

CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS 3D EN EL SUBANDINO SUR BOLIVIANO

Carlos Alejandro Arenas Bustos¹, Edgar Ignacio Velez Arteaga², Adolfo Rosales³, Jaime Soria Galvarro³

1: Schlumberger Sureenco, Bolivia. cbustos@slb.com

2: Schlumberger Limited, Estados Unidos. eartega3@slb.com

3: YPFB Chaco S.A., Bolivia. adolfo.rosales@ypfbchaco.com.bo, jaime.soriagalvarro@ypfbchaco.com.bo

Palabras clave: Reservorios Naturalmente Fracturados, Fracturas, Caracterización de reservorios, Subandino Sur, Tridimensional

ABSTRACT

Bolivia is a major producer of natural gas and condensate in South America. Most of its reserves come primarily from naturally fractured, low-porosity Devonian reservoirs in the complex fold-and-thrust belt system structures in the South Sub-Andean Tarija Basin. Traditionally, workflows for characterizing natural fractures lack information about their spatial distribution and extension in the far reservoir horizon beyond the wellbore, leading to uncertainty when defining the best intervals for completion. Due to this fact, a prominent operator decided to adopt an innovative approach for naturally fractured reservoirs characterization, implementing a patented technology with automated extraction of pre-migrated reflection events at sub-seismic scale using data from a state-of-the-art acoustic logging tool, thus achieving a quantitative estimation of dip, azimuth, density and geometry of hundreds of natural fractures in three-dimensional space sub-parallel to the well's trajectory and with a distance offset of tens of meters away from the wellbore. These results were consistently integrated and validated with independent measurements such as borehole images and helped define the best intervals for completing the well.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Tarija en el Sub andino Sur boliviano, ubicado entre el Codo de Santa Cruz al Norte y la región del límite político Bolivia – Argentina hacia el Sur, ha sido ampliamente estudiada desde el año 1920 y ha tenido descubrimientos importantes de campos gigantes productores de gas y condensado como ser: San Alberto-Itaú, Margarita-Huacaya, Incahuasi, los cuales representan casi el 90 % de las reservas actuales. Cruz (2008)

La Cuenca puede ser dividida en dos zonas como ser la Faja Plegada y Corrida, incluyendo el Pie de Monte y el Antepaís. Respecto a sus entornos geológicos, estos son únicos y complejos, donde la mayoría de las estructuras son anticlinales con múltiples estructuras tectónicas de corte,

cinturones de pliegues, cabalgamientos y donde las trampas pueden ser del tipo estratigráfico-estructurales o combinadas. YPFB (2021)

La Cuenca presenta una columna estratigráfica de más de 10.000 metros de rocas sedimentarias, que corresponden al periodo Silúrico-Devónico, depositados en un ambiente de plataforma marina, desde el Carbonífero al Cretácico, depositados en ambientes fluvio-glacial-eólico a marino somero y finalmente el Terciario, depositado en ambiente fluvial. La Figura 1F muestra los principales objetivos que corresponden principalmente al Devónico (Iquiri, Huamampampa, Icla y Santa Rosa), así como al Carbonífero (San Telmo, Escarpment, Chorro, Taiguati), Mesozoico (Cuevo, Grupos Tacurú) y Terciario (Petaca, Tariquia), Cruz (2008).

En la Cuenca de Tarija predominan 3 zonas petroleras, donde se ha propuesto la existencia de más de un sistema con múltiples interacciones como Lochkoviano-Carbónico en Santa Cruz, Los Monos-Huamampampa y Kirusillas-Santa Rosa en zonas del Pilcomayo y Faja Corrida, con acumulaciones de gas y condensado principalmente. En comparación con los reservorios del Devónico, estos son mayormente areniscas cuarcíticas naturalmente fracturadas con propiedades petrofísicas extremadamente bajas como su porosidad primaria del orden de 3 a 4.5 % y permeabilidad de matriz del orden de los 0.025 mD aproximadamente, Cruz (2008).

Las fracturas pueden variar en tamaños y escalas, desde micras hasta enjambres que alcanzan varios metros y que bajo ciertos efectos tectónicos pueden llegar a permitir una alta tasa de producción de gas y una permeabilidad de fractura estimada del rango de los 6 a 57 mD aproximadamente, Cruz (2008).

En términos generales, los reservorios del Devónico podrían clasificarse como Tipo C, según Aguilera (1995) o Tipo 1 según Nelson (2001), dado que su capacidad de almacenamiento y permeabilidad proviene principalmente de las fracturas y no de la matriz. Por lo tanto, este tipo de reservorios normalmente tienen una alta densidad de fracturas y suelen mostrar una rápida declinación en la producción, así como un temprano corte de agua.

Actualmente, esto puede verse en la producción de los llamados “Mega Campos” del Subandino Sur boliviano, los cuales han alcanzado su periodo de declinación. Sumado a esto, no existe una significativa reposición de nuevas reservas desde hace años, lo que pone en riesgo y socava una de las fuentes de ingresos más importantes del país, que en los últimos años representó la mitad del crecimiento económico de Bolivia, YPFB (2021).

Con la finalidad de revertir esta tendencia y con el fin de incorporar nuevas reservas, se vienen realizando actividades de exploración hidrocarburos en importantes campos ubicados en el departamento de Tarija. En uno de estos campos, se ejecutó la perforación de un pozo exploratorio con el objetivo de evaluar el potencial hidrocarburífero de una Formación Naturalmente Fractura del Devónico, de probada capacidad productiva en pozos aledaños, para la cual inicialmente se adquirió un set de registros convencionales a pozo abierto (triple-combo, calipers multibrazos, sónicos dipolares e imágenes micro-resistivas).

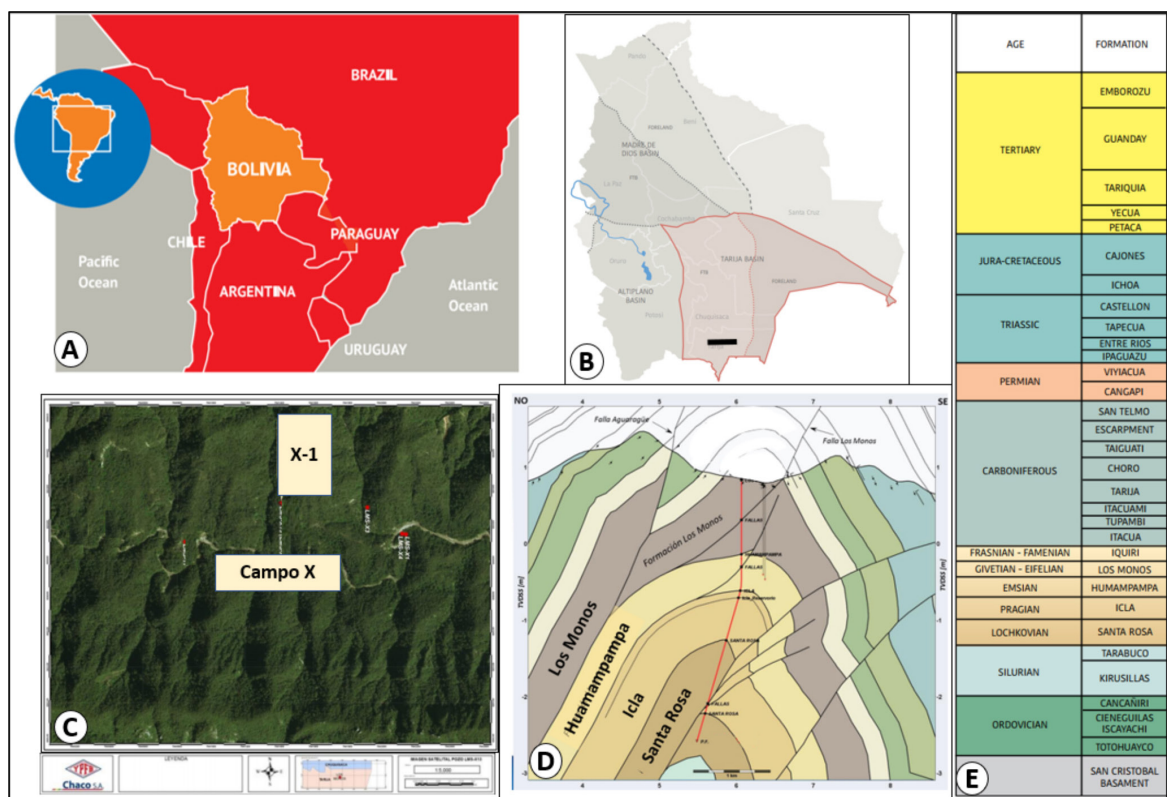


Figura 1. A) Ubicación geográfica de país; B) Ubicación Cuenca de Tarija en Bolivia; C) Vista satelital de la ubicación del campo; D) Sección transversal de estructura anticlinal del campo; E) Columna estratigráfica generalizada del Subandino Sur. Adaptado de YPFB (2021); Cortesía YPFB Chaco.

