 (consistentes en superficie)
- Corrección por divergencia esférica.
- Atenuación de amplitudes anómalas y ground roll.
- Deconvolución consistente en superficie.
- Atenuación amplitudes anómalas.
- Balance de amplitudes de fuentes y receptores 2 (consistentes en superficie)
- Aplicación de estáticas
- Ordenamiento de geometría orden CDP.
- Análisis de velocidades 1° de suma – Brute stack.
- Cálculo y aplicación de estáticas residuales – Análisis de velocidades 2°
- Cálculo y aplicación de estáticas residuales 2°
- Suma (empleada en el análisis de difracciones)
- Atenuación de ruido aleatorio (FXY)
- Análisis de velocidad de migración
- Migración PSTM tipo Kirchhoff
- Atenuación de ruido post migración
- A) Suma- Salida Segy PSTM Stack sin filtro
- B) Suma – Salida SEG Y PSTM con filtro y ganancia

Para la aplicación de las técnicas de AVA/AVAZ y análisis de difracciones fue necesario aplicar pasos adicionales a esta secuencia básica que acondicionen los datos para estos análisis, los que se describen en las correspondientes secciones.

ATRIBUTO AVAZ/AVA

Para poder observar las variaciones de amplitudes con el ángulo de incidencia y el azimut, los datos disponibles deben contener un muestreo razonable de estas variaciones. Este muestreo depende de las características de la adquisición realizada y en ciertos casos puede no ser suficiente para el cálculo de estos atributos.

En el caso considerado, la figura 6 muestra que la distribución de azimuts es irregular contando con un menor número de trazas para el rango de 60 a 120 grados principalmente por efecto del tendido usado en la registración. Por la misma causa en este rango de azimut también los offset máximos son limitados por la forma rectangular del tendido de registración.

El espaciado entre líneas de fuente y recepción sumado a las irregularidades de la adquisición causadas por problemas de acceso y topografía hacen que los datos no posean un muestreo regular en offset y azimut lo que sería conveniente para los análisis de AVA/AVAZ. Para acondicionar los datos se aplicó una interpolación 5D previo a la PSTM con el objeto de conseguir por cada bin una distribución regular de offset y azimut integrando la información disponible. El objetivo de este proceso es ayudar a:

- Corregir la falta de información en lugares inaccesibles (ríos, lagos, puentes, carreteras) de menor dimensión podrán verse como continuos.
- Al obtener igual distribución de offset los efectos de “footprints” estarán atenuados sensiblemente.
- La estabilidad de los algoritmos de AVA/AVAZ mejoran sustancialmente.
- El fold se regulariza llevándolo al valor más alto posible, lo que genera un cálculo de semblanza más estable para el análisis de velocidad, antes y después de la migración.
- Puede completar la necesaria distribución de offset para los azimuts requeridos para atributos tipo AVAZ/AVA

Para la interpolación se utilizaron los CDP gathers del proceso básico sin migrar que fueron entrada a la PSTM de la secuencia básica y se los interpoló en forma 5D de forma que en el dominio del CDP la distribución de offset y azimut fuera regular siguiendo una forma en espiral.

Un esquema con la ubicación de las fuentes y receptores antes de la interpolación y después se muestran en la figura 7. El offset máximo que se eligió para obtener una distribución regular para las trazas interpoladas en los diferentes azimuts fue de 1700 metros (inferior al máximo offset del proyecto) Se seleccionó un fold de salida de 60 trazas. Este offset máximo permitía hacer el cálculo de atributos para la profundidad del objetivo considerado. Se migró cada uno de los 60 volúmenes de offset y azimut común en forma independiente, obteniendo un volumen migrado por cada uno de ellos. Cada volumen fue migrado usando una única ley que fue revisada a partir de la empleada en la migración PSTM de la secuencia básica. Los datos finalmente fueron convertidos del offset al dominio del ángulo de incidencia empleando las velocidades RMS de migración. Para facilitar el análisis de amplitudes de las señales de reflexión con el ángulo de incidencia, disminuyendo la influencia de problemas de velocidad o de anisotropía azimutal por encima de la zona de interés se aplicaron corrimientos estáticos en tiempo de forma de mejorar el alineamiento de horizontal de las reflexiones de interés en el dominio del CDP.

PROCESO AVA

Una ventaja de considerar las variaciones de las amplitudes de las reflexiones sobre otros métodos basados en tiempos de viaje y en velocidades, es que mientras el AVA es un efecto local en el reflector de interés, el análisis de los tiempos de viaje y las velocidades incluye el efecto acumulado de las capas superiores.

El análisis de AVA (variación de la amplitud con el ángulo de incidencia) se basa en la variación del coeficiente de reflexión con el ángulo de incidencia. La ecuación de dos términos presentada por Shuey y válida para ángulos de incidencia menores de 30°, es:

$$R(\alpha) = A + B \cdot \sin^2 \alpha$$

En donde A es el coeficiente de reflexión a incidencia normal en la interfase de separación de dos medios elásticos, α es el ángulo de incidencia, $R(\alpha)$ es el coeficiente de reflexión (de ondas compresionales) para dicho ángulo de incidencia y B es un factor denominado gradiente que está relacionado con las propiedades elásticas de ambos medios.

Si no existe anisotropía azimutal, la respuesta de AVO es la misma para todas las orientaciones. Pero, si alguno de los dos medios presenta anisotropía, entonces la respuesta de AVO varía con el azimut. El gradiente se presenta como (Rüger, GEOPHYSICS 1998, VOL 63, N° 3):

$$B(\phi_k) = B^{iso} + B^{ani} \cos^2(\phi_k - \phi_{sim})$$

En donde ϕ_k es cada uno de los azimuts de los datos y ϕ_{sim} el azimut del eje de simetría, que se busca determinar y es perpendicular a las fracturas.

Por lo tanto, la orientación de las fracturas puede determinarse ajustando esta función al gradiente de AVO. Y, por otro lado, el cociente entre los parámetros B^{ani} y B^{iso} puede utilizarse como un estimador de la intensidad de fractura.

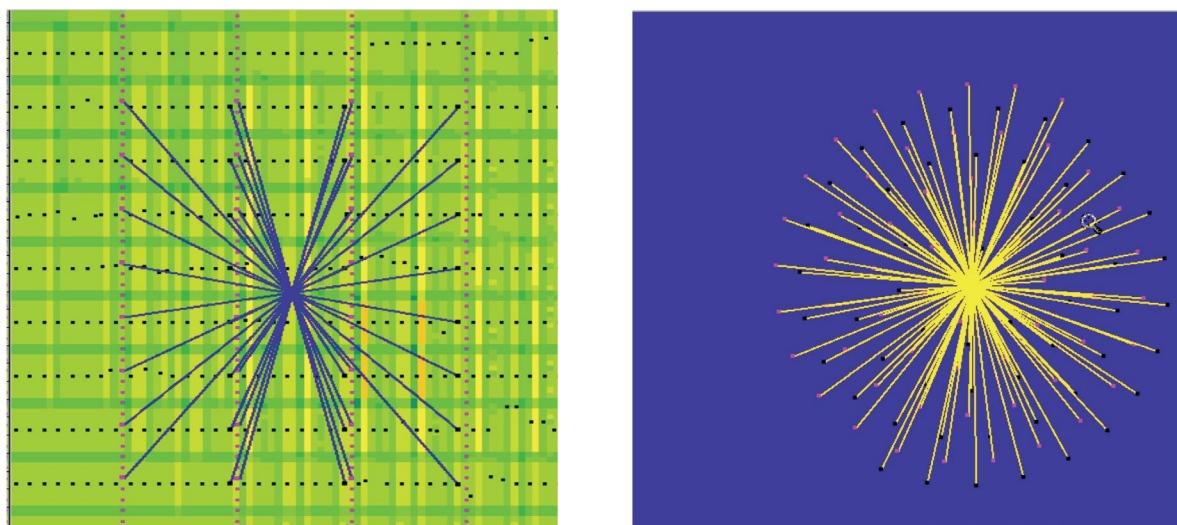


Figura 7. Distribución de offset y azimuts antes (Izq.) y después de la interpolación 5D (Der.). El fold es 60 para cada bin.

El cálculo de factibilidad para la aplicación del AVA muestra buenos resultados para la formación Mulichinco. Figura 8. El programa utilizado para la generación de los cubos de atributos es el Probe de Paradigm, módulo de atributos de anisotropía. Las figuras 9 y 10 muestran etapas y productos del proceso.

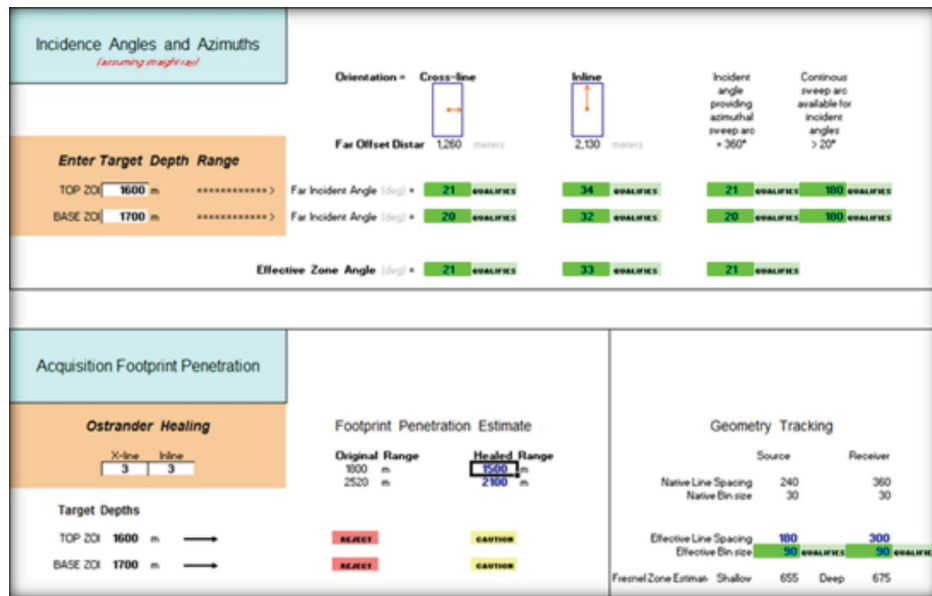


Figura 8. Factibilidad AVA. Colores verdes: Acepta. Colores rojos: rechaza.

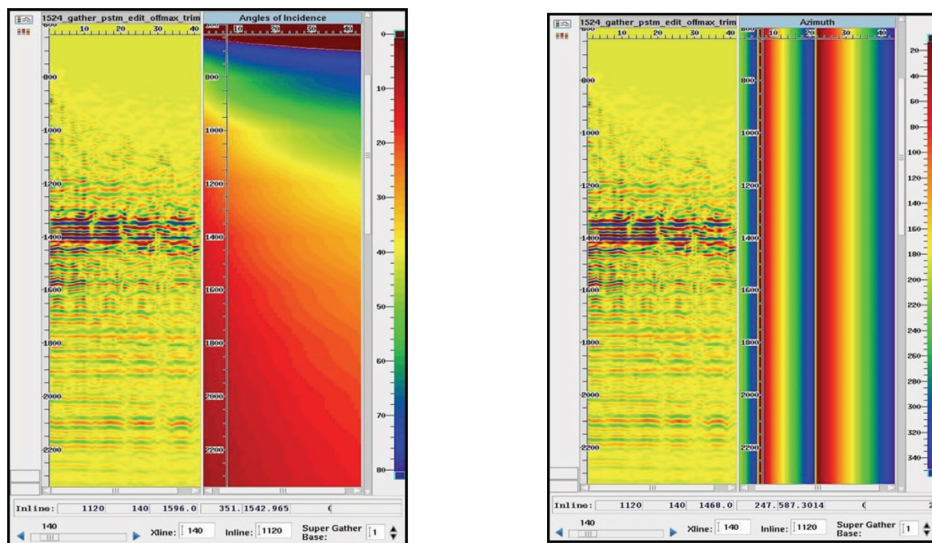
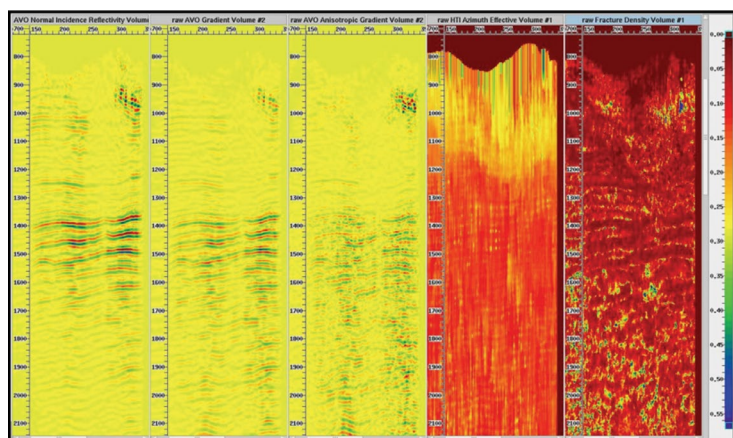


Figura 9. CDP Gathers migrados, ángulos de incidencia (Izq.) y ángulos de azimut (Der.)

Figura 10. Atributos AVA generados: Normal Incidence, Gradient, Anisotropic Gradient, HTI Azimuths y Fracture Density.



INTERPRETACIÓN AVA

Luego de generados los atributos AVA, se trabaja con la Densidad de Fracturas. La técnica básica consiste en extraer las anomalías en los intervalos de tiempos coincidentes con los reservorios de la formación (A, B y C) Se establecen a tal efecto (1,2 y 3) las ventanas tiempo necesarias. Ejemplo: Ventana B=40 milisegundos. Figura 11.

Como resultado se obtienen, para cada ventana, distintos mapas de intensidad (Anomalías con Max. Amp.) y su distribución área asociadas a zonas con mayor posibilidad de contener mayor grado de fisuración. Figura 12.