Los flujos de trabajo tradicionales para la caracterización de fracturas tienen carácter cualitativo y requieren de la interpretación de una imagen micro-resistiva y un análisis de anisotropía acústica. Este enfoque exige combinar los resultados entre sí a fin de intentar reconciliar diferentes profundidades de investigación y resoluciones verticales. Esto conlleva a limitarse a la zona somera del pozo que puede estar afectada por condiciones intrínsecas o ambientales.

En el presente caso de estudio, a partir de las imágenes micro-resistivas, se observaron condiciones geológicas y tectónicas altamente complejas y una cantidad considerable de fracturas, además de problemas de estabilidad de agujero, como muestra la Figura 2, lo cual influye en la cobertura de los patines de la herramienta de imagen micro-resistiva respecto a la circunferencia de la pared de pozo, impactando negativamente en la calidad del dato adquirido e incrementando su incertidumbre inherente.

Las condiciones mencionadas anteriormente dificultaron lograr una correcta delineación y cuantificación del grado de intensidad del sistema de fracturas, su propagación, distribución espacial, además de su buzamiento y rumbo preferencial. Razón por la cual, fue necesario implementar un nuevo método para lograr una caracterización cuantitativa y robusta de redes

de fracturas naturales, con el fin de determinar sus atributos en el horizonte del campo lejano y evaluar los potenciales intervalos que podrían contribuir durante la producción.

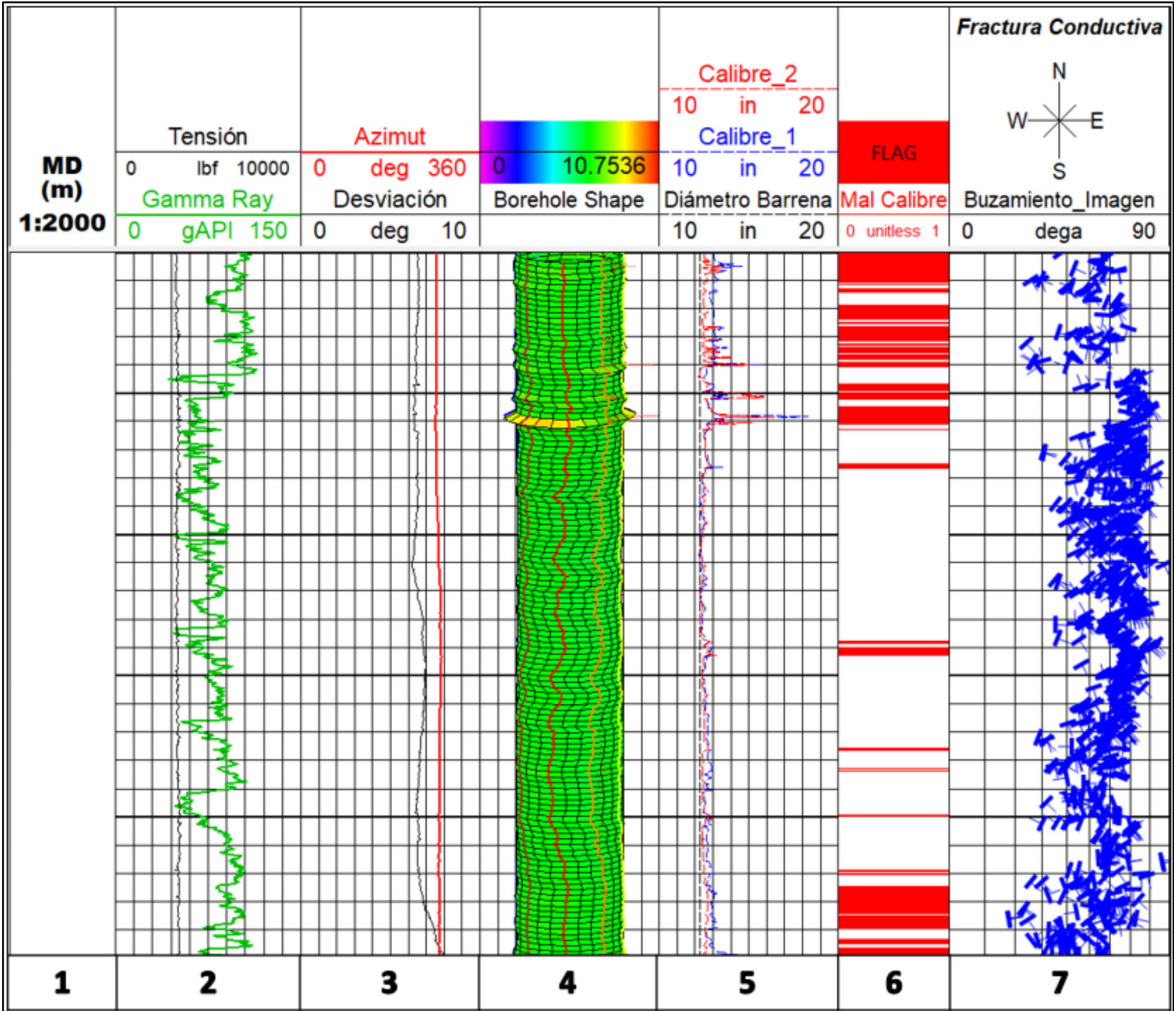


Figura 2. Control de calidad de registros eléctricos y fracturas interpretadas de la imagen micro-resistiva.

METODOLOGÍA

La metodología propuesta consta de dos etapas, como muestra la Figura 3. La primera se enfoca en el campo cercano y consiste en integrar las fracturas interpretadas a partir de la imagen microresistiva junto con el análisis de anisotropía acústica y separarla en sus distintos mecanismos de anisotropía, como: esfuerzos, capas y fracturas, para luego analizar la apertura de estas últimas a partir de los coeficientes de reflexión de la onda Stoneley.

Por otra parte, la segunda etapa y en la cual se enfoca este caso de estudio, consta de analizar el campo lejano. Para ello fue necesario registrar una herramienta sónica de última generación, como

la que se observa en la Figura 4, con fuentes del tipo Monopolar de frecuencia intermedia a baja y del tipo dipolar con un barrido de señal en un rango amplio de frecuencias (300 Hz a 9 kHz). La herramienta cuenta con 13 estaciones de receptores con 8 sensores azimutales por estación y puede registrar un tiempo de señal de onda con un intervalo de muestreo de hasta 40 ms.