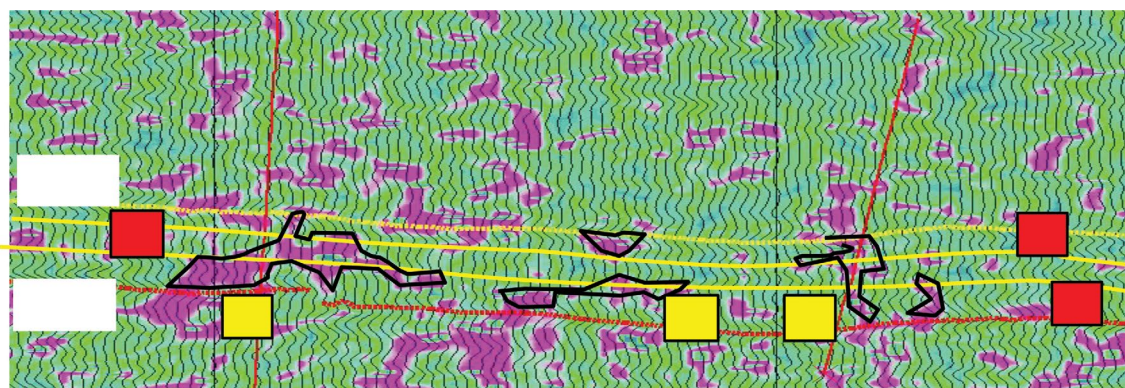


Figura 11. Línea Sísmica con Anomalías AVA.

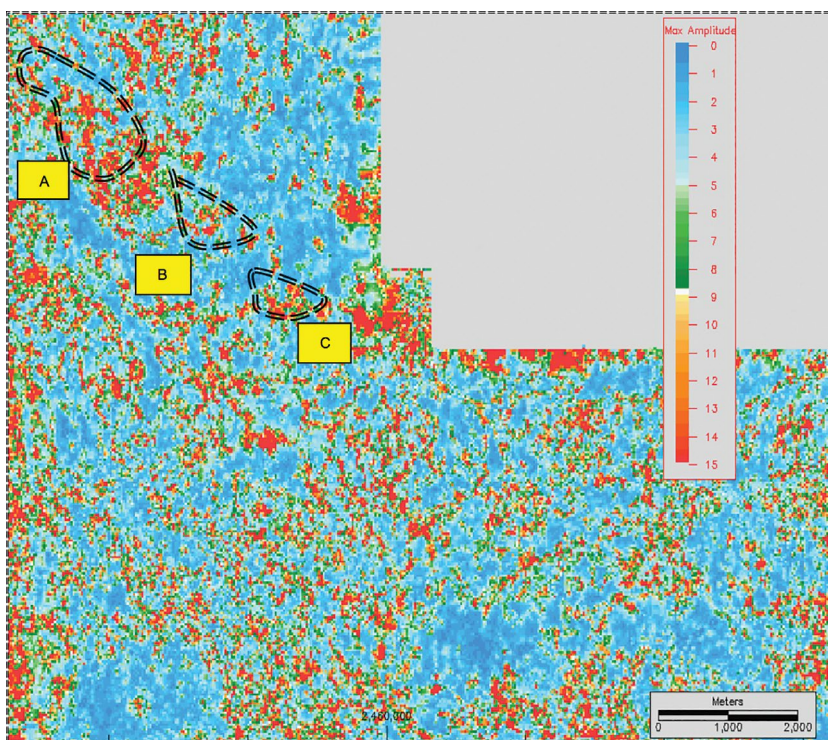


Figura 12. Mapa de Intensidad (Max. Amp.) y Distribución Areal de Anomalías de Densidad de Fracturas para la ventana 2.

ATRIBUTO DIFRACCIÓN

Las difracciones sísmicas generadas en heterogeneidades geológicas pueden desempeñar un papel importante en la interpretación sísmica. Pueden ser utilizadas para describir objetos que no son claramente visibles en los datos convencionales de sísmica de reflexión.

La migración de la energía de difracción separada de la amplitud sísmica de reflexión pura produce una imagen que muestra las propiedades de zonas más dispersivas del subsuelo. Las ondas difractadas están contenidas naturalmente en el campo de ondas sísmicas observado. Por lo tanto, para llevar a cabo análisis de difracción no se requieren esfuerzos especiales de adquisición o procesamiento, lo que debe hacerse es tratar de separar las señales difractadas usualmente de amplitud más débil de las señales reflejadas.

El análisis de difracción ofrece la oportunidad de separar esta señal más débil, lo que hace útil a las difracciones para interpretar fallas y fracturas. Las difracciones permiten imágenes en racimos de fallas o incluso fracturas individuales.

En general, lo que muestra una imagen de difracción debe coincidir la información y modelo estructural y del campo esfuerzos de la zona. Los objetos de dispersión fuertes, tales como fallas, son bien resaltados en general por los atributos sísmicos, la correlación entre los atributos sísmicos e imágenes de difracción obtenidos para estas discontinuidades son un buen elemento de validación y pueden confirmar la fiabilidad de difracciones. Luego de establecer estas correlaciones podemos utilizar los objetos de dispersión más débiles, tales como fisuras, no visibles en los volúmenes de atributos sísmicos. Por ejemplo, anomalías de dispersión sutiles y paralelas correspondientes con las más fuertes pueden estar asociadas con fracturas más pequeñas. (Fisuras)

PROCESO DIFRACCIONES

Para realizar esta separación empleamos el método descrito por Klovov y Fomel (2012). Se comienza con el volumen sumado sin migrar de los datos sísmicos que obtuvimos en la secuencia básica de proceso. Se realizan dos pasos: el primer paso aplica un filtro de destrucción de ondas planas para eliminar las reflexiones sísmicas (Fomel, 2002, Geophysics Vol. 67 N° 6), dejando en el stack solo las señales de difracción sin migrar.

En el segundo paso; se migran los datos en el dominio del dip-ángulo de incidencia (Koren y Ravve, 2011), en el que eventos de difracción tienen peculiares propiedades geométricas. Esto permite la extracción de la difracción utilizando la transformada de radón. Entonces, los gathers de difracciones migrados en este dominio fueron apilados para obtener la imagen final de difracción. Figura 13.

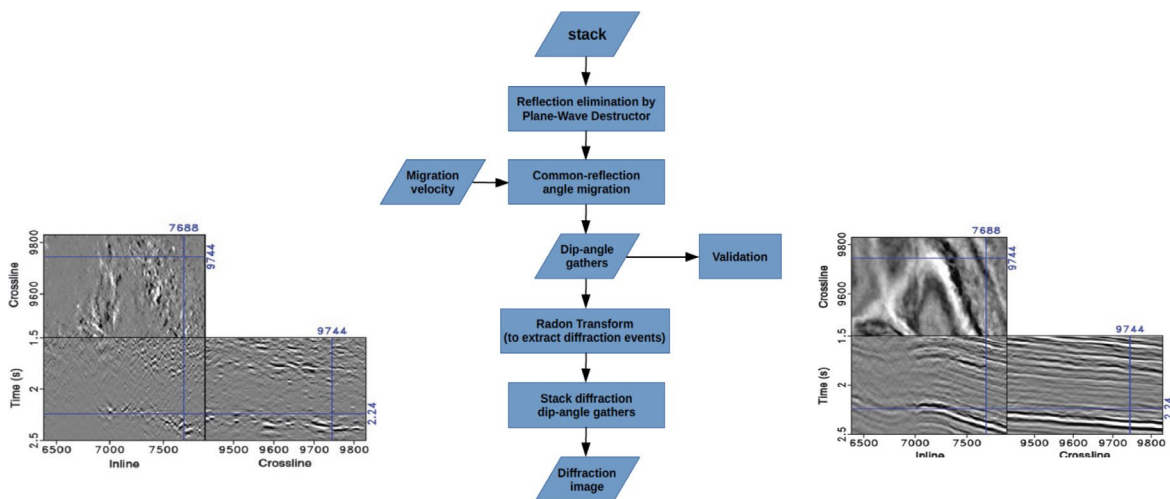


Figura 13. Cuadro de procesamiento Difracciones Sísmicas. Time slice, in line y cross line; Difracciones (izq.) vs. Amplitudes PSTM (der.)

Este procesamiento se desarrolló por el equipo Research Associate Bureau of Economic Geology The University of Texas, supervisado por YPF SA. (KloKov, Lorenzo, Pastore, 2015)

INTERPRETACIÓN DIFRACCIONES

Debido a que los objetos de dispersión fuerte, tales como fallas, son bien resaltados por los atributos sísmicos convencionales (variancia, curvatura, etc.) Una vez que estos objetos de dispersión fuerte se confirman en la imagen de difracción, podemos utilizarlos para validar los objetos de dispersión más débiles, como fracturas, que no visibles en los volúmenes de atributos sísmicos convencionales.

Por ejemplo, las características lineales sutiles paralelas a las más fuertes confirmadas se pueden asociar a fracturas más pequeñas. La proyección de imagen de la difracción de pequeñas fracturas también se debe apoyar por valoraciones integrales de la orientación de la fractura, tales como análisis de las variaciones azimutales. En general, una imagen de difracción debe coincidir con la configuración geológica.

La figura 14 compara la Imagen de Difracción (en adelante ASD) y el atributo de Energía Difracción (en adelante EASD). A menudo la interpretación de la Imagen de Difracción es

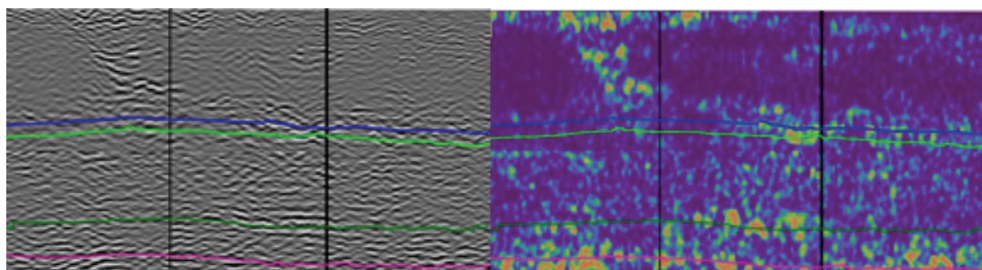


Figura 14. Imagen de Difracción ASD (Izq.) vs. Energía de Difracción EASD (Der.)

complicada por los artefactos de imagen lineal causada por la abertura limitada de los parámetros de adquisición. Para mitigar este efecto usamos el atributo de Energía Difracción), que calcula la suma cuadrada de los valores de prueba en una ventana de tiempo especificada dividida por el número de muestras en la dicha ventana.

La extracción de atributos Energía de Difracción (EASD) la realizamos en idéntica forma anteriormente desarrollada para el atributo AVAZ con el objetivo de que las mismas sean comparables. Figura 15.

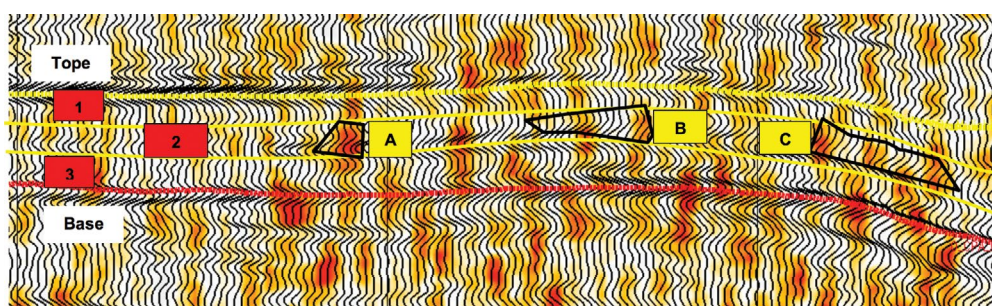


Figura 15. Detección Volumetría de Anomalías Energía de Difracción (A, B y C)

Como resultado obtuvimos, para cada ventana, mapas de intensidad (Max. Amp.) y su distribución área asociadas a zonas con mayor posibilidad de contener mayor grado de fisuración. Figura 16.

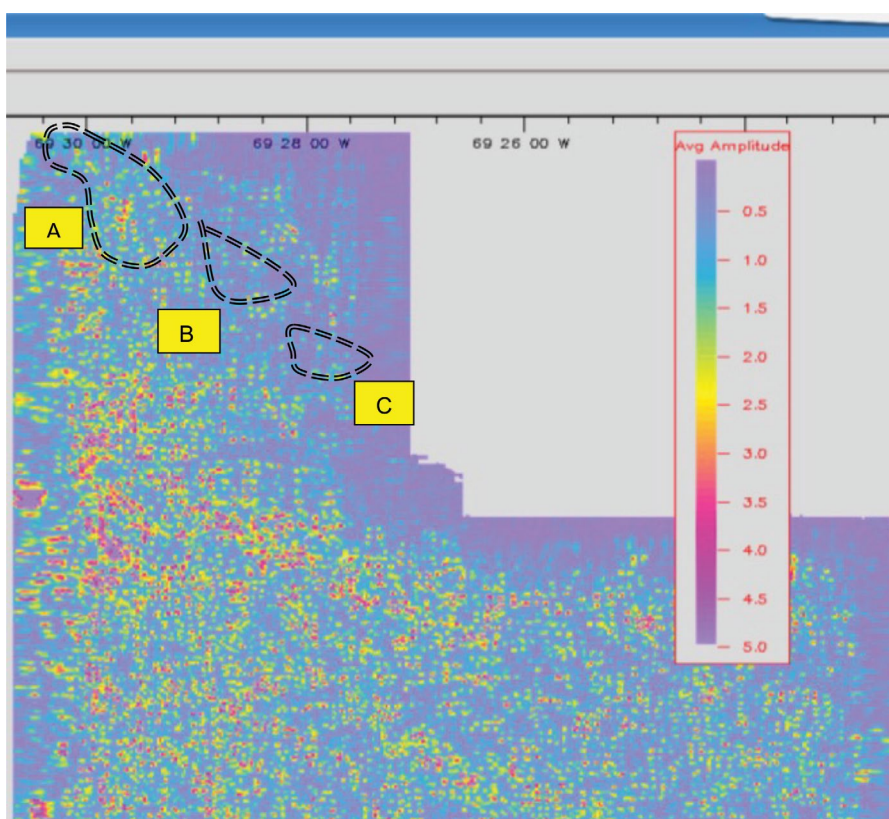


Figura 16. Mapa de Intensidad y Distribución Areal de Anomalías de Energía de Difracción para el intervalo 2.

VALIDACIONES

Obtenidos los Atributos AVA y EASD para los intervalos seleccionados (Figuras 11-12 y 15-16) procedimos a validar las anomalías con datos de pozos desde Perfiles de Imágenes o de Anisotropía. Figuras 17 y 18. De la interpretación de estos últimos logramos establecer distintos grados de Correlaciones. Por ejemplo, entre valores de Anomalía (AVA/EASD) vs. Cantidad de Fracturas. Figura 19.