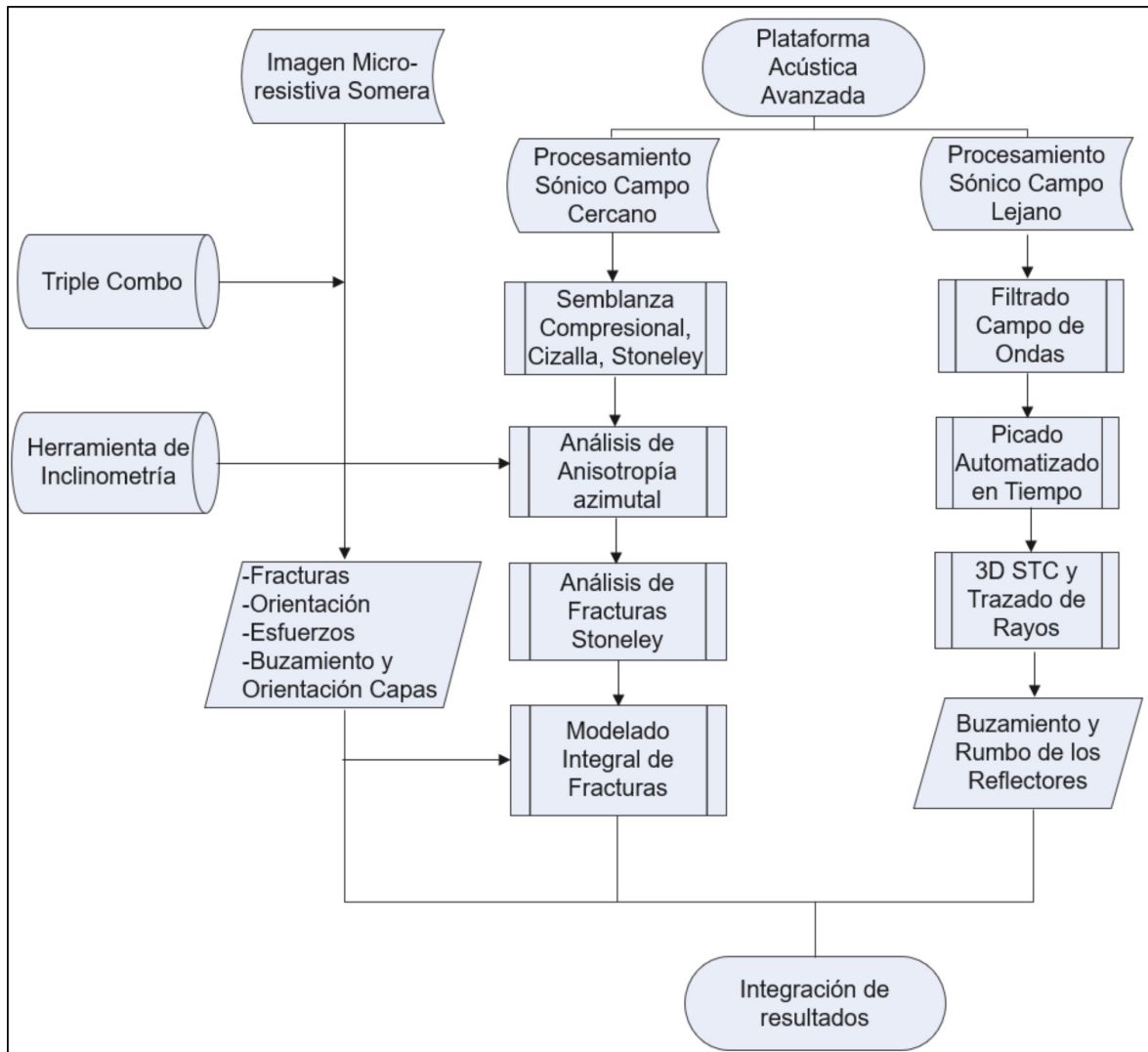


Figura 3. Flujo de trabajo integrado.

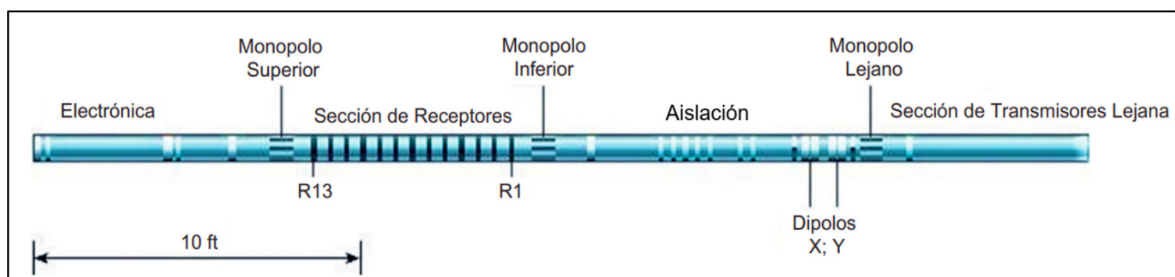


Figura 4. Herramienta sónica de última generación. Modificado de Saxena (2018).

La metodología para el procesamiento sónico de campo lejano fue descrita por Bennett (2018) y consiste en 3 pasos principales:

1. Secuencia de filtrado del campo de ondas acústicas.
2. Picado automatizado en tiempo para la localización de los eventos en el campo filtrado.
3. Inversión del trazado de rayos y la técnica Lentitud-Coherencia-Tiempo tridimensional

En términos generales, el principio de la técnica consiste en usar arribos reflejados a partir de reflectores cercanos al pozo para mapear o crear una imagen de las estructuras de las formaciones

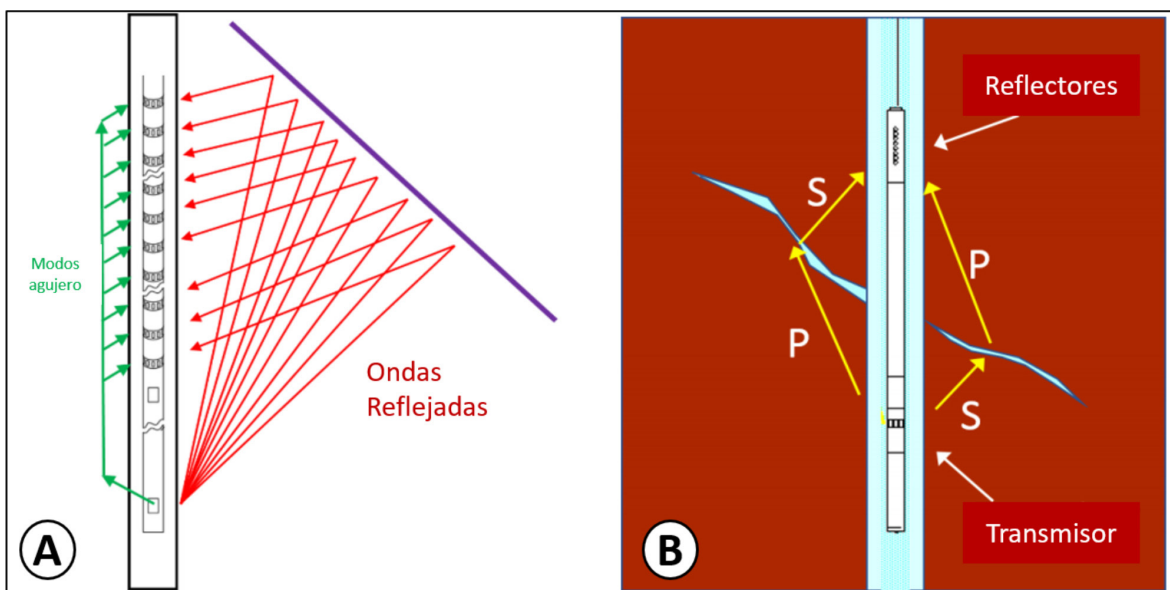


Figura 5. A: Campo de ondas reflejado; B: Ondas refractadas y convertidas PtS y StP. Modificado de Bennett (2018).

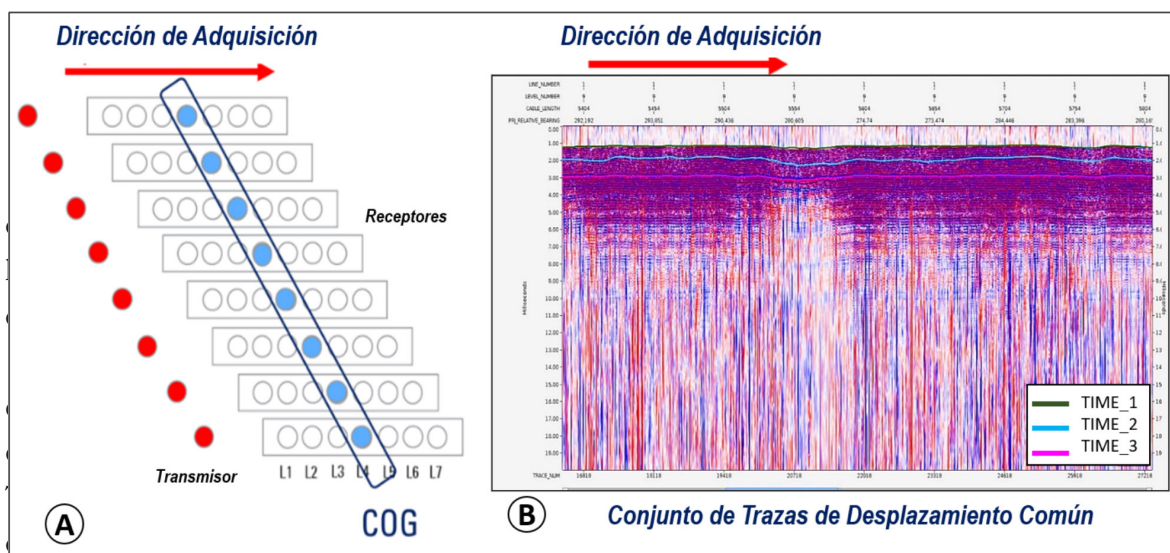


Figura 6. A: Configuración conjunto de trazas de desplazamiento común COG; B: Campo de ondas. Modificado de Bennett (2018).

El primer paso en nuestro caso de estudio fue realizar un control de calidad de las ondas azimutales de campo para cada sensor azimutal en el dominio COG provenientes del Monopolo Lejano y del Dipolo. Se observaron arribos directos de alta amplitud, así como ruido.