Otras correlaciones relacionadas con productividad de líquidos, producción bruta, instantánea o promedio de estas son posibles de realizar debiendo ser cuidadosos con sus resultados debido a que las mismas están afectadas por múltiples factores relacionadas con las terminaciones y condiciones dinámicas de los distintos pozos, por lo que no serían del todo indicativas de la eficacia de estos atributos sísmicos.

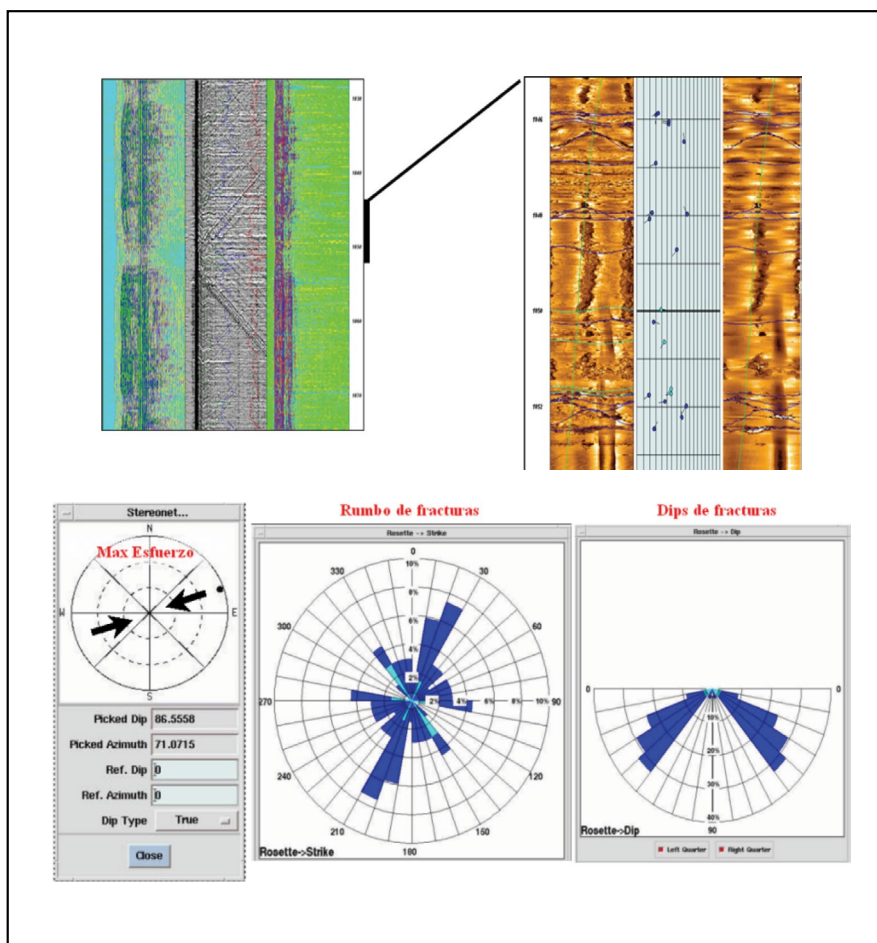


Figura 17. Imagen e Interpretación de Perfil de imágenes de Pozo. Las mismas permiten interpretar la cantidad, condiciones y orientación de las fisuras.

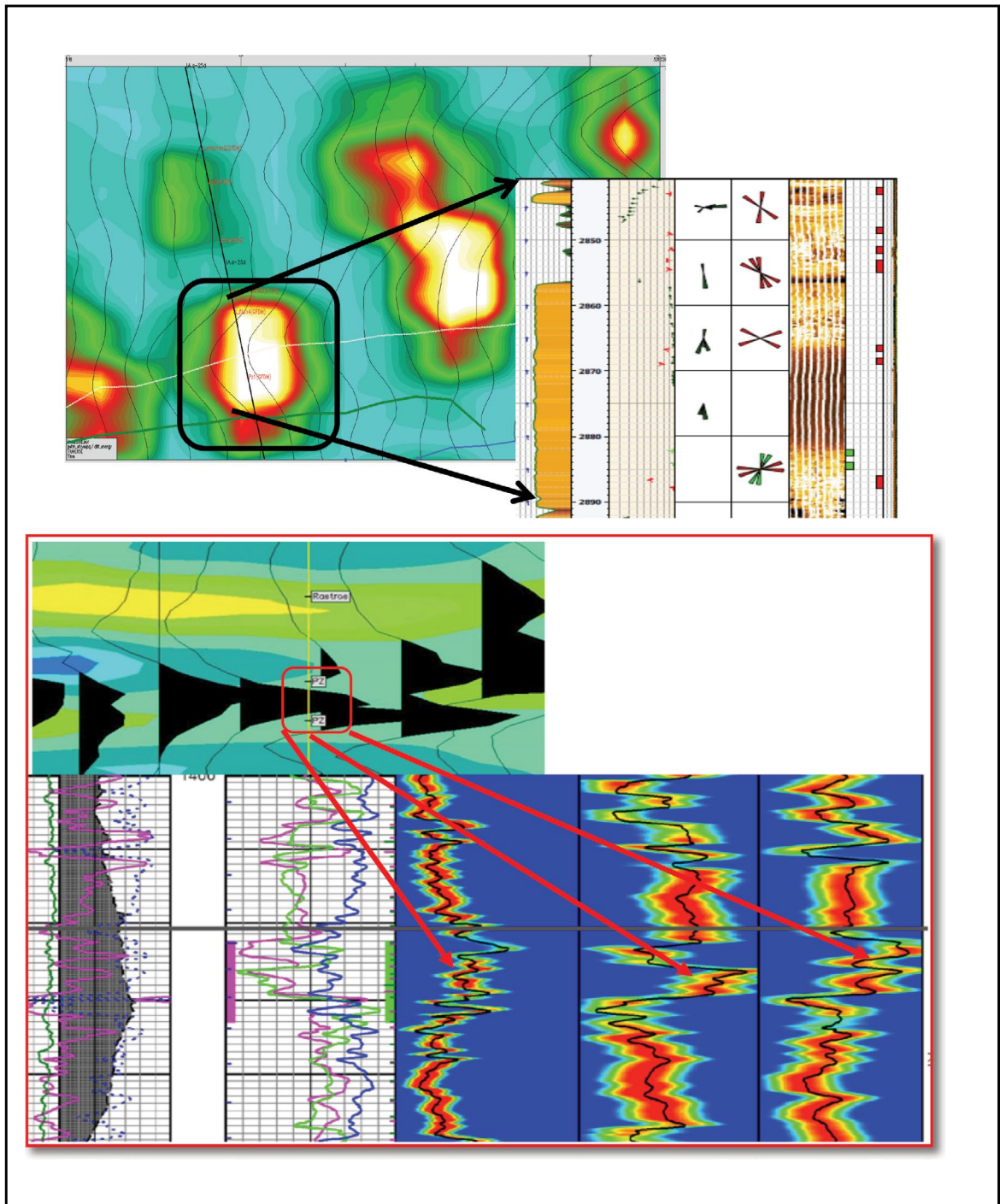


Figura 18. Validación de Anomalia de Difracción vs. Imagen de Pozo (arriba, los colores rojos/amarillos representa la anomalía EASD vs. fracturas desde perfil de Imagen) y Anisotropía. (abajo, la ondícula en color negro representa el valor de la anomalía AVA con su correspondiente anomalía de Perfil de Anisotropía) para el intervalo reservorio seleccionado.

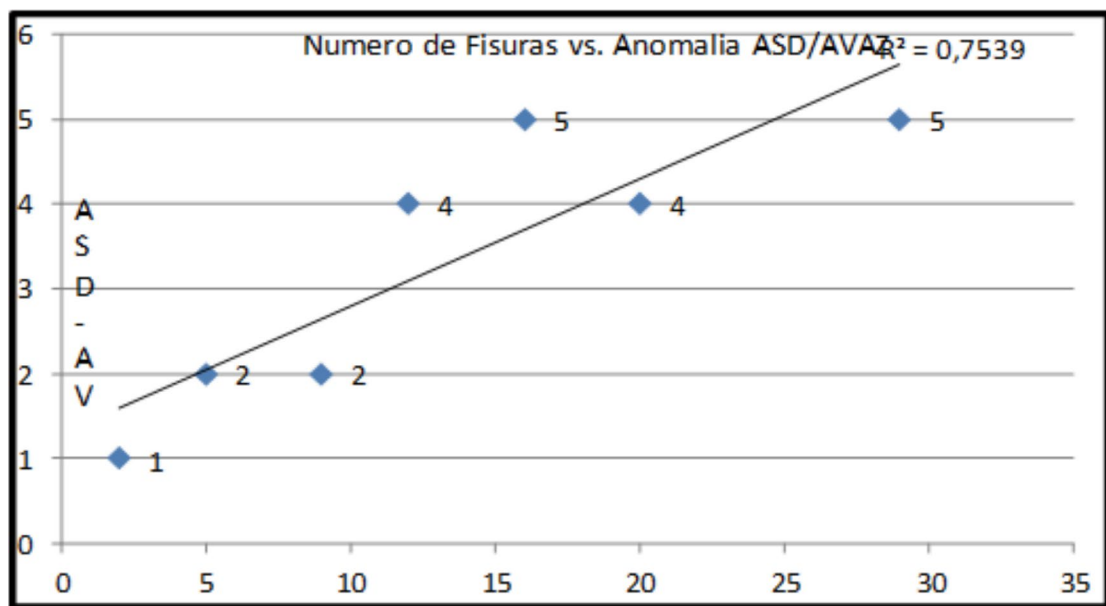


Figura 19. Diagrama de correlación de Max. Amplitud de Anomalías AVA/EASD (ordenada) vs. Fracturas Abiertas para siete pozos (abscisa). Índice correlación 75%.

SUPERPOSICIÓN DE ATRIBUTOS

La presente Metodología tiene como objetivo principal compensar las limitaciones de ambos métodos obteniendo zonas comunes en las cuales se superpongan las Anomalías.

De esta forma ayudamos a mejorar la incertidumbre para inferir la posible presencia, distribución y calidad de los Reservorios Naturalmente Fracturados.

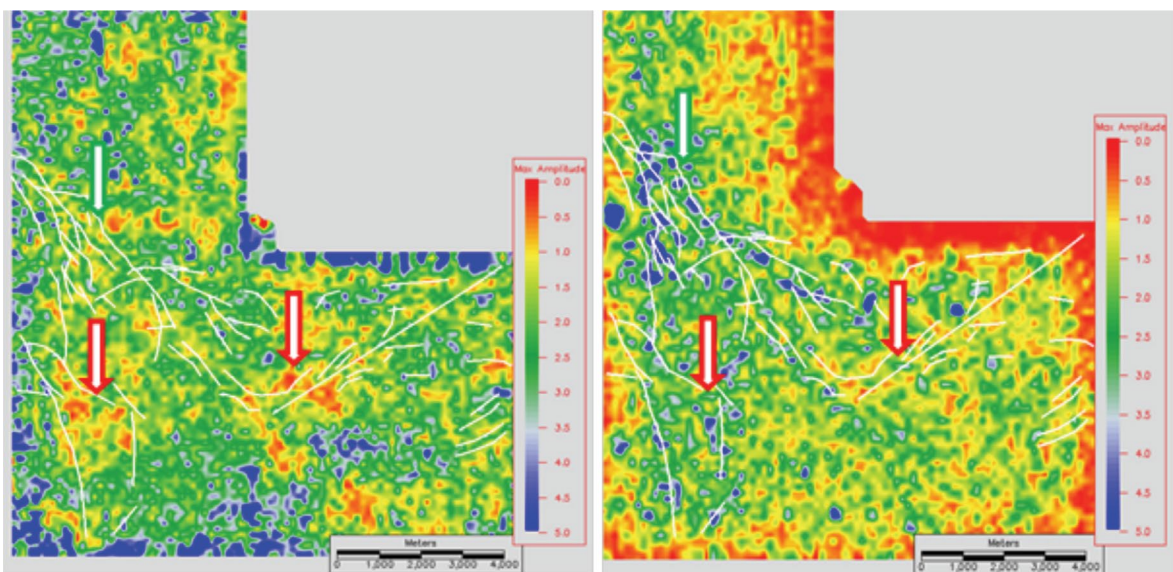


Figura 20. Mapas de Anomalías AVA (Izq.) y EASD (Der.) para un mismo intervalo Reservorio productor de la formación Mulichinco. Ventana B=40 milisegundos.

Pudimos identificar, como ejemplo a simple vista, zonas de inclusión (flecha roja) y exclusión (flecha verde) entre ambos Atributos. Aplicamos algunas técnicas de filtrado a efectos de, por ejemplo; eliminar anomalías espurias de bordes en especial del atributo AVA (anomalías de color azul sobre extremos del mapa izquierdo).

Una vez obtenidos los distintos valores y distribuciones para ambas Anomalías (AVA/EASD) para idénticas ventanas objetivos directamente relacionadas con los intervalos Reservorios de la formación, mostrados en la figura 20, procedemos a efectuar mediante operaciones algebraicas, las distintas interpretaciones superponiendo ambos Atributos. Figura 21.