Las figuras 7 y 8 muestran un ejemplo para el receptor # 9 y sensor nominal #1, así como sus correspondientes tiempos de tránsito para las ondas Compresional (Verde), Cizalla (Cian) y Stoneley (Magenta) descritos en la figura como: TIME 1,2,3.

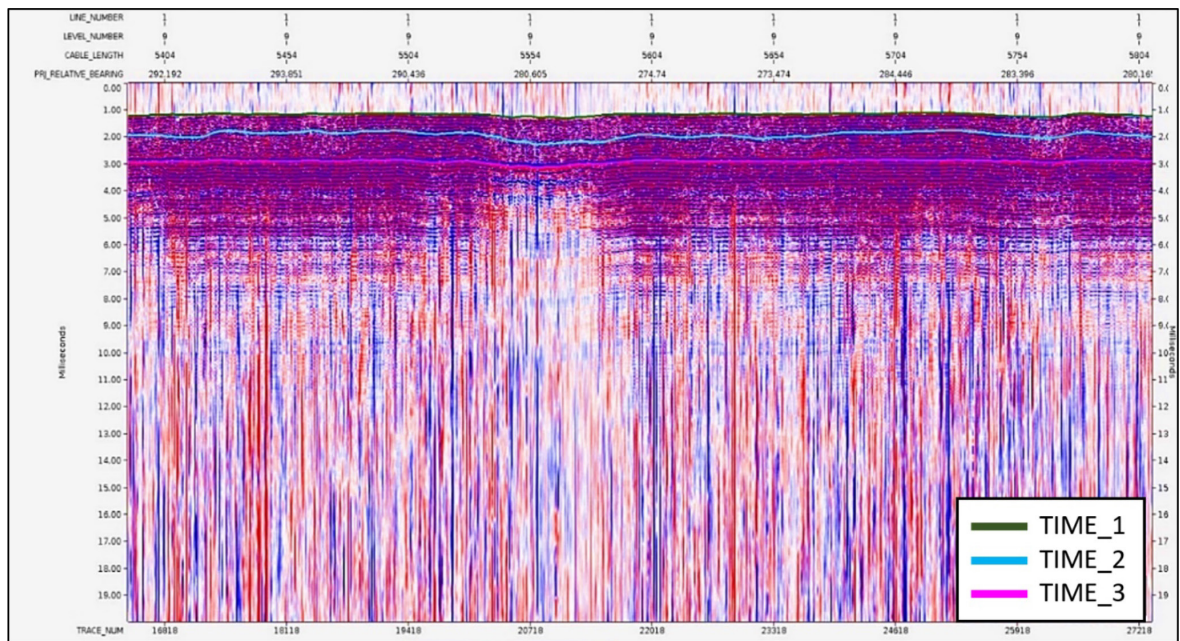


Figura 7. Visualización COG correspondiente al monopolo lejano de campo.

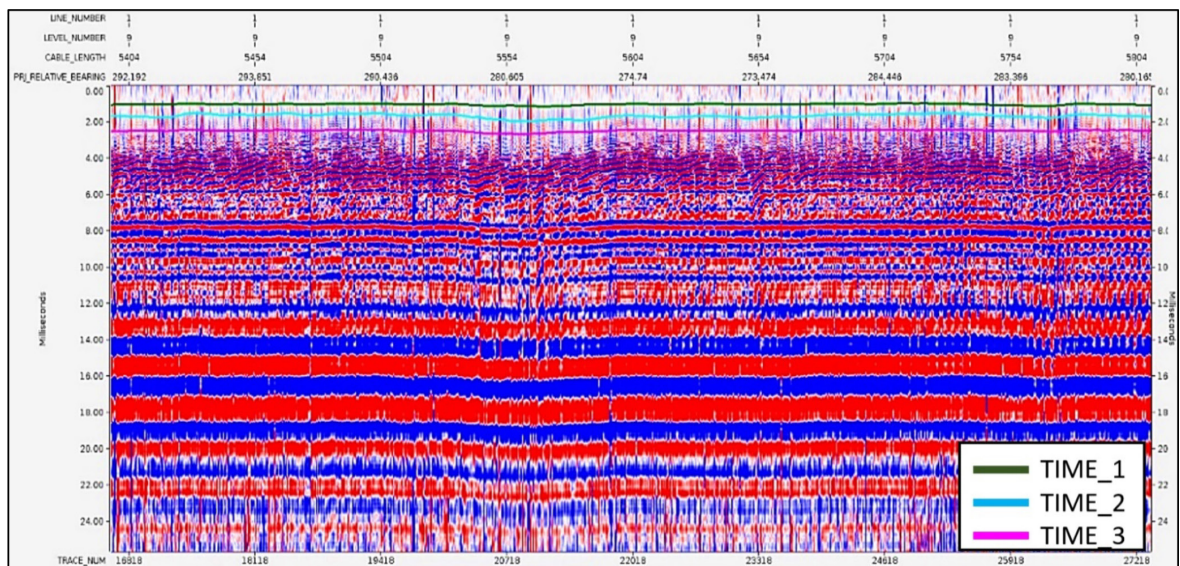


Figura 8. Visualización COG correspondiente al dipolo de campo.

Dado que el campo de ondas adquirido contiene la señal tanto de las ondas directas (Compresional, Cizalla, Stoneley) como reflejadas y con la finalidad de mejorar la señal de estas últimas, se aplicaron una sucesión de filtros para separar la interferencia de los arribos directos y ruido aleatorio.

En el caso del Monopolo Lejano, se aplicó la siguiente sucesión de filtros:

- **Pasa-Bandas:** permite preservar la señal útil en el espectro de frecuencias, eliminando el ruido y la contaminación.
- **AIC:** Cancelador de Interferencia Adaptativo (*Adaptive Interference Canceler*, por sus siglas en inglés) elimina ondas con velocidades aparentes más lentas o rápidas que un valor específico, mejorando así las reflexiones que son paralelas o sub-paralelas al pozo.
- **Velocidad:** Elimina los arribos directos paralelos a las ondas Compresional, Cizalla y Stoneley para cada tiempo de arribo.
- **CSE:** Extracción de Señal Coherente (*Coherence Signal Extraction*, por sus siglas en inglés), remueve y extrae señales coherentes que tienen una ventana de retardo en un intervalo específico.

Los resultados se pueden visualizar en la Figura 9.

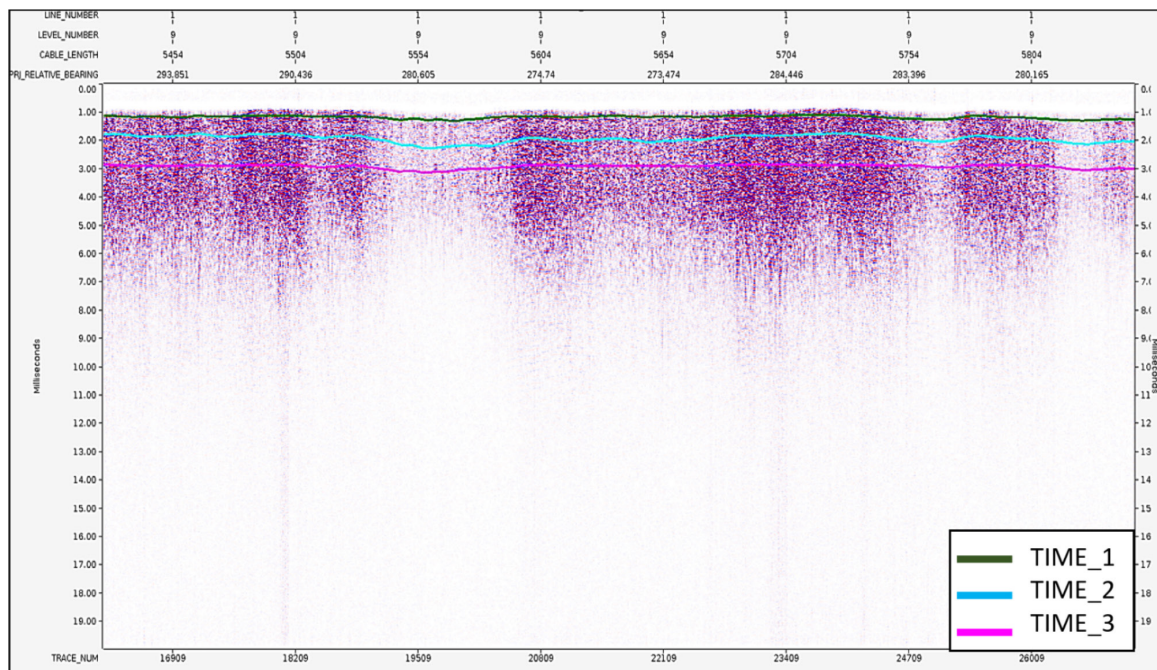


Figura 9. Visualización en COG correspondiente a monopolo después de los filtros aplicados.