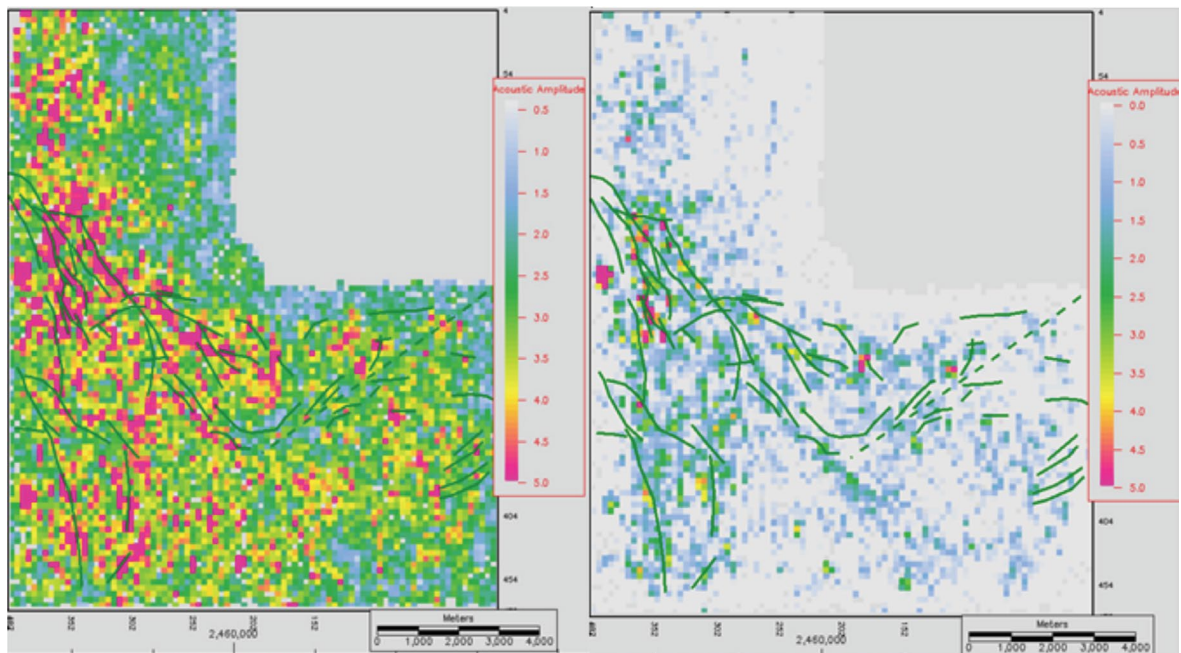


Figura 21. Ejemplo de Atributo Suma Máxima AVA+EASD (Izq.) y Diferencia AVA-EASD (Der.).

El Mapa de representado en la figura 22 muestra las Anomalías resultantes en aquellos puntos en donde ambos Atributos tienen sus Máximos de Amplitud (en adelante Anomalías Intercepto). Esto es, los colores cálidos representan las zonas en las cuales hay superposición constructiva tanto de anomalía AVA y EASD. Esta modalidad nos permite entonces maximizar zonas con mayor posibilidad de encontrar Fisuras Naturales.

Podemos notar, como es de esperar, que los alineamientos de las Anomalías Intercepto se corresponden en general con rumbos paralelos al fallamiento, (flechas negras) en menor grado perpendiculares (flechas blancas) y no asociadas con rumbos aleatorios (flechas rojas) De esta forma podemos inferir las posibles génesis de las diferentes fisuras.

Como un ejemplo de Pozos de Desarrollo en las figuras 23 y 24 podemos observar que luego de la perforación del pozo A que resulto ser productivo de la formación Mulichinco (ensayó, luego r fracturado x 20 mm 279953 m³/d de gas, en el último ensayo report 22 m³/d de líquido).

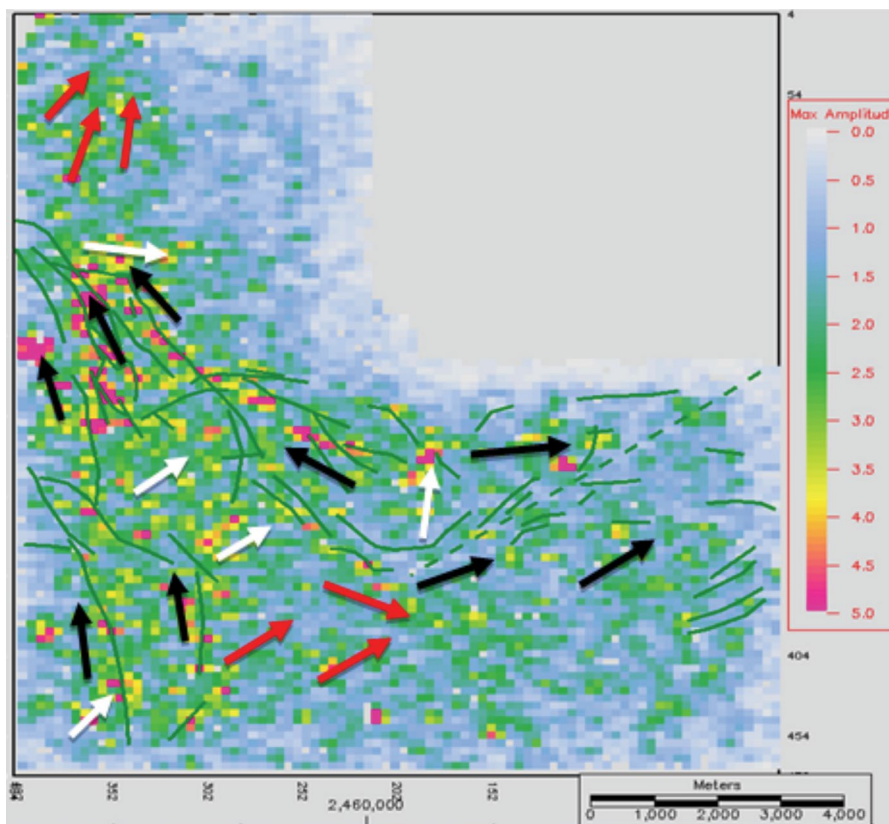


Figura 22. Mapa Anomalia Intercepto, alineaciones.

La línea ejemplo de Anomalías AVA/EASD superpuestas, muestran los valores máximos para el intervalo productor, ondículas negras en área variable (VA) para las EASD (picados en sus máximos con línea de puntos azules) y las de AVA en colores de intensidad variable (VI) Figura 23.

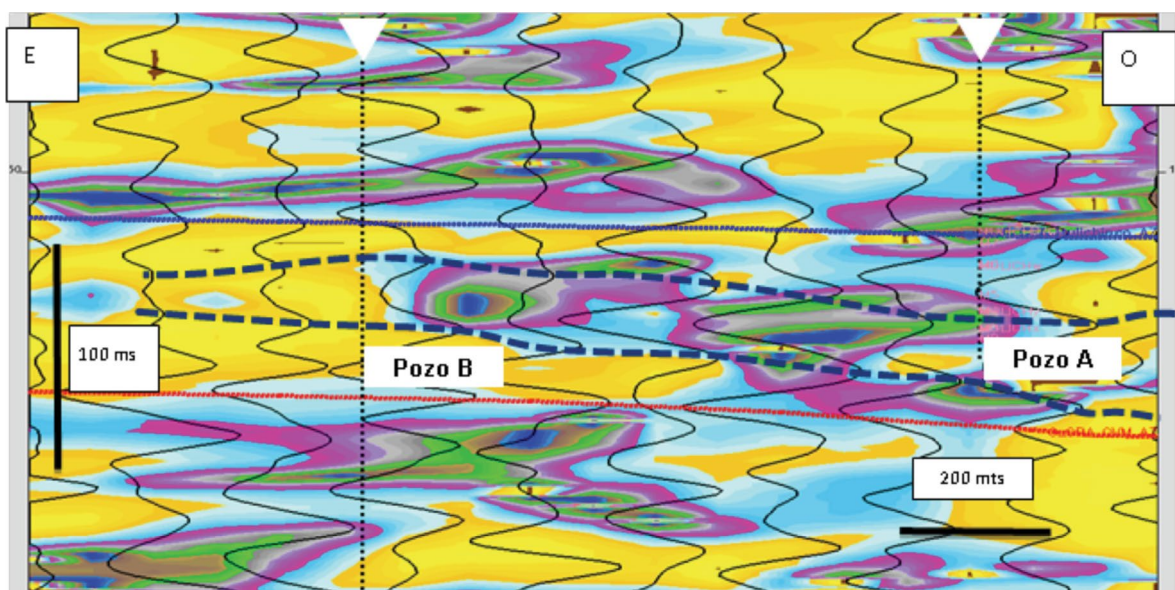


Figura 23. Anomalías AVA (VI) y EASD (VA) de intervalo Reservoir formación Mulichinco. Pozo A; productivo vs. Pozo B; estéril.

Podemos observar la fuerte disminución de los valores en las Anomalías AVA/EASD en la ubicación del Pozo B en correlación con el resultado de producción del Pozo(estéril) colores fuertes, figura 24. El pozo B se perforo buscando una posición más alta estructuralmente. El mismo se abandonó sin entubar.

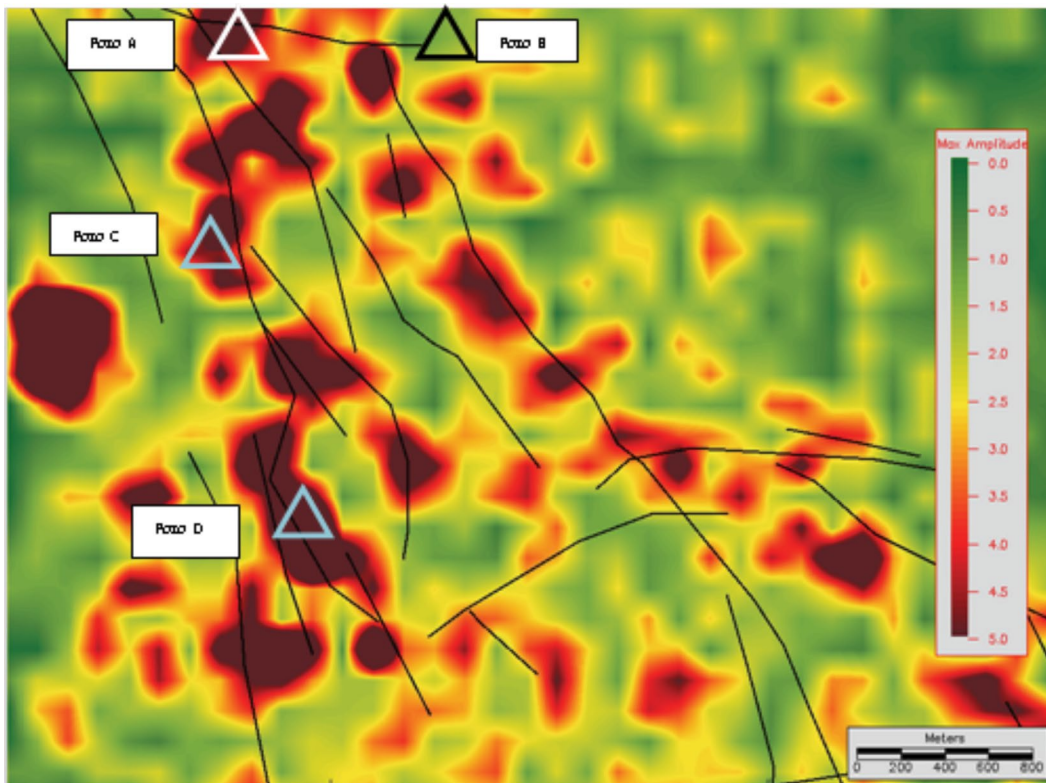


Figura 24. Mapa de Anomalías Intercepto de intervalo Reservoir formación Mulichinco. Pozo A; productivo, B; estéril, C y D propuestos.

CONCLUSIONES

El método de Difracciones (ASD) no posee las limitaciones que impone la tecnología AVAZ (fracturas verticales, abiertas, rellenas de líquidos, offset y azimuth disponibles de la adquisición sísmica) razón por la cual se puede aplicar a cubos sísmicos donde el AVAZ/AVA no aplica, lo que posibilitaría un método de detección importante para inferir fracturas naturales.

Las Anomalías ASD pueden responder tanto a Fallas, Diaclasas y Fisuras (escala regional) y requieren de un procesamiento sísmico adicional ajustado para preservar las difracciones sísmicas. Pueden ser inestables en zonas con tectónicas complejas.

La superposición de ambos atributos permite extraer zonas de Anomalías Intersección para asegurar una mayor predictibilidad del método.

Utilizando esta metodología se puede definir la performance de cada atributo y aumentar el grado de predicción. La aplicación de ambas tecnologías superpuestas permite superar las

limitaciones y restricciones propias de cada técnica.

Pudimos lograr correlaciones cercanas las 70% entre el Número de Fisuras vs. Valor Anomalía Intercepto (AVA/EASD).

Si bien se puede lograr correlaciones con otros indicadores; producciones instantáneas, promedios o acumuladas las mismas deben analizarse cuidadosamente ya que no son el resultado directo de la predicción de estos Atributos Sísmicos.

Los diseños de adquisición deben ser tipo Wide Azimuts y con Aperturas de Migración adecuadas para la aplicación y efectividad de estos métodos.

Los Procesamientos Sísmicos deben ser orientados y bajo la modalidad de preservar las amplitudes relativas (RAP).

Los Atributos Sísmicos No Piloteados por Pozos (Unsupervised) validan las correlaciones logradas con perfiles de imágenes y anisotropía.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece por su participación al momento de llevar a cabo el presente trabajo a los siguientes profesionales de YPF S.A.: V. Toler, R. Barberis, A. Medialdea, S. Sersósimo, M. Azcurra, J. La Vecchia.

REFERENCIAS

- Fomel, S., 2002, Applications of plane-wave destruction filters: *Geophysics*, 67, 1946– 1960.
- Klokov, A., R. Baina, and E. Landa, 2011, Point and Edge Diffractions in Three Dimensions, EAGE Conference Vienna, Extended Abstracts.
- Klokov, A., D. Irkabaev, O. Ogiesoba, and N. Munasypov, 2015, Correlation between seismic diffractions extracted from vertical seismic profiling data and borehole logging in a carbonate environment: *Interpretation*, 3(2), T121-129.
- Klokov, A., and S. Fomel, 2012, Separation and imaging of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers: *Geophysics*, 77, no. 6, S131–S143.
- Klokov, A., T. Meckel, and R. Trevino, 2016, Diffraction imaging for sealing evaluation using P-cable data, *Marine and Petroleum Geology*, submitted.
- Koren, Z., and I. Ravve, 2011, Full-azimuth subsurface angle domain wavefield decomposition and imaging Part I: Directional and reflection image gathers: *Geophysics*, 76, no. 1, S1– S13.
- AR. Ehlich, V. Toler; Análisis del Fm. Mulichinco, Yac. Paso Bardas Cuenca Neuquina.
- Klokov, A. Pastore C. Lorenzo, D. SEG 2017, Diffraction imaging for hydrocarbon identification in the Neuquén Basin, Argentina.
- Uliana, M. 1977, *Petrotécnica* 31-37.