En el caso del Dipolo, además del filtro de Velocidad, Pasa-bandas y CSE se utilizaron los siguientes:

- **RST**: Remoción de Stoneley (*Remove Stoneley*, por sus siglas en inglés), remueve los componentes de la onda Stoneley para un arreglo de receptores individuales.
- **Deconvolución**: mejora la resolución vertical colapsando la ondícula y removiendo un tipo particular de distorsión.
- **FK-CSG**: Frecuencia/Número de Onda - Conjunto de Trazas de disparo común (*Frequency-wave number-Common Shot Gather*, por sus siglas en inglés), extrae y separa la señal de eventos de reflexión débiles ascendentes y descendentes, reduce los artefactos y eliminar el ruido coherente que presenta una tendencia lineal.
- **BHM**: Filtro de Modo de Pozo (*Borehole Mode Filter*, por sus siglas en inglés), separa las ondas Compresional, Cizalla, Stoneley y la señal de la cañería, para obtener las ondas reflejadas y refractadas

El siguiente paso, consiste en realizar un picado automatizado en el dominio del tiempo a partir de las mediciones del campo de ondas filtrado. Esto se lleva a cabo para cada uno de los receptores azimutales, utilizando una transformada tipo Tau-P. Diebold (1981) El objetivo es localizar eventos candidatos que muestren un rasgo lineal, tal como se ve en los segmentos color amarillo de la Figura 11. A continuación, se realiza una inversión de tiempo de tránsito para cada reflector candidato analizado mediante un trazado de rayos. La Figura 12, muestra en color verde un ejemplo de la trayectoria que sigue el trazado de rayos a lo largo de un evento picado en

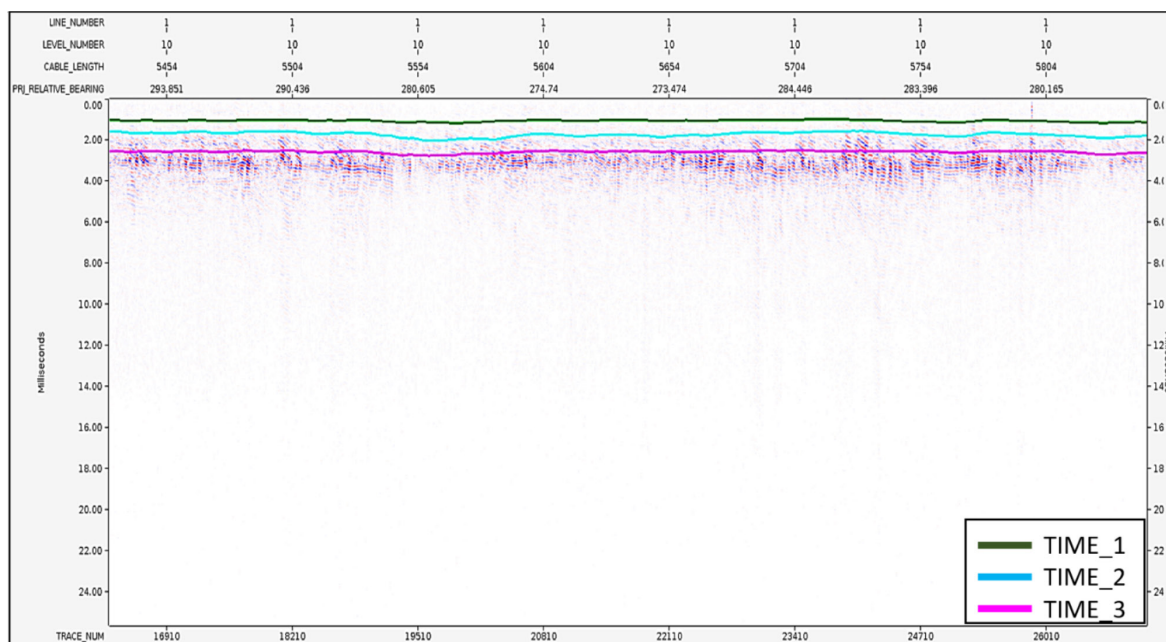


Figura 10. Visualización en COG correspondiente a dipolo después de los filtros aplicados.

tiempo, considerando las posiciones relativas de fuente y receptor para cada una de las estaciones de profundidad medidas.

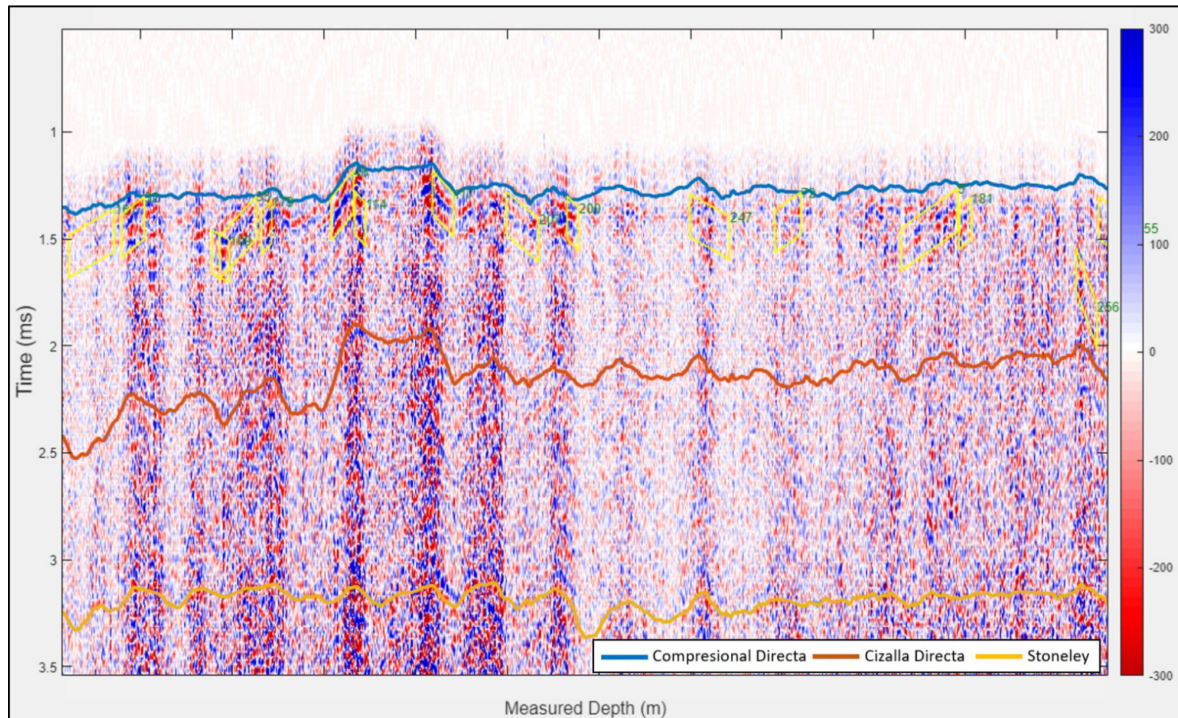


Figura 11. Eventos de reflexión candidatos identificados en color amarillo por transformada Tau-P.

Posteriormente, se analizó el campo de ondas filtrado a lo largo del picado en tiempo para cada candidato y su correspondiente modelo de trazado de rayos asumido. Luego, se determinó estadísticamente el grado de coherencia entre buzamiento y rumbo del reflector. Además, se ejecutó la técnica Lentitud-Coherencia-Tiempo tridimensional (*3D Slowness-Time-Coherence*, por sus siglas en inglés) la cual permitió analizar los reflectores para diferentes azimut nominales y clasificarlos mediante rectángulos codificados por color según el tipo de trazado de rayos.

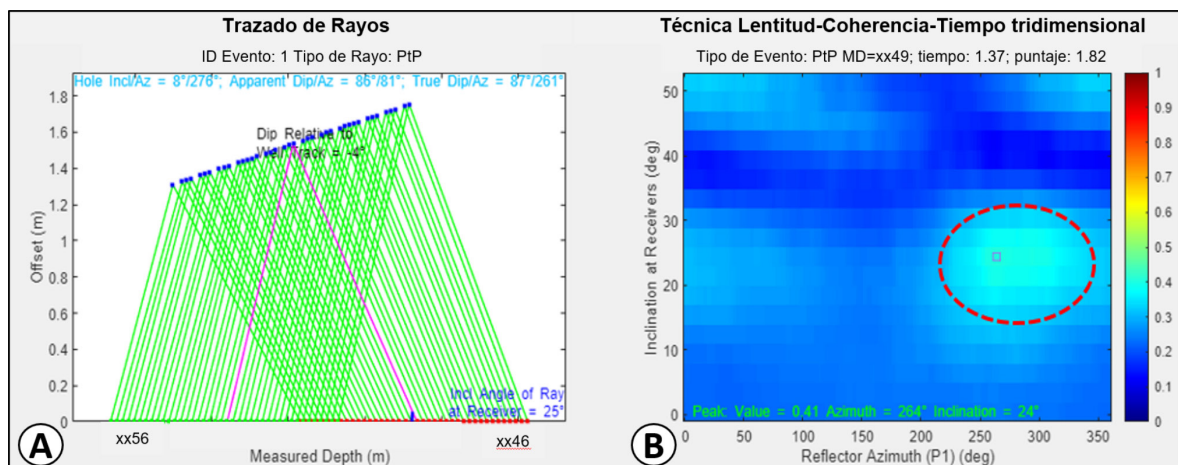


Figura 12. A: Ilustración de la inversión de trazado de rayos. B: Técnica coherencia lentitud-tiempo tridimensional.

La Figura 13 muestra un ejemplo de las reflexiones del tipo PtP marcadas en color celeste y a su vez los modos de arribos convertidos PtS y StP en color magenta y café, respectivamente. A su vez, el panel de la derecha muestra los buzamientos y el rumbo correspondiente a los reflectores clasificados.

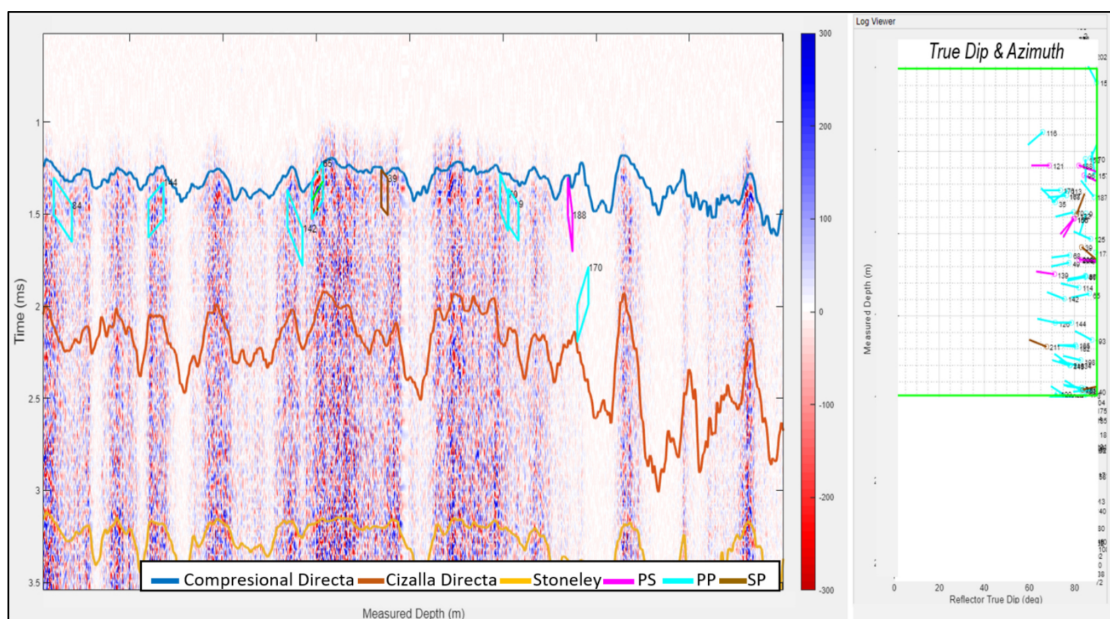


Figura 13. Ejemplo de ondas filtradas con superposición de eventos codificados por color y visualización de buzamiento y azimut verdadero para los tipos de reflectores.

Los resultados combinados con la trayectoria de pozo permiten mapear y conocer la posición relativa de un reflector respecto al eje del pozo en el espacio tridimensional. La Figura 14 muestra una visualización en 3D de la colección de reflectores.

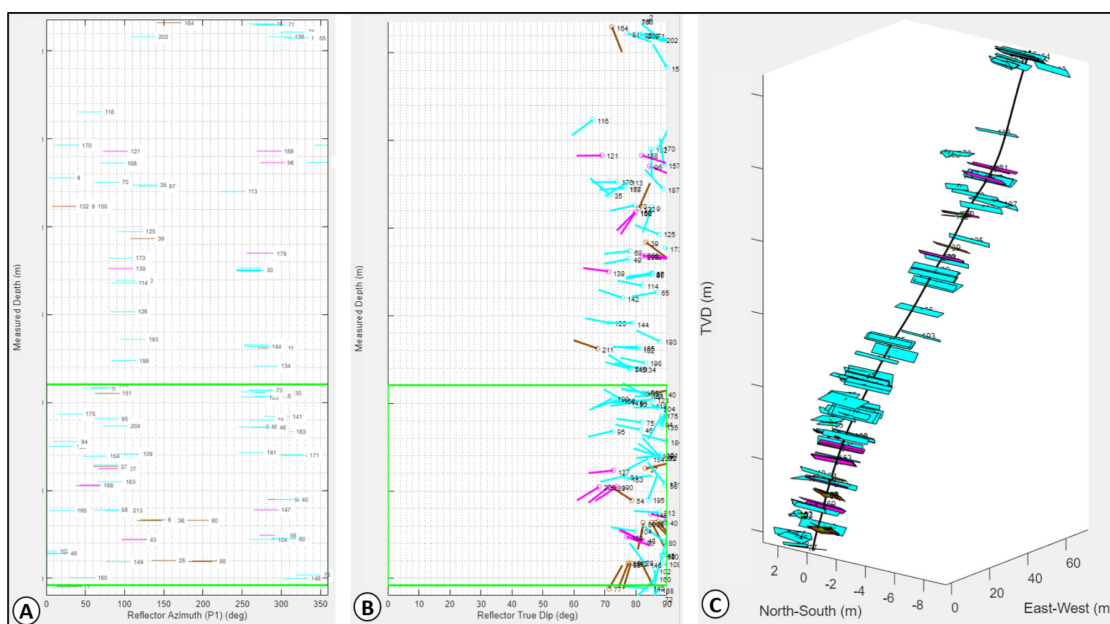


Figura 14. A: Profundidad (MD) versus azimut del receptor nominal; B: Profundidad (MD) versus buzamiento verdadero y azimut de reflectores; C: Ejemplo de reflectores en vista tridimensional.

RESULTADOS

La integración de resultados para la identificación de fracturas a escala de pared de pozo y las correspondientes al campo lejano, mostraron consistencia y permitió definir dos zonas de interés. A continuación la Figura 15 muestra el cabezal y la descripción de los carriles de la integración.

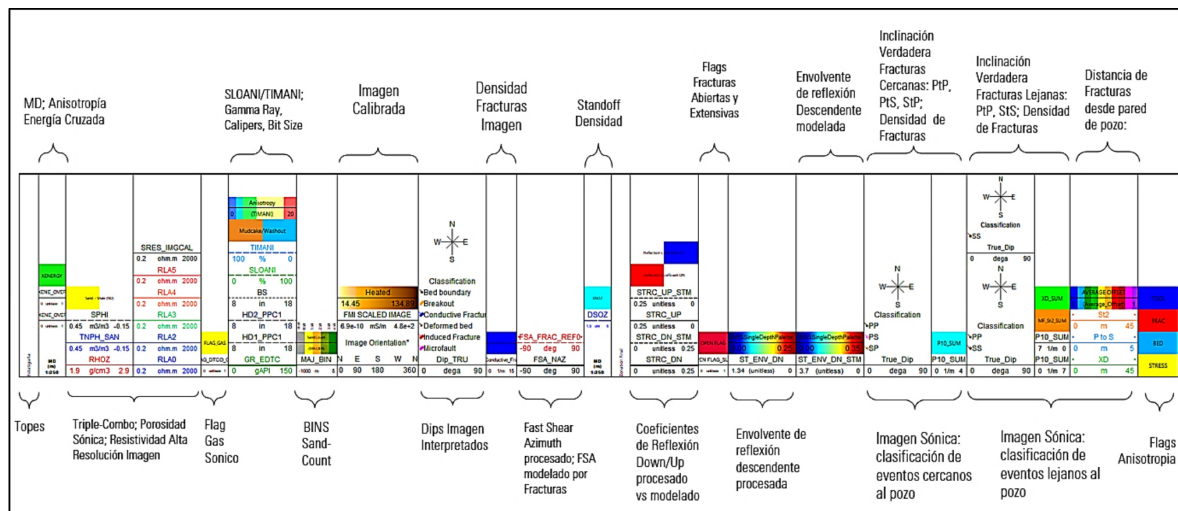


Figura 15. Descripción de cabezal para sábana con integración de resultados.

La Figura 16 muestra el análisis del campo lejano donde se identificaron más de 500 nuevos eventos de reflexión prominentes que corresponden a fracturas naturales mayormente paralelas a la trayectoria del pozo, su correspondiente distribución, densidad, extensión y distancia de la pared del pozo.

Las características de las fracturas provenientes del Monopolo para los eventos tipo PtP, PtS, StP son:

- Set dominante NNW-SSE/N-S, con variaciones de rumbo NE-SW, ENE-WSW, ESE-WNW.
- Set dominante secundario de rumbo SSE-NNW.
- Ángulo de inclinación promedio de 80.2 grados y rango dominante entre 90 y 70 grados.
- Distancia promedio de fracturas a la pared de pozo entre 1.5 y 3.3 metros.

Por su lado, las características de las fracturas provenientes del dipolo para el evento tipo StS:

- Set dominante NE-SW, con variaciones de rumbo N-S, NNE-SSW, NNW-SSE.
- Set dominante secundario de rumbo ESE-WNW.
- Ángulo de inclinación promedio de 83.8 grados, y rango dominante entre 90 y 80 grados.
- Distancia promedio de fracturas a la pared de pozo entre 9.5 m y 45 metros.

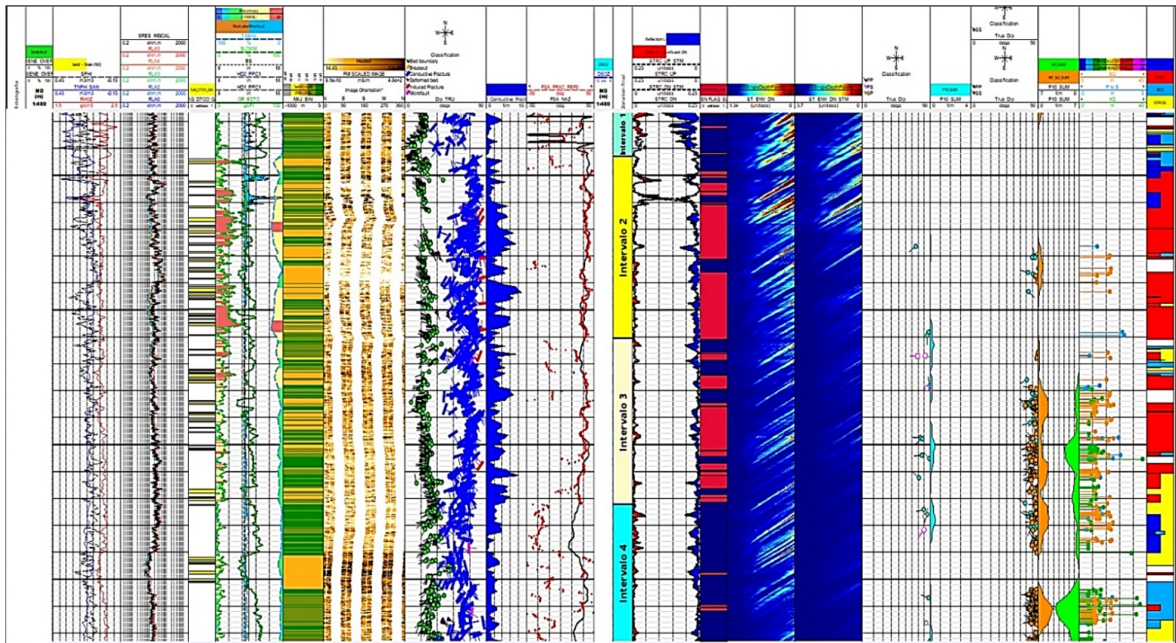


Figura 16. Integración de resultados de campos cercano y lejano.

La Figura 17 muestra la comparación de inclinación y rumbo de ambos métodos independientes.

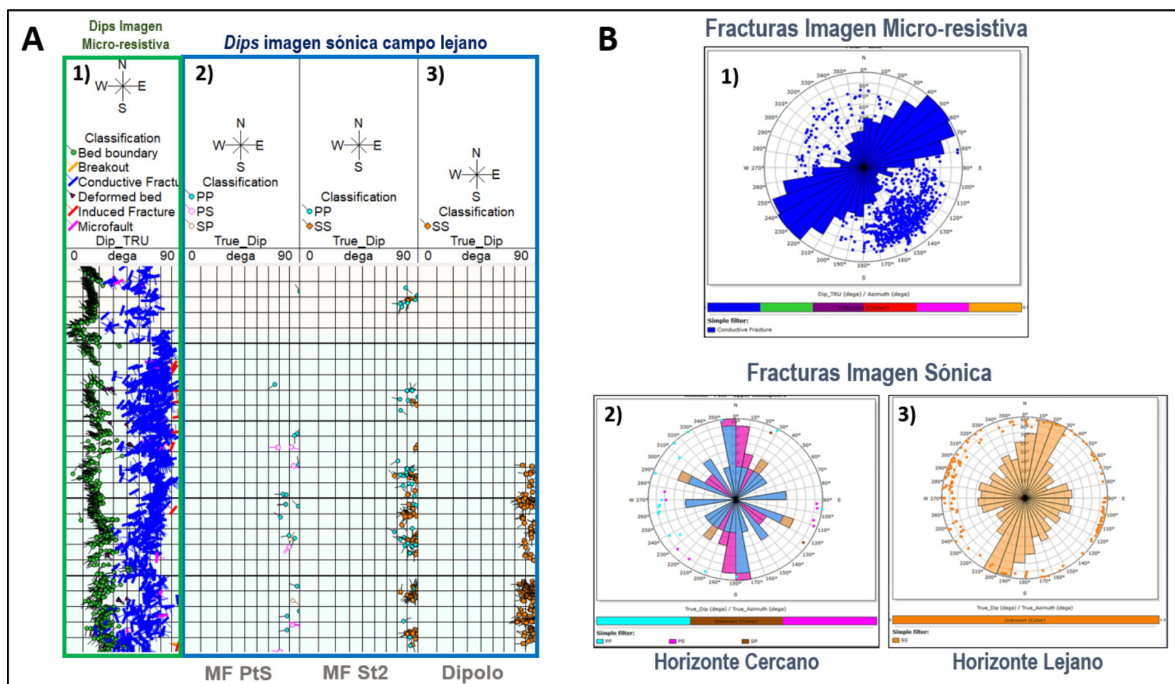


Figura 17. A: Comparación de Dips de fracturas de la imagen micro-resistiva versus la imagen sísmica. B: diagramas de roseta comparando su rumbo.

La Figura 18 y 19 muestran una previsualización de los reflectores en el plano x, y, z, según el tipo de trayectoria de rayo para los campos de onda proveniente del Monopolo y del Dipolo, respectivamente.

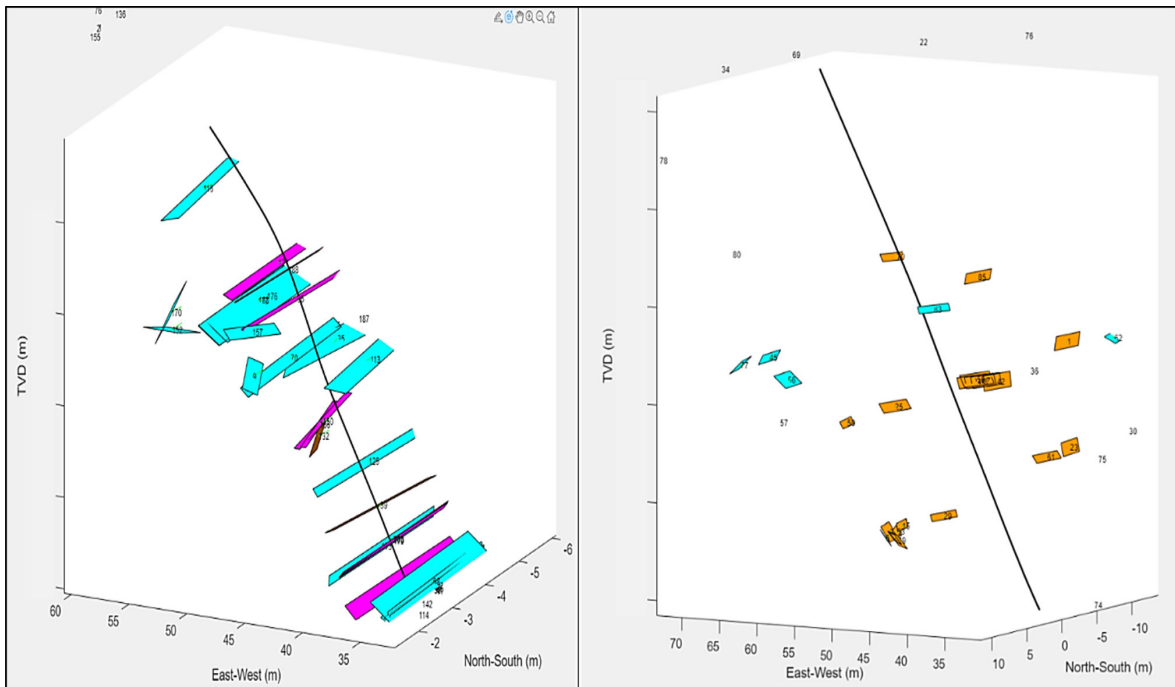


Figura 18. Vista de reflectores provenientes del campo de ondas del monopolo.

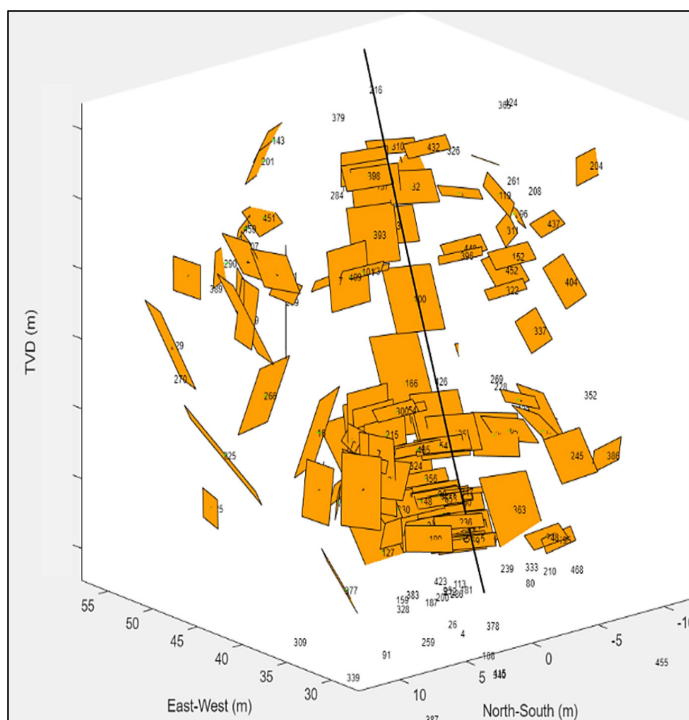


Figura 19. Vista de reflectores provenientes de campo de ondas del dipolo

La Figura 20 muestra todos los tipos de reflectores mapeados a lo largo de la trayectoria del pozo en una vista de discos tridimensionales.

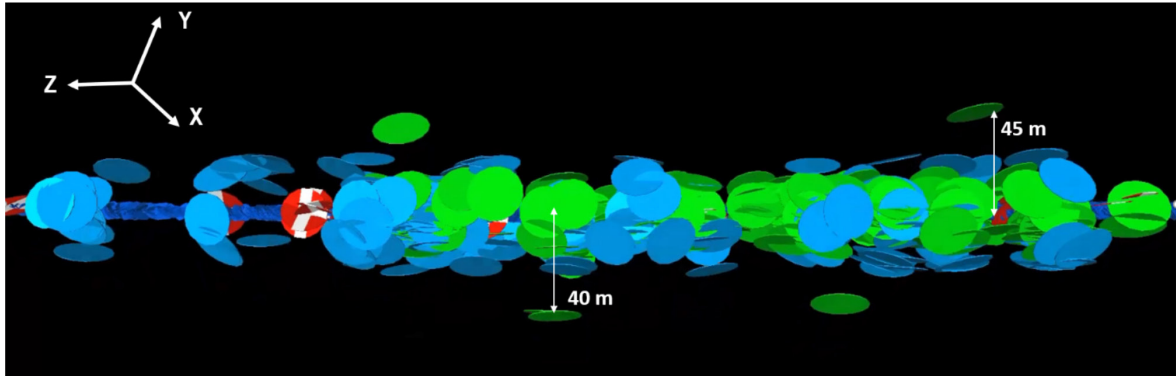


Figura 20. Vista rotada tridimensional de integración de fracturas del campo lejano a partir de imagen sísmica y fracturas del campo cercano a partir de imagen micro-resistiva, con su respectivo offset o distancia de la pared del pozo.

CONCLUSIONES

El flujo de trabajo donde se relacionan las fracturas identificadas con las imágenes de pared de pozo, su correlación con el análisis de anisotropía y su integración cuantitativa a través de un modelo de inversión para determinar las zonas con mayor potencial de producción ha sido documentado en otros reservorios naturalmente fracturados. Este trabajo mostrado combina esa metodología y añade un análisis de la extensión de los eventos más allá de la pared del pozo.

Para este caso de estudio observamos un conjunto de fracturas con alto potencial de producción que se extienden hasta 45 metros dentro de la formación, y por estas observaciones podemos decir que este análisis añade una dimensión extra a los flujos de trabajos anteriores donde no solo identificamos zonas con más alto potencial, sino también podemos separarlas basadas en su extensión lateral y así determinar los mejores intervalos a completar.

Los avances recientes en procesamiento de datos de imagen sísmica para determinar estos eventos lejanos de la pared del pozo permiten obtener resultados cuantitativos expresados como Dip, azimut y distancia desde la pared del pozo o coordenadas x, y, z para visualizar en programas con funcionalidades en 3D en un tiempo adecuado para tomar decisiones de las mejores zonas a completar como se ilustró en este documento. Para nuestro caso de estudio, la sección analizada se dividió en 4 intervalos de los cuales el dos, tres y cuatro muestran zonas con alto potencial basado en el análisis cercano y lejano a la pared del pozo.

AGRADECIMIENTOS

A YPFB Chaco S.A. por su colaboración y permiso para divulgar esta información.

REFERENCIAS CITADAS

- Aguilera, R., 1995. Naturally Fractured Reservoirs, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma (1995), p 521.
- Bennett, N., 2018. Borehole acoustic imaging using 3D STC and ray tracing to determine far-field reflector dip and azimuth: SPWLA 59th Annual Logging Symposium, paper JJJJ.
- Cruz C., 2008. Los Sistemas Petroleros Devónicos Del Subandino Sur y Pie de Monte de la Cuenca de Tarija. Bolivia. Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas). Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. PP 159-187
- Diebold, J., 1981. The Travel time Equation, Tau-Mapping, and Inversion of Common Midpoint Data, Geophysics 46 (3), pp. 238-254.
- Esmersoy, C., 1998. Acoustic Imaging of Reservoir Structure from a Horizontal Well, The Leading Edge, 17, no. 7, pp 940-946.
- Haldorsen, J., 2006. Borehole Acoustic Reflection Survey for High-Resolution Imaging, SEG Technical Program Expanded Abstracts.
- Hornby, B., 1989. Imaging of Near-Borehole Structure Using Full Waveform Sonic Data, Geophysics, 54, 747-757.
- Hirabayashi, N., 2016. Reflector Imaging Using Trial Reflector and Cross-Correlation: Application to Fracture Imaging for Sonic Data, Geophysics, 81 (6): S433-S446.
- Nelson, R., 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, 2nd edition. Gulf Professional Publishing, 332 pp.
- Tang, X., 2004. Imaging Near-Borehole Structure Using Directional Acoustic-Wave Measurement, Geophysics, 69, 1378-1386.
- Velez, E., 2010. Novel Approach for Fracture Characterization in a Metamorphic Reservoir: Society of Petroleum Engineers, SPE 138965.
- Yamamoto, H., 1999. Fracture Imaging from Sonic Reflections and Mode Conversion, SEG Technical Program Expanded Abstracts.
- YPFB, 2021. Oil and Gas Upstream in Bolivia, overview, and E&D Opportunities.